DOCUMENTO DE REGISTRO

(REDACTADO SEGÚN EL ANEXO I DEL REGLAMENTO (CE) Nº 809/2004, DE LA COMISIÓN EUROPEA DE 29 DE ABRIL DE 2004, RELATIVO A LA APLICACIÓN DE LA DIRECTIVA 2003/71/CE)

Abril 2014

El presente Documento de Registro ha sido inscrito en los registros oficiales de la Comisión Nacional del Mercado de Valores

ÍNDICE Pág.

I. FACTORES DE RIESGO 1

II. DOCUMENTO DE REGISTRO 12

A) TABLA DE EQUIVALENCIA 13

B) ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004 28

1. PERSONAS RESPONSABLES 28

1.1 Identificación de las personas responsables 28

1.2 Declaración de las personas responsables confirmando la veracidad de la información contenida en el Documento de Registro. 28

2. AUDITORES DE CUENTAS 28

2.1 Nombre y dirección de los auditores de cuentas 28

2.2 Renuncia o revocación de los auditores de cuentas 28

3. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA 29

3.1 Información financiera histórica seleccionada 29

3.2 Información financiera seleccionada relativa a períodos intermedios 31

4. FACTORES DE RIESGO 31

5. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR 31

5.1 Historial y evolución del emisor 31

5.2 Inversiones 33

5.3 Desinversiones 40

6. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO 42

6.1 Actividades principales 42

6.3 Cuando la información dada de conformidad con los puntos 6.1 y 6.2 se haya visto influenciada por factores excepcionales, debe mencionarse este hecho. 43

6.4 Información sucinta relativa al grado de dependencia del emisor de patentes o licencias, contratos industriales, mercantiles o financieros, o de nuevos procesos de fabricación. 43

6.5 Base de las declaraciones relativas a la posición competitiva del emisor 43

7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA 44

7.1 Descripción del grupo en que se integra el emisor 44

7.2 Principales sociedades del perímetro de consolidación del emisor 45

8. PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO 45

8.1 Información sobre el inmovilizado material tangible, incluidas propiedades arrendadas y, en su caso, gravámenes sobre los mismos. 45

9. ANÁLISIS OPERATIVO Y FINANCIERO 45

9.2 Resultados de explotación 45

10. RECURSOS FINANCIEROS 46

10.1 Información relativa a los recursos financieros a corto y a largo plazo 46

10.2 Fuentes y cantidades de los flujos de tesorería 49

10.4 Restricciones sobre el uso de los recursos de capital que, directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor. 49

10.5 Fuentes previstas de fondos necesarios para cumplir con los compromisos mencionados en los epígrafes 5.2.3 y 8.1. 49

12. INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS 49

12.1 Tendencias recientes más significativas 49

12.2 Tendencias conocidas, incertidumbres o hechos que puedan razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor. 50

13. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS 50

13.1 Principales supuestos en los que la sociedad ha basado sus previsiones o sus estimaciones 50

13.2 Informe elaborado por contables o auditores independientes declarando que las previsiones o estimaciones se han calculado correcta y coherentemente con las políticas contables del emisor. 50

13.3 Previsión o estimación de los beneficios 50
13.4 Declaración de previsiones publicadas en un folleto para una fecha no transcurrida 50

14. ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN, DE GESTIÓN Y DE SUPERVISIÓN, Y ALTOS DIRECTIVOS. 50

14.1 Nombre, dirección profesional y cargo en el emisor de los miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión y las actividades principales de importancia respecto del emisor y desarrolladas fuera del mismo. 50
14.2 Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión, y de altos directivos 61

16. PRÁCTICAS DE GESTIÓN 66

16.1 Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y del período durante el cual la persona ha desempeñado servicios a su cargo. 66
16.2 Información sobre los contratos de miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión con el emisor o cualquiera de sus filiales que prevean beneficios a la terminación de sus funciones, o la correspondiente declaración negativa. 66
16.4 Declaración sobre si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución. 66

17. EMPLEADOS 67

17.2 Acciones y opciones de compra de acciones 67

18. ACCIONISTAS PRINCIPALES 69

18.1 Nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos administrativos, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable en el capital o en los derechos del voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas. 69
18.3 El control del emisor 69
18.4 Descripción de todo acuerdo, conocido del emisor, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio en el control del emisor. 69

19. OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS 70

20. INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS. 71

20.1 Información financiera histórica 71
20.2 Información financiera pro-forma 75
20.3 Estados financieros 75
20.4 Auditoría de la información financiera histórica anual 75
20.5 Edad de la información financiera más reciente 76
20.6 Información intermedia y demás información financiera 76
20.7 Política de dividendos 76
20.8 Procedimientos judiciales y de arbitraje 77
20.9 Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor 77

21. INFORMACIÓN ADICIONAL 77

21.1 Capital social 77
21.2 Estatutos y escritura de constitución 80

22. CONTRATOS RELEVANTES 84

23. INFORMACIÓN DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERÉS. 88

23.1 Declaraciones o informes atribuidos a expertos 88
23.2 Veracidad y exactitud de los informes emitidos por los expertos 88

24. DOCUMENTOS PARA CONSULTA 88

25. INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES 89

C) **CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO DE REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE FORMAN PARTE DEL GRUPO REPSOL CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2013.**

D) **CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO DE REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE FORMAN PARTE DEL GRUPO REPSOL CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2012.**

E) **INFORMACIÓN SUPLEMENTARIA SOBRE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS A 31 DE DICIEMBRE DE 2013 (*INFORMACIÓN NO AUDITADA*).**

I. FACTORES DE RIESGO

Las operaciones y los resultados de Repsol están sujetos a riesgos como consecuencia de los cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocios y financieras, que los inversores deberían tener en cuenta y que se incluyen a continuación. Cualquiera de estos riesgos podría provocar un impacto negativo en la situación financiera, los negocios o los resultados de Repsol.

Asimismo, futuros factores de riesgo, actualmente desconocidos o no considerados como relevantes por Repsol en el momento actual, también podrían afectar negativamente al negocio, a los resultados o a la situación financiera de Repsol.

1. FACTORES DE RIESGO ESTRATÉGICOS Y OPERACIONALES DEL GRUPO REPSOL

Incertidumbre en el contexto económico actual

La recuperación económica global está siendo más débil de lo esperado. El reciente aumento de los tipos de interés a plazo en EE.UU. podría llevar a una reversión parcial de los flujos de capital a ciertas economías, al que estarían más expuestos los países con posiciones fiscales más débiles o con mayores tasas de inflación.

En la Zona Euro, el Banco Central Europeo (BCE) tiene dos retos importantes por delante: terminar con el fraccionamiento bancario dentro de la unión monetaria que dificulta la transmisión de su política monetaria de forma homogénea en toda la zona euro y evitar un periodo de baja inflación prolongado.

Por otra parte, la persistente presión sobre la sostenibilidad de las cuentas públicas en las economías avanzadas mantiene fuertes tensiones en los mercados de crédito y podría motivar reformas fiscales o cambios en el marco regulatorio de la industria del petróleo y del gas. Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos con terceros con los que Repsol realiza o podría realizar negocios. Cualquiera de los factores descritos anteriormente, ya sea de manera conjunta o independiente, podrían afectar de manera adversa a la condición financiera, los negocios o los resultados de las operaciones de Repsol.

Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol.

En los últimos 10 años, el precio del crudo ha experimentado variaciones significativas, además de estar sujeto a las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, ajenas al control de Repsol.

Los precios internacionales de los productos están influidos por el precio del crudo y por la demanda de dichos productos. Asimismo, las cotizaciones internacionales de crudos y productos inciden en el margen de refino. Los precios de cotización internacionales, así como la demanda de crudo pueden también sufrir fluctuaciones significativas ligadas a los ciclos económicos.

La reducción de los precios del crudo afecta negativamente a la rentabilidad de la actividad de Repsol, a la valoración de sus activos y a sus planes de inversión, incluidas aquellas inversiones de capital planificadas en exploración y desarrollo. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol para reponer sus reservas de crudo.

Marco regulatorio y fiscal de las actividades de Repsol

La industria del petróleo está sujeta a una regulación e intervención estatales exhaustivas en materias como la adjudicación de permisos de exploración y producción, la imposición de obligaciones contractuales relativas a la perforación y exploración, las restricciones a la producción, el control de los precios, la desinversión de activos, los controles de tipo de cambio y la nacionalización, expropiación o anulación de los derechos contractuales. Dicha legislación y normativa es aplicable a prácticamente todas las operaciones de Repsol en España y en el extranjero.

Por otro lado, los sectores de distribución gasista y eléctrica, en los que Repsol opera principalmente a través de su participación en Gas Natural Fenosa (30% propiedad del Grupo Repsol), responden a actividades reguladas en la mayoría de los países. La normativa legal aplicable a dichos sectores está típicamente sujeta a revisión periódica por parte de las autoridades competentes y a cambios en la misma que podrían suponer un descenso (o un incremento inferior de lo esperado), en el actual esquema de retribución de las actividades reguladas.

Asimismo, las actividades de la industria del petróleo y la química, en general están sujetas a una extensa regulación e intervención en aspectos tales como los controles de seguridad y medioambiente.

Por último, el sector de la energía, y en particular la industria del petróleo, están sometidos a un marco fiscal singular. En las actividades de *Upstream* es frecuente que existan gravámenes energéticos sobre el beneficio y la producción y, en lo que se refiere a las actividades de *Downstream*, también es habitual la existencia de gravámenes sobre el consumo de los productos.

Repsol no puede anticiparse a los cambios de dichas leyes ni a su interpretación, o a la implantación de determinadas políticas, que podrían afectar de un modo adverso a su negocio, resultados y situación financiera y los resultados operativos del Grupo.

Sujeción de Repsol a legislaciones y riesgos medioambientales y de seguridad exhaustivos

Repsol está sujeta a un gran número de legislaciones y reglamentos medioambientales y de seguridad prácticamente en todos los países donde opera. Estas normativas regulan, entre otras cuestiones, las relativas a las operaciones del Grupo en calidad medioambiental de sus productos, emisiones al aire y cambio climático y eficiencia energética, vertidos al agua, remediación del suelo y aguas subterráneas, así como generación, almacenamiento, transporte, tratamiento y eliminación final de los residuos y seguridad.

En particular, debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado o están considerando la adopción de nuevas exigencias normativas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como la fijación de impuestos sobre las emisiones de carbono, el aumento de los estándares de eficiencia o la adopción de sistemas de comercio de emisiones. Estos requisitos podrían encarecer los productos de Repsol, así como modificar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes de energía con emisiones de carbono más bajas, como las energías renovables. Además, el cumplimiento de la normativa de gases de efecto invernadero también puede obligar a Repsol a realizar mejoras en sus instalaciones, a monitorear o capturar dichas emisiones o tomar otras acciones que puedan aumentar los costes.

Los requisitos mencionados anteriormente han tenido y continuarán teniendo un impacto en el negocio de Repsol, su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas.

Las actividades de exploración y producción de gas y petróleo están sujetas a riesgos específicos, muchos de ellos ajenos al control de Repsol. Se trata de actividades expuestas a riesgos relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, errores o ineficiencias en la gestión de las operaciones y en los procesos de compras, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas. Además, algunos de los proyectos de desarrollo, están localizados en aguas profundas y en otros entornos difíciles, como el Golfo de México, Alaska, Brasil y la Selva Amazónica, o en yacimientos complejos que pueden agravar tales riesgos. Además, cualquier medio de transporte de hidrocarburos tiene riesgos inherentes: durante el transporte por carretera, ferroviario, marítimo o a través de ductos (gasoductos, oleoductos, etc.) podría producirse una pérdida en la contención de hidrocarburos y de otras sustancias peligrosas; éste es un riesgo significativo debido al impacto potencial de un derrame en el medio ambiente y en las personas, especialmente teniendo en cuenta los altos volúmenes que pueden ser transportados al mismo tiempo. De materializarse dichos riesgos, Repsol podría sufrir pérdidas importantes, interrupción de sus operaciones y daños a su reputación.

Por otra parte, Repsol depende de la reposición de las reservas de crudo y gas ya agotadas con otras nuevas probadas cuya posterior producción sea viable en términos económicos. Sin embargo, la capacidad de Repsol de adquirir o descubrir nuevas reservas está sujeta a una serie de riesgos. Así, por ejemplo, la perforación puede entrañar resultados negativos, no sólo en caso de resultar en pozos secos, sino también en aquellos casos en los que un pozo productivo no vaya a generar suficientes ingresos netos que permitan obtener beneficios una vez descontados los costes operativos, de perforación y de otro tipo. A lo anterior hay que sumar que, por lo general, Repsol hace frente a una fuerte competencia en la presentación de las ofertas para la adjudicación de bloques exploratorios, en especial de aquellos con unas reservas potenciales más atractivas. Esa competencia puede dar lugar a que Repsol no logre los bloques deseables o bien a que los adquiera a un precio superior, lo que podría entrañar que la producción posterior dejara de ser económicamente viable.

Si Repsol no adquiere ni descubre y, posteriormente, tampoco desarrolla nuevas reservas de gas y petróleo de manera rentable o si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, su negocio, el resultado de sus operaciones y su posición financiera podrían verse significativa y negativamente afectados.

Localización de las reservas

Parte de las reservas de hidrocarburos de Repsol se hallan en países que presentan o pueden presentar inestabilidad política o económica. En la Sección II.E*)—"Información suplementaria sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos a 31 de diciembre de 2013 (Información no auditada)"* incluida en el presente Documento de Registro, se incluye información sobre las reservas probadas del Grupo y su distribución por áreas geográficas.

Tanto las reservas como las operaciones de producción relacionadas pueden conllevar riesgos, entre los que se incluyen el incremento de impuestos y regalías, el establecimiento de límites de producción y de volúmenes para la exportación, las renegociaciones obligatorias o la anulación de contratos, la nacionalización o desnacionalización de activos, los cambios en los regímenes gubernamentales locales y en las políticas de dichos gobiernos, los cambios en las costumbres y prácticas comerciales, el retraso en los pagos, las restricciones al canje de divisas y el deterioro o las pérdidas en las operaciones por la intervención de grupos insurgentes. Además, los cambios

políticos pueden conllevar variaciones en el entorno empresarial. Por su parte, las desaceleraciones económicas, la inestabilidad política o los disturbios civiles pueden perturbar la cadena de suministro o limitar las ventas en los mercados afectados por estos acontecimientos.

Si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, los negocios del Grupo, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse significativa y negativamente afectados.

Estimaciones de reservas de petróleo y gas

Para la estimación de reservas probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas de la *Securities and Exchange Commission* (SEC) y los criterios establecidos por el sistema *Petroleum Reserves Management System* de la *Society of Petroleum Engineers* (PRMS-SPE). Para la estimación de reservas no probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza los criterios y las directrices del PRMS-SPE.

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, algunos de los cuales están fuera del control de Repsol. Entre los factores que Repsol controla destacan los siguientes: los resultados de la perforación de pozos, las pruebas y la producción tras la fecha de la estimación, que pueden conllevar revisiones sustanciales, tanto al alza como a la baja; la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos, y su interpretación y valoración; el comportamiento de la producción de los yacimientos y las tasas de recuperación, las cuales dependen significativamente en ambos casos de la tecnología disponible, así como de la habilidad para implementar dichas tecnologías y el *know-how*; la selección de terceras partes con las que se asocia el Grupo; y la precisión en las estimaciones iniciales de los hidrocarburos de un determinado yacimiento, que podrían resultar incorrectas o requerir revisiones significativas. Por otro lado, entre los factores que se encuentran fundamentalmente fuera del control de Repsol, destacan los siguientes: fluctuaciones en precios del crudo y del gas natural, que pueden tener un efecto en la cantidad de reservas probadas (dado que las estimaciones de reservas se calculan teniendo en cuenta las condiciones económicas existentes en el momento en que dichas estimaciones fueron realizadas); cambio en las normas tributarias, otros reglamentos administrativos y las condiciones contractuales respecto de las existentes en la fecha en que se efectuaron las estimaciones (que pueden traducirse en la inviabilidad económica de la explotación de las reservas); y determinadas actuaciones de terceros, incluyendo los operadores de los campos en los que el Grupo tiene participación.

Como resultado de lo anterior, la medición de las reservas no es precisa y está sujeta a revisión. Cualquier revisión a la baja de las estimaciones de reservas probadas podría impactar negativamente en los resultados e implicaría un incremento de los gastos de amortización y depreciación, y una reducción en los resultados o del patrimonio atribuible a los accionistas.

Proyectos y operaciones desarrolladas a través de negocios conjuntos y empresas asociadas

Muchos de los proyectos y operaciones del Grupo Repsol se llevan a cabo a través de negocios conjuntos y empresas asociadas. En aquellos casos en los que Repsol no actúa como operador, su capacidad para controlar e influir en el funcionamiento y la gestión de las operaciones, así como para identificar y gestionar los riesgos asociados es limitada. Adicionalmente, podría darse la circunstancia de que alguno de los socios de Repsol o resto de miembros en un negocio conjunto o empresa asociada pudiera no atender al cumplimiento de sus obligaciones financieras o de otra índole, lo que podría llegar a afectar a la viabilidad de algún proyecto.

Repsol puede efectuar adquisiciones, inversiones y enajenaciones como parte de su estrategia

Como parte de su estrategia, Repsol puede llevar a cabo adquisiciones, inversiones y enajenaciones de participaciones. No es posible asegurar que Repsol pueda identificar oportunidades de

adquisición apropiadas, obtener la financiación necesaria para culminar y hacer frente a tales adquisiciones o inversiones, adquirir negocios en condiciones satisfactorias o que cualquier negocio adquirido resulte finalmente rentable. Además, las adquisiciones e inversiones implican una serie de riesgos, incluyendo posibles efectos adversos en el resultado de explotación de Repsol, riesgos asociados con acontecimientos imprevistos o pasivos relacionados con los activos adquiridos o negocios que pueden no haberse revelado durante los procesos de *due diligence*, dificultades en la asimilación de las operaciones adquiridas, tecnologías, sistemas, servicios y productos, y riesgos resultantes de las condiciones contractuales que surgen como consecuencia de un cambio de control en una empresa adquirida.

Cualquier fracaso en la integración exitosa de tales adquisiciones podría tener un efecto material adverso sobre el negocio, resultados de las operaciones, o condiciones financieras de Repsol. Cualquier enajenación de participaciones puede también afectar de manera adversa a la situación financiera de Repsol, si tales enajenaciones se materializan en una pérdida para Repsol.

La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol está sujeta podría no ser suficiente.

Como se explica en varios de los factores de riesgo ya mencionados en este documento, las operaciones de Repsol están sujetas a extensos riesgos económicos, operativos, regulatorios y legales. Repsol mantiene una cobertura de seguros que cubre ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas, en línea con las prácticas de la industria. La cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las pérdidas y responsabilidades incurridas. Además, las pólizas de seguros de Repsol contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos. Por otro lado, Repsol podría no ser capaz de mantener un seguro adecuado con costes o condiciones que considere razonables o aceptables o podría no ser capaz de obtener un seguro contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si sufre un incidente contra el que no está asegurada, o cuyo coste excede materialmente de su cobertura, éste podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones.

Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado.

El precio del gas natural suele diferir entre las áreas en las que opera Repsol, a consecuencia de las significativas diferencias de las condiciones de oferta, demanda y regulación, además de poder ser inferior al precio imperante en otras regiones del mundo. Además, la situación de excesiva oferta que se registra en determinadas zonas no se puede aprovechar en otras, debido a la falta de infraestructuras y a las dificultades para el transporte del gas natural.

Por otra parte, Repsol ha suscrito contratos a largo plazo para la compra y el suministro de gas natural en distintos lugares del mundo. Se trata de contratos que prevén distintas fórmulas de precios que podrían traducirse en unos precios de compra superiores a los de venta que se podrían obtener en mercados cada vez más liberalizados. Asimismo, la disponibilidad de gas puede estar sujeta al riesgo de incumplimiento del contrato por las contrapartes de los mismos, en cuyo caso sería necesario buscar otras fuentes de gas natural para hacer frente a posibles faltas de suministro, lo que podría entrañar el pago de unos precios superiores a los acordados en esos contratos.

Repsol dispone también de contratos a largo plazo para la venta de gas a clientes, principalmente en Bolivia, Venezuela, Trinidad y Tobago, Perú y Rusia, que presentan riesgos de otro tipo, al estar vinculados a las reservas probadas actuales en estos países. En el caso de que no hubiera suficientes reservas disponibles en tales países, puede ocurrir que Repsol no sea capaz de cumplir sus obligaciones contractuales, algunas de las cuales prevén sanciones por incumplimiento. Los riesgos

arriba mencionados podrían afectar de un modo adverso al negocio, resultados y situación financiera de Repsol.

Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica

La industria petroquímica está sujeta a grandes fluctuaciones, tanto de la oferta como de la demanda, que reflejan la naturaleza cíclica del mercado petroquímico a nivel regional e internacional. Dichas fluctuaciones afectan a los precios y a la rentabilidad de las empresas que operan en el sector, incluida Repsol. Además, el negocio petroquímico de Repsol está sujeto también a una exhaustiva regulación estatal y a intervención en materias tales como la seguridad y los controles medioambientales. Tanto las fluctuaciones, como los cambios en la regulación podrían tener un efecto adverso en el negocio, en la posición financiera y en los resultados de las operaciones de Repsol.

La estrategia del Grupo Repsol exige eficiencia e innovación en un mercado altamente competitivo.

La industria petrolera, petroquímica y gasista se desarrolla en el marco de un sector energético altamente competitivo. Esta competencia afecta a las condiciones de acceso a mercados o nuevas oportunidades de negocio, los costes de las licencias y los precios y la comercialización de productos, y requiere del Grupo Repsol una atención y esfuerzo continuados en la mejora de la eficiencia y reducción de los costes unitarios, sin que se produzcan mermas en la seguridad de las operaciones ni en la gestión de los restantes riesgos estratégicos, operacionales y financieros.

La ejecución de la estrategia del Grupo requiere una importante capacidad de anticipación y adaptación al mercado y una continua inversión en avances e innovación tecnológica.

El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje

El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje que surgen como consecuencia del desarrollo de su actividad. Asimismo, Repsol podría verse envuelta en otros posibles litigios en el futuro sobre los que tampoco puede predecir su alcance, contenido o resultado. Todo litigio presente o futuro encierra un alto grado de incertidumbre y, por tanto, la resolución de los mismos podría afectar los negocios, los resultados o la situación financiera del Grupo Repsol.

Conductas indebidas o incumplimientos de la normativa aplicable por parte de nuestros empleados puede dañar la reputación del Grupo Repsol.

La Norma de Ética y Conducta de Repsol, de obligado cumplimiento para todos los empleados del Grupo con independencia de su ubicación geográfica, área de actividad o nivel profesional, establece las pautas generales que deben regir la conducta en Repsol y de todos sus empleados con arreglo a los principios de lealtad a la empresa, la buena fe, la integridad y el respeto a la legalidad y a los valores éticos definidos por el Grupo. Los diversos modelos de cumplimiento y control de Repsol incluyen controles orientados a detectar y mitigar aspectos relevantes de cumplimiento de la Norma de Ética y Conducta. La existencia de conductas indebidas en la gestión o incumplimientos de la normativa aplicable, de producirse, podrían causar daños reputacionales a Repsol, además de acarrear sanciones y responsabilidades legales.

La tecnología de la información y su fiabilidad y robustez son un factor fundamental en el mantenimiento de nuestras operaciones.

La fiabilidad y seguridad de las tecnologías de la información del Grupo Repsol son críticas para el mantenimiento de sus procesos de negocio y la confidencialidad e integridad de la información de

Repsol y de terceros. Dado que los ataques cibernéticos están en constante evolución, el Grupo Repsol no puede garantizar que no vaya a sufrir pérdidas materiales en el futuro por esta causa.

Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

El día 16 de abril de 2012, el Poder Ejecutivo de la República Argentina anunció la remisión al Poder Legislativo de un proyecto de Ley relativo a la soberanía hidrocarburífera de la República Argentina y en el que se declaraba, entre otras medidas, de interés público y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. (conjuntamente con sus sociedades dependientes, **"YPF"**) representado por igual porcentaje de acciones "Clase D" de YPF pertenecientes a Repsol y a sus controlantes o controladas en forma directa o indirecta.

Ese mismo día, el Gobierno de la República Argentina aprobó el Decreto de Necesidad y Urgencia Nº 530 (el **"Decreto de Intervención"**), efectivo desde el mismo día de su aprobación, que dispuso la intervención temporal de YPF S.A. por un plazo de 30 días y el nombramiento de un ministro del Gobierno como interventor de YPF S.A. con atribución de todas las facultades de su Directorio (Consejo de Administración). El 18 de abril de 2012, el Gobierno argentino aprobó mediante el Decreto Nº 557 la ampliación del alcance del Decreto de Intervención a Repsol YPF Gas S.A. (conjuntamente con sus sociedades dependientes, **"YPF Gas"**) que, el 6 de julio de 2012, cambió su denominación a YPF Gas, S.A. en su primera Asamblea tras la expropiación.

Tras una rápida tramitación parlamentaria, el 7 de mayo de 2012 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Ley 26.741 (la **"Ley de Expropiación"**), con entrada en vigor ese mismo día, por la que se declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A., representado por igual porcentaje de las acciones "Clase D" de dicha sociedad, pertenecientes a Repsol, sus controlantes o controladas de forma directa o indirecta, así como el 51% del patrimonio de YPF Gas S.A., que equivale al 60% de las acciones "Clase A" de dicha sociedad pertenecientes a Repsol Butano, S.A., sus controlantes o controladas.

Debido a los hechos señalados anteriormente, se produjo la pérdida de control de YPF e YPF Gas por parte de Repsol y, como consecuencia, la desconsolidación contable de las mismas, lo que implicó dar de baja del balance consolidado de Repsol sus activos, pasivos e intereses minoritarios, así como las diferencias de conversión correspondientes.

El Consejo de Administración de Repsol, S.A. acordó el 25 de febrero de 2014 la suscripción del acuerdo alcanzado con la República Argentina, denominado "Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación" (el **"Convenio"**), con el que se pretende poner fin a la controversia originada por la expropiación. El Convenio se firmó el 27 de febrero de 2014 (véase epígrafe 22 *"Contratos relevantes"* del presente Documento de Registro).

En virtud del Convenio, la República Argentina reconoce a favor de Repsol la existencia de un derecho de crédito, firme y autónomo, de 5.000 millones de USD a título de indemnización por la expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. y por los demás conceptos contemplados en el Convenio (la **"Compensación"**). Para el pago de la Compensación, la República Argentina entregaría a Repsol títulos de deuda pública de la República Argentina en dólares (los **"Títulos Públicos"**).

En relación al Convenio, existe el riesgo derivado de la incertidumbre sobre el cumplimiento de las condiciones suspensivas que, junto con la entrega de los Títulos Públicos, determinan su entrada en vigor. Producida la entrada en vigor, el Convenio estará sujeto al riesgo derivado del incumplimiento, por parte de la República Argentina, de (i) sus obligaciones contractuales y/o (ii) de las medidas en él estipuladas para reparar o dejar indemne a Repsol.

Si el Convenio no entrara en vigor, el riesgo para Repsol derivado de la expropiación volvería a ser la incertidumbre sobre (i) la restitución de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. sujetas a expropiación y/o (ii) el importe de la compensación que la República Argentina deba pagar a Repsol como consecuencia de la apropiación del control de ambas empresas, así como sobre el momento y la forma en que el pago se llevaría a cabo.

Como consecuencia del proceso de conversaciones con el Gobierno argentino que culminaron con la firma del Convenio, al cierre del ejercicio 2013, se ha ajustado el valor que se considera recuperable de las participaciones en YPF S.A. e YPF Gas S.A. sujetas a expropiación, tal y como se describe en la Nota 4 de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al citado ejercicio 2013. Esta estimación de valor recuperable tiene las incertidumbres propias del cierre y entrada en vigor del Convenio.

2. RIESGOS FINANCIEROS

En la Nota 19—*"Gestión de riesgos financieros y del capital"* y en la Nota 20—*"Operaciones con derivados"* de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 que se recogen en la Sección II.C) del presente Documento de Registro, se analiza la exposición a los riesgos financieros y se incluyen detalles sobre los mismos y las operaciones de cobertura.

Los principales riesgos financieros se describen a continuación:

Riesgo de liquidez

Está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Repsol mantenía a 31 de diciembre de 2013 recursos disponibles en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito disponibles que cubrían el 73% de la totalidad de su deuda bruta y el 72% de la misma incluyendo las participaciones preferentes. El Grupo tiene líneas de crédito no dispuestas por un importe de 5.234 y 5.899 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

En el caso de que en el futuro Repsol no fuese capaz de atender sus necesidades de liquidez o tuviese que incurrir en unos costes elevados para afrontarlas, podría producirse un efecto material adverso en sus actividades, sus resultados o en su situación financiera

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible, entre otras, a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, las cuales se miden y controlan por cliente o tercero individual, y cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de las correcciones valorativas por deterioro por importe de 7.128 y 7.202 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2013 y 2012. Para ello, el Grupo cuenta con sistemas propios alineados con las mejores prácticas que permiten la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por las entidades financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos

casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere parcialmente a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

Adicionalmente, el Grupo también tiene exposición al riesgo de contrapartida derivado de operaciones contractuales no comerciales que pueden derivar en impagos. En estos casos, el Grupo realiza análisis de las contrapartidas con las cuales se mantienen o pudieran mantener relaciones contractuales no comerciales. Eventuales incumplimientos de las obligaciones de pago por parte de los clientes y contrapartes de Repsol, en el tiempo y forma pactados, podrían ocasionar un efecto material adverso en sus actividades, sus resultados o en su situación financiera.

Riesgos de Mercado

El Grupo Repsol está expuesto a diversos tipos de riesgo de mercado: de tipo de cambio, de precio de materias primas, de tipo de interés y de calificación crediticia, que se describen a continuación:

***Riesgo de fluctuación del tipo de cambio*:** Las variaciones en los tipos de cambio pueden afectar de manera adversa a los resultados de las operaciones y al valor del patrimonio de Repsol.

Con carácter general, esta exposición a riesgo de tipo de cambio tiene su origen en la existencia en las sociedades del Grupo de activos, pasivos y flujos monetarios denominados en una divisa distinta de la moneda funcional de Repsol, teniendo especial relevancia el hecho de que:

- los flujos monetarios de las operaciones de comercio internacional sobre crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares americanos.
- gran parte de los activos e inversiones financieras de Repsol están denominados igualmente en dólares americanos.

Adicionalmente ha de tenerse en cuenta que:

- los flujos monetarios de las operaciones que se realizan en los países en los que Repsol tiene actividad están expuestos a variaciones en los tipos de cambio de las monedas locales correspondientes contra las principales divisas en las que se cotizan las materias primas que sirven de referencia para la fijación de precios en la moneda local.
- Repsol presenta sus estados financieros en euros, para lo cual los activos y pasivos de las sociedades participadas cuya moneda funcional es distinta del euro, deben ser convertidos a dicha moneda.

Aunque, cuando así lo considera adecuado, Repsol realiza operaciones financieras de inversión o financiación en las divisas en las que ha identificado exposiciones de riesgo y puede contratar coberturas a través de instrumentos financieros derivados para aquellas divisas en las que exista un mercado líquido, estos mecanismos de cobertura son limitados y, por tanto, podrían en algún caso ser insuficientes.

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo a 31 de diciembre de 2013 y 2012, de la apreciación o depreciación del euro frente al dólar se detalla a continuación:

VARIACIÓN DEL TIPO DE CAMBIO DEL EURO FRENTE AL DÓLAR	Apreciación(+)/ depreciación(-) en el tipo de cambio (%)	2013 (millones €)	2012 (millones €)
Efecto en el resultado después de impuestos	5	(46)	3
	(5)	51	(4)
Efecto en el patrimonio neto.....	5	(122)	(287)
	(5)	136	318

En la Nota 19—*"Gestión de riesgos financieros y del capital*" y en la Nota 20—*"Operaciones con derivados"* de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado y las operaciones de cobertura realizadas.

Riesgo de precio de materias primas (commodities): Como consecuencia del desarrollo de operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo Repsol están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, del gas natural y de sus productos derivados (véase los factores de riesgo *"Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol"* y *"Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado"*).

En particular, respecto de los instrumentos financieros poseídos por el Grupo, a 31 de diciembre de 2013 y 2012, un aumento o disminución del 10% en los precios de los crudos y productos petrolíferos hubiera supuesto sobre estos las siguientes variaciones en el resultado neto:

VARIACIONES EN EL RESULTADO NETO	Aumento(+)/ disminución(-) en los precios del crudo y productos petrolíferos (%)	2013 (millones €)	2012 (millones €)
Efecto en el resultado después de impuestos	10	(4)	(23)
	(10)	4	23

En la Nota 20—*"Operaciones con derivados"* de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado.

Riesgo de tipo de interés: Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar a los ingresos y gastos por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a tipos de interés variable, así como al valor razonable de activos y pasivos financieros contratados a tipo de interés fijo.

Para mitigar el riesgo de tipo de interés, y cuando así lo considera adecuado, Repsol puede contratar coberturas a través de instrumentos financieros derivados para los que existe un mercado líquido y con costes de transacción razonables.

El cuadro siguiente detalla la sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo a 31 de diciembre de 2013 y 2012, de la variación de los tipos de interés:

SENSIBILIDAD DEL RESULTADO NETO Y DEL PATRIMONIO	Incremento(+)/ descenso(-) en el tipo de interés (puntos básicos)	2013 (millones €)	2012
Efecto en el resultado después de impuestos	+50	11	(7)
	-50	(11)	7
Efecto en el patrimonio neto	+50	21	48
	-50	(22)	(48)

En la Nota 19—*"Gestión de riesgos financieros y del capital"* y en la Nota 20—*"Operaciones con derivados"* de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado y las operaciones de cobertura realizadas.

Riesgo de la calificación crediticia: Las calificaciones crediticias afectan al coste y otras condiciones en las que el Grupo Repsol obtiene financiación. Cualquier descenso en la calificación crediticia de Repsol, S.A. podría restringir o limitar el acceso a los mercados financieros del Grupo, incrementar los costes de cualquier nueva financiación y afectar negativamente a su liquidez.

A la fecha del presente Documento de Registro, las calificaciones crediticias asignadas a Repsol, S.A. por parte de las agencias de *rating* son las siguientes:

PLAZO	STANDARD & POOR'S	MOODY'S	FITCH RATINGS
Largo.....	BBB-	Baa3	BBB-
Corto	A-3	P-3	F-3
Perspectiva.....	Estable	Estable	Positiva
Fecha de la última revisión	22 de junio de 2012	1 de marzo 2013	14 de abril de 2014

Estas calificaciones son actualizadas periódicamente y pueden consultarse en la página web de Repsol (www.repsol.com).

II. DOCUMENTO DE REGISTRO

Con el fin de cumplir con los requisitos de información relativos al documento de registro (el **"Documento de Registro"**), de conformidad con el Anexo I del *Reglamento (CE) n.º 809/2004, de la Comisión de 29 de abril de 2004, relativo a la aplicación de la Directiva 2003/71/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en cuanto a la información contenida en los folletos así como al formato, la incorporación por referencia, la publicación de dichos folletos y la difusión de publicidad* (el **"Reglamento 809/2004"**), y al amparo del artículo 19.2 del *Real Decreto 1310/2005, de 4 de noviembre, por el que se desarrolla parcialmente la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, en materia de admisión a negociación de valores en mercados secundarios oficiales, de ofertas públicas de venta o suscripción y del folleto exigible a tales efectos* (el **"RD 1310/2005"**), el Documento de Registro se presenta de la siguiente manera:

A) Tabla de equivalencia;

B) Anexo I del Reglamento 809/2004;

C) Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado de Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol correspondientes al ejercicio 2013[1];

D) Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado de Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol correspondientes al ejercicio 2012[2]; y

E) Información suplementaria sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos a 31 de diciembre de 2013 (*Información no auditada*).

Las Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado de Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol, correspondientes a los ejercicios 2013 y 2012, han sido verificadas por el auditor externo de la Sociedad y, junto con los correspondientes informes de auditoría, han sido depositadas en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (la **"CNMV"**).

Al amparo de lo establecido en el artículo Quinto de la *Orden EHA/3537/2005, de 10 de noviembre, por la que se desarrolla el artículo 27.4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores* (la **"Orden EHA/3537/2005"**), se incorporan por referencia al presente Documento de Registro todos los hechos relevantes publicados en la página web de la CNMV (www.cnmv.es) desde el 25 de febrero de 2014 (fecha de formulación de las Cuentas Anuales consolidadas de 2013) hasta la fecha del presente Documento de Registro que, asimismo, pueden consultarse en la página web de Repsol (www.repsol.com).

En el presente Documento de Registro, los términos **"Repsol"**, el **"Grupo Repsol"** o el **"Grupo"** se refieren a Repsol, S.A. y a las sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol, salvo que expresamente se indique lo contrario.

En el presente Documento de Registro, los términos **"dólares"** o **"USD"** se refieren a dólares de los Estados Unidos de América (**"Estados Unidos"** o **"EE.UU."**).

En el presente Documento de Registro, el término **"no auditado"** en el encabezamiento de algunas tablas indica que los datos desglosados en las mismas no han sido auditados, ni revisados, ni objeto de ningún informe elaborado por un auditor independiente.

---

1 Incluyen, de conformidad con lo previsto en las NIIF, información financiera de 2013 comparada con respecto a la de 2012. Esta información de 2012 ha sido re-expresada con respecto a la contenida en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2012, como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios de GNL.

2 Incluyen, de conformidad con lo previsto en las NIIF, información financiera de 2012 comparada con respecto a la de 2011. Esta información de 2011 ha sido re-expresada con respecto a lo contenido en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2011, como consecuencia del proceso de expropiación de YPF S.A. e YPF Gas S.A.

A) TABLA DE EQUIVALENCIA

De conformidad con el artículo 19.2 del RD 1310/2005, la siguiente tabla[1] recoge la equivalencia entre (i) los epígrafes del Anexo I del Reglamento 809/2004 y (ii) las Cuentas Anuales consolidadas y el Informe de Gestión (cuyo anexo III incorpora el Informe Anual de Gobierno Corporativo) consolidado de Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol, correspondientes a los ejercicios 2013 y 2012.

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004		**CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013**	**CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2012**
1.	**PERSONAS RESPONSABLES**		
1.1	Identificación de las personas responsables.	—	—
1.2	Declaración de los responsables confirmando la veracidad de la información contenida en el Documento de Registro.	—	—
2.	**AUDITORES DE CUENTAS**		
2.1	Nombre y dirección de los auditores de cuentas.	—	—
2.2	Renuncia o revocación de los auditores de cuentas.	—	—
3.	**INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA**		
3.1	Información financiera histórica seleccionada.	—	—
3.2	Información financiera seleccionada relativa a períodos intermedios.	—	N/A
4.	**FACTORES DE RIESGO(*)**	• Nota 19: Gestión de riesgos financieros y del capital • Informe de Gestión: apartado 2.6.2 *"Factores de riesgo"*	N/A
5.	**INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR**		
5.1	Historial y evolución del emisor.		
5.1.1	*Nombre legal y comercial(*).*	• Nota 1: Información general	N/A

(1) A lo largo de la tabla de equivalencia:

- El símbolo "(*)" significa que la información exigida en el Anexo I del Reglamento 809/2004 se incluye parcialmente en las Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado correspondientes a los ejercicios 2013 y/o 2012; dicha información se complementa, modifica y/o actualiza con la información incluida en el correspondiente epígrafe de la Sección II B) del presente Documento de Registro.
- El símbolo "—" significa que la información exigida en el Anexo I del Reglamento 809/2004 no se incluye en las Cuentas Anuales consolidadas o en el Informe de Gestión consolidado correspondientes a los ejercicios 2013 y/o 2012. Dicha información se recoge en el correspondiente epígrafe de la Sección II.B) del presente Documento de Registro.
- El símbolo "N/A" en 2012 significa que la información exigida en el Anexo I del Reglamento 809/2004 se recoge actualizada en (i) las Cuentas Anuales Consolidadas y/o en el Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2013; y/o (ii) en el correspondiente epígrafe del presente Documento de Registro y, por tanto, no resulta aplicable la información recogida en las Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado correspondientes al ejercicio 2012.

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2012
5.1.2 Lugar y número de registro.	• Nota 1: Información general	N/A
5.1.3 Fecha de constitución y período de actividad.	—	N/A
5.1.4 Domicilio, personalidad jurídica, legislación aplicable, país de constitución, y dirección y número de teléfono de su domicilio social(*).	• Nota 1: Información general • Anexo III: Marco regulatorio	N/A
5.1.5 Acontecimientos importantes en el desarrollo de la actividad del emisor.	—	N/A
5.2 Inversiones.		
5.2.1 Descripción de las principales inversiones del emisor(*).	• Nota 5: Fondo de comercio • Nota 6: Otro inmovilizado intangible • Nota 7: Inmovilizado material • Nota 8: Inversiones inmobiliarias • Nota 9: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación • Nota 11: Activos financieros corrientes y no corrientes • Nota 29: Información por segmentos • Nota 30: Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación sin cambio de control • Anexo I(b): Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013 • Informe de Gestión: apartado 5 *"El desempeño de nuestros negocios"*	• Nota 6: Fondo de comercio • Nota 7: Otro inmovilizado intangible • Nota 8: Inmovilizado material • Nota 9: Inversiones inmobiliarias • Nota 11: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación • Nota 13: Activos financieros corrientes y no corrientes • Nota 30: Información por segmentos • Nota 31: Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación sin cambio de control • Anexo I(b): Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2012 • Informe de Gestión: Áreas de negocio

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2012
5.2.2 Descripción de las principales inversiones actualmente en curso(*).	• Nota 7: Inmovilizado material • Informe de Gestión: apartado 5 *"El desempeño de nuestros negocios"*	N/A
5.2.3 Principales inversiones futuras sobre las que los órganos de gestión hayan adoptado ya compromisos firmes(*).	• Nota 34: Contingencias, Compromisos y Garantías • Informe de Gestión: apartado 5 *"El desempeño de nuestros negocios"*	N/A
5.3 Desinversiones(*).	• Nota 5: Fondo de Comercio • Nota 6: Otro inmovilizado intangible • Nota 7: Inmovilizado material • Nota 8: Inversiones inmobiliarias • Nota 9: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación • Nota 11: Activos financieros corrientes y no corrientes • Nota 31: Desinversiones y enajenación de participación en sociedades • Nota 37: Hechos posteriores • Anexo I(b): Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013 • Informe de gestión: apartado 4 *"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"* • Informe de gestión: apartado 5 *"El desempeño de nuestros negocios"*	• Nota 6: Fondo de Comercio • Nota 7: Otro inmovilizado intangible • Nota 8: Inmovilizado material • Nota 9: Inversiones inmobiliarias • Nota 11: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación • Nota 13: Activos financieros corrientes y no corrientes • Nota 32: Desinversiones y enajenación de participación en sociedades sin pérdida de control • Nota 38: Hechos posteriores • Anexo I(b): Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2012 • Informe de gestión: Resultados • Informe de gestión: Situación financiera • Informe de gestión: Áreas de negocio

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2012
6. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO		
6.1 Actividades principales.		
6.1.1 Descripción de las principales actividades y principales categorías de productos vendidos y/o servicios prestados(*).	• Nota 29: Información por segmentos • Informe de Gestión: apartado 2.5 *"Nuestra Estrategia"* • Informe de Gestión: apartado 5 *"El desempeño de nuestros negocios"*	• Nota 30: Información por segmentos • Informe de Gestión: Áreas de negocio • Informe de Gestión: Plan Estratégico 2012-2016
6.1.2 Indicación de todo nuevo producto y/o actividades significativos(*).	• Informe de Gestión: apartado 2.5—*"Nuestra estrategia"* • Informe de Gestión: apartado 5—*"El desempeño de nuestros negocios"* • Informe de Gestión: apartado 7.3—*"Evolución previsible de nuestros negocios"*	N/A
6.2 Mercados principales.	• Nota 25: Ingresos y gastos de explotación • Nota 29: Información por segmentos • Informe de Gestión: apartado 2.3—*"Mercados en los que operamos"* • Informe de Gestión: apartado 5—*"El desempeño de nuestros negocios"*	• Nota 27: Ingresos y gastos de explotación • Nota 30: Información por segmentos • Informe de Gestión: Áreas de negocio

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2012
6.3 Cuando la información dada de conformidad con los puntos 6.1 y 6.2 se haya visto influenciada por factores excepcionales, debe mencionarse este hecho(*).	• Informe de Gestión: apartado 2.6—*"Gestión del riesgo"* • Informe de Gestión: apartado 3—*"Entorno macroeconómico"* • Informe de Gestión: apartado 4—*"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"* • Informe de Gestión: apartado 5.3.1—*"Venta de parte de los activos y negocios de GNL"*	N/A
6.4 Información sucinta relativa al grado de dependencia del emisor de patentes o licencias, contratos industriales, mercantiles o financieros, o de nuevos procesos de fabricación.	—	—
6.5 Base de las declaraciones relativas a la posición competitiva del emisor.	—	—
7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA		
7.1 Descripción del grupo en que se integra el emisor.	—	N/A
7.2 Principales sociedades del perímetro de consolidación del emisor(*).	• Anexo I: Principales sociedades que configuran el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2013	N/A
8. PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO		
8.1 Información sobre el inmovilizado material tangible, incluidas propiedades arrendadas y, en su caso, gravámenes sobre los mismos(*).	• Nota 7: Inmovilizado material • Nota 34: Contingencias, Compromisos y Garantías	N/A
8.2 Aspectos medioambientales que puedan afectar al inmovilizado material tangible.	• Nota 35: Información sobre medio ambiente • Informe de Gestión: apartado 6.2—*"Seguridad y Gestión Medioambiental"*	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2012
9. **ANÁLISIS OPERATIVO Y FINANCIERO**		
9.1 Situación financiera.	• Estados financieros consolidados: – Balance de situación – Cuenta de pérdidas y ganancias – Estado de flujos de efectivo – Estado de ingresos y gastos reconocidos – Estado de cambios en el patrimonio neto • Notas 1 a 37 • Informe de Gestión: apartado 4—*"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"* • Informe de Gestión: apartado 5—*"El desempeño de nuestros negocios"*	• Estados financieros consolidados: – Balance de situación – Cuenta de pérdidas y ganancias – Estado de flujos de efectivo – Estado de ingresos y gastos reconocidos – Estado de cambios en el patrimonio neto • Notas 1 a 38 • Informe de Gestión: Información general y económico-financiera • Informe de Gestión: Áreas de negocio
9.2 Resultados de explotación.		
9.2.1 Factores significativos, incluidos acontecimientos inusuales o nuevos avances, que afectan de manera importante a los ingresos del emisor(*).	• Informe de Gestión: apartado 5—*"El desempeño de nuestros negocios"*	N/A
9.2.2 Cambios importantes en las ventas o en los ingresos del emisor(*).	• Nota 25: Ingresos y gastos de explotación	—
9.2.3 Factores gubernamentales, económicos, fiscales, monetarios o políticos, que directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor(*).	• Nota 4: Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. • Nota 37: Hechos posteriores • Informe de Gestión: apartado 3—*"Entorno macroeconómico"* • Informe de Gestión: apartado 7—*"Perspectivas y evolución previsible"* • Informe de Gestión: apartado 2.6—*"Gestión del riesgo"*	• Nota 5: Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. • Nota 38: Hechos posteriores • Informe de Gestión: Entorno macroeconómico • Informe de Gestión: Factores de riesgo

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2012
10. RECURSOS FINANCIEROS		
10.1 Información relativa a los recursos financieros a corto y a largo plazo(*).	• Nota 11: Activos financieros corrientes y no corrientes • Nota 14: Patrimonio neto • Nota 18: Pasivos financieros • Nota 19: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 20: Operaciones con derivados • Nota 21: Otros pasivos no corrientes • Nota 22: Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar • Nota 26: Ingresos y gastos financieros • Nota 28: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Informe de Gestión: apartado 4— *"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"*	• Nota 13: Activos financieros corrientes y no corrientes • Nota 16: Patrimonio neto • Nota 20: Pasivos financieros • Nota 21: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 22: Operaciones con derivados • Nota 23: Otros pasivos no corrientes • Nota 24: Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar • Nota 28: Ingresos y gastos financieros • Nota 29: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Informe de Gestión: Situación financiera
10.2 Fuentes y cantidades de los flujos de tesorería(*).	• Estado de flujos de efectivo • Nota 25: Ingresos y gastos de explotación • Nota 26: Ingresos y gastos financieros • Nota 28: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Nota 31: Desinversiones y enajenación de participación en sociedades	• Estado de flujos de efectivo • Nota 27: Ingresos y gastos de explotación • Nota 28: Ingresos y gastos financieros • Nota 29: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Nota 32: Desinversiones y enajenación de participación en sociedades sin pérdida de control

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2012
10.3 Condiciones de los préstamos y estructura de financiación.	• Nota 18: Pasivos financieros • Nota 19: Gestión de riesgos financieros y del capital	• Nota 20: Pasivos financieros • Nota 21: Gestión de riesgos financieros y del capital
10.4 Restricciones sobre el uso de los recursos de capital que, directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor(*).	• Nota 4: Expropiación de las acciones del grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. • Nota 37: Hechos posteriores	—
10.5 Fuentes previstas de fondos necesarios para cumplir con los compromisos mencionados en los epígrafes 5.2.3 y 8.1.	—	—
11. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO, PATENTES Y LICENCIAS	• Informe de Gestión: apartado 6.4—*"I+D+i"*	• Informe de Gestión: Innovación y tecnología
12. INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS		
12.1 Tendencias recientes más significativas(*).	• Informe de Gestión: apartado 3—*"Entorno macroeconómico"*	N/A
12.2 Tendencias conocidas, incertidumbres o hechos que puedan razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor(*).	• Nota 4: Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. • Nota 34: Contingencias, Compromisos y Garantías • Nota 37: Hechos posteriores • Informe de Gestión: apartado 5—*"El desempeño de nuestros negocios"* • Informe de Gestión: apartado 7—*"Perspectivas y evolución previsible"*	N/A
13. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS		
13.1 Principales supuestos en los que la sociedad ha basado sus previsiones o sus estimaciones.	—	—
13.2 Informe elaborado por contables o auditores independientes declarando que las previsiones o estimaciones se han calculado correcta y coherentemente con las políticas contables del emisor.	—	—

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2012
13.3 Previsión o estimación de los beneficios.	—	—
13.4 Declaración de previsiones publicadas en un folleto para una fecha no transcurrida.	—	—
14. ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN, DE GESTIÓN Y DE SUPERVISIÓN, Y ALTOS DIRECTIVOS.		
14.1 Nombre, dirección profesional y cargo en el emisor de los miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión y las actividades principales de importancia respecto del emisor y desarrolladas fuera del mismo(*).	• Informe de Gestión—Informe anual de gobierno corporativo, Apartados C.1.1 a C.1.13, C.1.16, C.1.17 • Anexo IV: Detalle de las participaciones y/o cargos de los Administradores y sus personas vinculadas en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Repsol, S.A.	N/A
14.2 Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión, y altos directivos(*).	• Nota 33: Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo • Informe de Gestión—Informe anual de gobierno corporativo, Apartados C.1.19, C.1.23 y D.6	N/A
15. REMUNERACIÓN Y BENEFICIOS		
15.1 Importe de la remuneración pagada y prestaciones en especie concedidas a los miembros del Consejo de Administración y a los altos directivos por el emisor y sus filiales por servicios de todo tipo prestados al emisor y sus filiales.	• Nota 17: Planes de pensiones y otras obligaciones con el personal • Nota 33: Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo • Informe de Gestión—Informe anual de gobierno corporativo, Apartados C.1.15, C.1.16, H.5 y H.6	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2012
15.2 Importes totales ahorrados o acumulados por el emisor o sus filiales para prestaciones de pensión, jubilación o similares.	• Nota 17: Planes de pensiones y otras obligaciones con el personal • Nota 33: Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo • Informe de Gestión—Informe anual de gobierno corporativo, Apartados C.1.15, C.1.16, H.5 y H.6	N/A
16. PRÁCTICAS DE GESTIÓN		
16.1 Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y del período durante el cual la persona ha desempeñado servicios a su cargo.	—	N/A
16.2 Información sobre los contratos de miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión con el emisor o cualquiera de sus filiales que prevean beneficios a la terminación de sus funciones, o la correspondiente declaración negativa(*).	• Informe de Gestión—Informe anual de gobierno corporativo, Apartado C.1.45 • Nota 33: Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo	N/A
16.3 Información sobre el comité de auditoría y el comité de retribuciones del emisor, incluidos los nombres de los miembros del comité y un resumen de su reglamento interno.	• Informe de Gestión—Informe anual de gobierno corporativo, Apartado C.2	N/A
16.4 Declaración sobre si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución(*).	• Informe de Gestión—Informe anual de gobierno corporativo, Apartado G	N/A
17. EMPLEADOS		
17.1 Número de empleados y desglose.	• Nota 25: Ingresos y Gastos de Explotación • Informe de Gestión: apartado 6.1—*"Personas"*	• Nota 27: Ingresos y Gastos de Explotación • Informe de Gestión: Gestión de personas

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2012
17.2 Acciones y opciones de compra de acciones(*).	• Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartados A.3 • Nota 33: Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo • Nota 17: Planes de pensiones y otras obligaciones con el personal, Apartado d).1 Planes de fidelización	N/A
17.3 Descripción de todo acuerdo de participación de los empleados en el capital del emisor.	• Nota 17: Planes de pensiones y otras obligaciones con el personal, Apartado d) Planes de fidelización y de adquisición de acciones	N/A
18. **ACCIONISTAS PRINCIPALES**		
18.1 Nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos administrativos, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable en el capital o en los derechos del voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas(*).	• Nota 14: Patrimonio neto • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A.2 y H.2	N/A
18.2 Explicación de si los accionistas principales del emisor tienen distintos derechos de voto.	• Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A	Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A
18.3 El control del emisor.	—	N/A
18.4 Descripción de todo acuerdo, conocido del emisor, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio en el control del emisor.	—	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2012
19. **OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS**(*)	• Nota 32: Información sobre operaciones con partes vinculadas • Nota 33: Información sobre miembros del consejo de administración y personal directivo • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartados C.1.15, C.1.16, D.2, D.3, D.4, H.5, H.6, H.7 y H.8	• Nota 33: Información sobre operaciones con partes vinculadas • Nota 34: Información sobre miembros del consejo de administración y personal directivo • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartados B.1.11, B.1.12, C.2, C.3, C.4, G.6, G.7 y G.10
20. **INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS.**		
20.1 Información financiera histórica auditada(*).	• Estados financieros consolidados: – Balance de situación – Cuenta de pérdidas y ganancias. – Estado de flujos de efectivo. – Estado de ingresos y gastos reconocidos – Estado de cambios en el patrimonio neto • Notas 1 a 37 • Informe de Gestión: apartado 4— *"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"* • Informe de Gestión: apartado 5— *"El desempeño de nuestros negocios"*	• Estados financieros consolidados: – Balance de situación – Cuenta de pérdidas y ganancias. – Estado de flujos de efectivo. – Estado de ingresos y gastos reconocidos – Estado de cambios en el patrimonio neto • Notas 1 a 38 • Informe de Gestión: Información general y económico-financiera. • Informe de Gestión: Áreas de negocio.
20.2 Información financiera pro-forma.	—	—
20.3 Estados financieros.	—	—
20.4 Auditoría de la información financiera histórica anual.		
20.4.1 Declaración de que se ha auditado la información financiera histórica.	—	—

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2012
20.4.2 Indicación de otra información en el documento de registro que haya sido auditada por los auditores.	—	—
20.4.3 Cuando los datos financieros del documento de registro no se hayan extraído de los estados financieros auditados del emisor, éste debe declarar la fuente de los datos y declarar que los datos no han sido auditados.	—	—
20.5 Edad de la información financiera más reciente.	—	—
20.6 Información intermedia y demás información financiera.	—	N/A
20.6.1 Información financiera intermedia.	N/A	N/A
20.6.2 Información financiera intermedia adicional.	N/A	N/A
20.7 Política de dividendos.		
20.7.1 Importe de los dividendos por acción en cada ejercicio para el periodo cubierto por la información financiera histórica(*).	• Nota 14: Patrimonio Neto • Informe de Gestión: apartado 4— *"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"*	• Nota 16: Patrimonio Neto • Informe de Gestión: Situación financiera
20.8 Procedimientos judiciales y de arbitraje(*).	• Nota 3: Estimaciones y juicios contables • Nota 23: Situación Fiscal • Nota 34: Contingencias, Compromisos y Garantías • Nota 37: Hechos posteriores	N/A
20.9 Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor.	—	—
21. INFORMACIÓN ADICIONAL		
21.1 Capital social.		
21.1.1 Importe del capital emitido(*).	• Nota 14: Patrimonio neto • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A.1	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2012
21.1.2 Si hay acciones que no representan capital, se declarará el número y las principales características de esas acciones.	—	N/A
21.1.3 Número, valor contable y valor nominal de las acciones del emisor en poder o en nombre del propio emisor o de sus filiales(*).	• Nota 14: Patrimonio neto • Informe de Gestión: apartado 4— *"Resultados, situación financiera y retribución de nuestros accionistas"* • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartados A.8 y A.9	N/A
21.1.4 Importe de todo valor convertible, valor canjeable o valor con garantías, indicando las condiciones y los procedimientos que rigen su conversión, canje o suscripción.	—	N/A
21.1.5 Información y condiciones de cualquier derecho de adquisición y/o obligaciones con respecto al capital autorizado pero no emitido o sobre la decisión de aumentar el capital.	—	N/A
21.1.6 Información sobre cualquier capital de cualquier miembro del grupo que esté bajo opción o que se haya acordado condicional o incondicionalmente someter a opción y detalles de esas opciones, incluidas las personas a las que se dirigen esas opciones.	—	N/A
21.1.7 Evolución del capital social, resaltando la información sobre cualquier cambio durante el periodo cubierto por la información financiera histórica.	• Estado de cambios en el patrimonio neto • Nota 14: Patrimonio neto	• Estado de cambios en el patrimonio neto • Nota 16: Patrimonio neto
21.2 Estatutos y escritura de constitución		
21.2.1 Descripción de los objetivos y fines del emisor y dónde pueden encontrarse en los estatutos y escritura de constitución.	—	N/A
21.2.2 Cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor relativo a los miembros de los órganos administrativo, de gestión y de supervisión(*).	• Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado C	N/A
21.2.3 Descripción de los derechos, preferencias y restricciones relativas a cada clase de las acciones existentes.	• Nota 14: Patrimonio Neto • Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A.10	N/A

EPÍGRAFES DEL ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2013	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2012
21.2.4 Descripción de qué se debe hacer para cambiar los derechos de los tenedores de las acciones, indicando si las condiciones son más significativas que las que requiere la ley.	—	N/A
21.2.5 Descripción de las condiciones que rigen la manera de convocar las juntas generales anuales y las juntas generales extraordinarias de accionistas, incluyendo las condiciones de admisión.	—	N/A
21.2.6 Cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor que tenga por efecto retrasar, aplazar o impedir un cambio en el control del emisor.	• Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A.10	N/A
21.2.7 Cláusulas estatutarias o reglamento interno, en su caso, que rija el umbral de propiedad por encima del cual deba revelarse la propiedad del accionista.	—	N/A
21.2.8 Cláusulas estatutarias o reglamento interno que rigen los cambios en el capital, si estas condiciones son más rigurosas que las que requiere la ley.	• Informe de Gestión— Informe anual de gobierno corporativo, Apartado A.10 y Apartado B.3	N/A
22. CONTRATOS RELEVANTES	—	—
23. INFORMACIÓN DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERÉS		
23.1 Declaraciones o informes atribuidos a expertos.	—	—
23.2 Veracidad y exactitud de los informes emitidos por los expertos.	—	—
24. DOCUMENTOS PARA CONSULTA	—	—
25. INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES(*)	• Nota 4.3: Tratamiento contable de la expropiación • Nota 11.3: Activos financieros disponibles para la venta • Anexo I: Principales sociedades que configuran el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2013	N/A

B) ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004

(Incluye o completa la información de los epígrafes del Anexo I del Reglamento 809/2004 no recogida en las Cuentas Anuales consolidadas ni en el Informe de Gestión consolidado de Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol, correspondientes a los ejercicios 2013 y 2012, o actualiza, en su caso, la información recogida en dichos documentos)

1. PERSONAS RESPONSABLES

1.1 Identificación de las personas responsables

D. Miguel Martínez San Martín, en nombre y representación de Repsol, en su condición de Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo, y en ejercicio de las facultades generales que le fueron conferidas en virtud de escritura pública de poder otorgada el 5 de julio de 2011, ante el Notario de Madrid, D. Martín María Recarte Casanova, e inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, asume la responsabilidad por el contenido del presente Documento de Registro.

1.2 Declaración de las personas responsables confirmando la veracidad de la información contenida en el Documento de Registro.

D. Miguel Martínez San Martín, como responsable del presente Documento de Registro, declara que, tras comportarse con una diligencia razonable para garantizar que así es, la información contenida en el mismo es, según su conocimiento, conforme a los hechos y no incurre en ninguna omisión que pudiera afectar a su contenido.

2. AUDITORES DE CUENTAS

2.1 Nombre y dirección de los auditores de cuentas

Las Cuentas Anuales individuales de Repsol, S.A. así como las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo Repsol, correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, han sido auditadas por Deloitte, S.L. (**"Deloitte"**) sin salvedades.

Deloitte está domiciliada en Madrid, Plaza Pablo Ruiz Picasso, número 1, con NIF B-79104469 y nº S0692 de inscripción en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas (ROAC).

2.2 Renuncia o revocación de los auditores de cuentas

Deloitte no ha renunciado ni ha sido apartado de sus funciones como auditor de cuentas durante el periodo cubierto por la información financiera histórica para el que fue nombrado auditor.

3. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

3.1 Información financiera histórica seleccionada

Las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes a los ejercicios 2013, 2012 y 2011 han sido preparadas a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y de las sociedades que forman parte de su perímetro de consolidación y se presentan, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea (las **"NIIF-UE"**), a 31 de diciembre de dichos ejercicios.

La cuenta de pérdidas y ganancias consolidada correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2012 fue re-expresada, a efectos comparativos con la información relativa al ejercicio 2013, con respecto a los estados financieros consolidados formulados correspondientes al ejercicio 2012, para clasificar las operaciones afectadas por la venta de parte de los activos y negocios de GNL en los epígrafes referentes a operaciones interrumpidas, de acuerdo con lo previsto en la NIIF 5 *"Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas"*. Sin embargo, la cuenta de pérdidas y ganancias correspondiente al ejercicio terminado a 31 de diciembre de 2011 recoge las operaciones correspondientes a las operaciones afectadas por la venta de parte de los activos y negocios de GNL en las líneas relativas a operaciones continuadas.

Asimismo, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011 fue re-expresada, a efectos comparativos con la información relativa al ejercicio 2012, con respecto a los estados financieros consolidados formulados correspondientes al ejercicio 2011, para clasificar las operaciones afectadas por el proceso de expropiación de las acciones del Grupo en YPF S.A. e YPF Gas S.A. en los epígrafes referentes a operaciones interrumpidas, de acuerdo con lo previsto en la NIIF 5.

El balance de situación consolidado correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2012, refleja la desconsolidación contable de la participación del Grupo en YPF S.A. e YPF Gas S.A. Sin embargo, para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011 se incluye la participación del Grupo en el capital de YPF S.A. e YPF Gas S.A. consolidada aplicando el método de integración global.

Las tablas siguientes incluyen la información financiera consolidada seleccionada del Grupo correspondiente a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011.

	31/12/2013		**31/12/2012**		**31/12/2011**
	(millones €)	**Var. 13-12**	**(millones €)**	**Var. 12-11**	**(millones €)**
BALANCE CONSOLIDADO *(Según NIIF)*	**Auditado**	**(%)**	**Auditado**	**(%)**	**Auditado**
ACTIVO					
Activo no corriente	42.582	(4,87)	44.760	(11,59)	50.628
Activo corriente	22.504	11,62	20.161	(0,83)	20.329
Total Activo	**65.086**	**0,25**	**64.921**	**(8,51)**	**70.957**
PATRIMONIO NETO	**27.920**	**1,63**	**27.472**	**1,59**	**27.043**
PASIVO					
Pasivo no corriente	22.347	(7,42)	24.139	(9,96)	26.810
Pasivo corriente	14.819	11,34	13.310	(22,18)	17.104
Total Patrimonio Neto y Pasivo	**65.086**	**0,25**	**64.921**	**(8,51)**	**70.957**

CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA *(Según NIIF)*	31/12/2013 (millones €) Auditado	Var. 13-12 (%)	31/12/2012[1] (millones €) No auditado	Var. 12-11 (%)	31/12/2011[2] (millones €) No auditado
Ingresos de explotación	56.298	(2,69)	57.852	9,91	52.637
Gastos de explotación	53.727	(0,85)	54.186	10,39	49.088
Resultado de explotación	2.571	(29,87)	3.666	3,30	3.549
Resultado financiero	(755)	(6,79)	(810)	(6,03)	(862)
Resultado antes de impuestos	1.864	(35,79)	2.903	5,22	2.759
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	917	(38,74)	1.497	(15,33)	1.768
Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones continuadas	879	(38,19)	1.422	(14,18)	1.657
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	(684)	(191,57)	747	(3,74)	776
Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas	(684)	(207,21)	638	19,03	536
Resultado total atribuido a la sociedad dominante	**195**	**(90,53)**	**2.060**	**(6,06)**	**2.193**
Beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante (en euros)	0,15	(90,85)	1,64 [3]	(4,65)	1,72[4]

(1) La información financiera seleccionada a 31 de diciembre de 2012 coincide con la incluida en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2013. Esta información financiera de 2012 fue re-expresada como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios de GNL y difiere de la contenida en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2012.

(2) La información financiera seleccionada a 31 de diciembre de 2011 coincide con la incluida en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2012. Esta información financiera de 2011 fue re-expresada como consecuencia del proceso de expropiación de YPF e YPF Gas y difiere de la contenida en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2011.

(3) El cálculo del beneficio por acción a 31 de diciembre de 2012 coincide con el correspondiente al ejercicio 2012 (re-expresado) incluido en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2013 y difiere del contenido en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2012, en relación con las ampliaciones de capital liberadas a través de las cuales se instrumenta el sistema de retribución al accionista denominado *"Repsol Dividendo Flexible"*.

(4) El cálculo del beneficio por acción a 31 de diciembre de 2011 coincide con el correspondiente al ejercicio 2011 (re-expresado) incluido en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2012 y difiere del contenido en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2011, en relación con las ampliaciones de capital liberadas a través de las cuales se instrumenta el sistema de retribución al accionista denominado *"Repsol Dividendo Flexible"*.

PRINCIPALES MAGNITUDES Y RATIOS FINANCIEROS	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2011
	No auditado		
EBITDA ajustado[1]	6.230	6.956	5.494
EBITDA ajustado[1]/(Deuda financiera neta) (%)	64,5	57,4	42,6
Deuda financiera neta/capital empleado total[2] (%)	25,7	30,6	35,4
Rentabilidad sobre fondos propios (ROE ajustado)[3][4] (%)	5,6	7,4	7,0
Rentabilidad sobre capital empleado medio (ROACE ajustado)[3][5] (%)	6,5	7,8	7,7
Cotización al cierre del ejercicio[6] (euros)	18,3	15,3	23,7
PER[7]	122,1	9,3	13,2

NOTA: Las magnitudes y ratios financieros correspondientes a 31 de diciembre de 2013 y 2012 identificados como "ajustados" se ha preparado considerando que las magnitudes relacionadas con los activos y negocios de GNL objeto de venta (ver apartado 5.3) forman parte de los resultados de operaciones continuadas, y coinciden con las incluidas en el Informe de Gestión consolidado del Grupo de 2013.

(1) EBITDA: corresponde al resultado de explotación ajustado por aquellas partidas que no van a suponer entradas o salidas de efectivo de las operaciones (amortización del inmovilizado, dotaciones y reversiones de provisiones, resultado por venta de activos y otros).

(2) Deuda financiera neta/capital empleado total se corresponde con la deuda neta/(patrimonio neto + participaciones preferentes + deuda neta al final del periodo). Incluye el capital empleado correspondiente a las operaciones interrumpidas.

(3) El numerador de los ratios de rentabilidad ha sido calculado con los resultados "ajustados" de las operaciones continuadas.

(4) ROE ajustado es el (resultado atribuido a la sociedad dominante después de impuestos/patrimonio neto medio atribuido a la sociedad dominante).

(5) ROACE ajustado es el (resultado atribuido a la sociedad dominante+resultado atribuido a intereses minoritarios+resultado financiero después de impuestos)/(patrimonio neto+participaciones preferentes+deuda neta medio del período). El capital empleado medio no incorporan importe alguno de YPF.

(6) Corresponde al precio de cotización por acción al cierre del ejercicio en el Mercado Continuo de las Bolsas de Valores españolas.

(7) PER es el precio de cotización de la acción al cierre del período/Beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante.

3.2 Información financiera seleccionada relativa a períodos intermedios

No procede. A la fecha del presente Documento de Registro, Repsol no ha publicado información financiera intermedia.

4. FACTORES DE RIESGO

En la Sección I del presente Documento de Registro se encuentran recogidos los factores de riesgo relativos a las operaciones del Grupo Repsol así como los riesgos financieros. Dicha información complementa y/o actualiza la recogida en la Nota 19—*"Gestión de riesgos financieros y del capital"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 y en el apartado 2.6.2 *"Factores de riesgo"* del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2013, que se recogen en la Sección II.C) del presente Documento de Registro.

5. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR

5.1 Historial y evolución del emisor

5.1.1 Nombre legal y comercial

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 1—*"Información general"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 (véase Sección II.C)). No obstante, dicha información se complementa con la información que se incluye a continuación: en el ámbito comercial, Repsol, S.A. se denomina "Repsol".

5.1.3 Fecha de constitución y período de actividad

Repsol, S.A. es una sociedad anónima que se constituyó el 12 de noviembre de 1986. De conformidad con lo establecido en el artículo 4 de sus Estatutos Sociales, la duración de Repsol, S.A. es indefinida.

5.1.4 Domicilio, personalidad jurídica, legislación aplicable, país de constitución, y dirección y número de teléfono de su domicilio social.

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 1—*"Información general"* y en el Anexo III—*"Marco Regulatorio"* de las Cuentas Anuales consolidadas de 2013, incluidas en la Sección II.C) del presente Documento de Registro. Dicha información se complementa con el número de teléfono de su domicilio social, (+34) 917 538 000.

5.1.5 Acontecimientos importantes en el desarrollo de la actividad del emisor

Repsol, S.A. comenzó a operar en octubre de 1987 tras un proceso de reorganización de los negocios de gas y petróleo que hasta entonces eran propiedad del Instituto Nacional de Hidrocarburos (**"INH"**), una entidad de Derecho público española que operaba como entidad holding de los negocios de gas y petróleo propiedad del Gobierno español.

A continuación se recogen los acontecimientos más importantes en la historia de Repsol:

- En 1986 se constituye la sociedad Repsol, S.A. y en 1987 el INH inicia el proceso de reorganización de sus participaciones accionariales en el sector petrolero español.
- En 1989 las acciones de Repsol, S.A. comienzan a cotizar en las bolsas españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y, a través de *American Depositary Shares* (ADS), en la Bolsa de Nueva York (*New York Stock Exchange*). Se inicia así el proceso de privatización de Repsol.

- Tras las ofertas públicas de venta de acciones de Repsol, S.A. realizadas entre 1996 y 1997 por la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI), se culmina la privatización de Repsol, S.A.
- Entre 1999 y 2000, y como punto culminante de su expansión internacional, Repsol, S.A. adquiere el 99% de YPF S.A., la compañía petrolera líder en Argentina y antigua empresa pública del sector, por un coste total de 14.298 millones de euros. Ese mismo año, las acciones de Repsol, S.A. empiezan a cotizar en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y, en el año 2000, la sociedad cambia su denominación por Repsol YPF, S.A. En el año 2008, Repsol acuerda con el grupo Petersen la venta del 14,9% de YPF y el otorgamiento de dos opciones de compra, ejercitables en un plazo de 4 años, por una participación adicional total del 10,1% del capital de YPF, las cuales fueron ejercitadas, la última durante 2011.
- Durante los meses de febrero y marzo de 2011, Repsol solicitó formalmente la exclusión de la cotización de sus ADS de la Bolsa de Nueva York (*New York Stock Exchange*) y del registro en la *U.S. Securities and Exchange Commission*. El 4 de marzo de 2011 fue el último día de cotización de los citados títulos en la Bolsa de Nueva York. La exclusión del registro en la SEC y la consecuente terminación definitiva de las obligaciones de información de Repsol con dicho organismo devino efectiva en junio de 2011. Repsol mantiene en vigor su Programa de ADS, los cuáles comenzaron a cotizar en el mercado "OTCQX" el 9 de marzo de 2011.
- Entre diciembre de 2010 y mayo de 2011 Repsol realizó sucesivas ventas de acciones clase D de YPF S.A. (tanto de acciones ordinarias como en la forma de *American Depositary Shares*) representativas de un 26,61% del capital social de la misma incluyendo, entre otras operaciones, el 7,67% vendido a través de una oferta pública de venta de acciones de YPF S.A., llevada a cabo en marzo de 2011, y el 10,1% vendido a Petersen en el ejercicio de su opción de compra en mayo de 2011 mencionado anteriormente. Tras dichas operaciones, la participación del Grupo en YPF S.A. se situó en el 57,43% de su capital social.
- El 7 de mayo de 2012, se declararon de utilidad pública y sujetas a expropiación el 51% de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A., tras la correspondiente tramitación parlamentaria y publicación en el Boletín Oficial de la República Argentina de la Ley de Expropiación, con entrada en vigor ese mismo día (véase factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. y YPF Gas S.A."*).
- El 31 de mayo de 2012, la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. acordó el cambio de denominación social de Repsol YPF, S.A. a Repsol, S.A. En esa misma fecha, el Consejo de Administración aprobó el traslado de su domicilio social a la Calle Méndez Álvaro, 44, de Madrid.
- El 26 de febrero de 2013, Repsol firmó un acuerdo con Shell para la venta de parte de sus activos y negocios del GNL. Dicha venta se concluyó en 3 transacciones distintas en los meses de octubre de 2013, diciembre de 2013 y enero de 2014 (véase apartado "*Venta de parte de los activos y negocios de GNL"* del epígrafe 5.3 del presente Documento de Registro).
- El 25 de febrero de 2014, el Consejo de Administración de Repsol, S.A. aprobó la firma de un acuerdo con la República Argentina, denominado "Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación", con el que se pretende poner fin a la controversia originada por la expropiación del 51% del capital de YPF S.A. e YPF Gas S.A. Dicho acuerdo se firmó el 27 de febrero de 2014, fecha en la que simultáneamente Repsol, de un lado, e YPF e YPF Gas, de otro, han firmado un acuerdo (el "Convenio de finiquito") por el que – principalmente – se acuerda el desistimiento de las acciones judiciales, así como una serie de renuncias e indemnidades mutuas (véase epígrafe 22 "*Contratos relevantes*" del presente Documento de Registro).

5.2 Inversiones

5.2.1 Descripción de las principales inversiones del emisor

La tabla siguiente indica el importe de las inversiones de explotación de Repsol, por áreas de negocio, realizadas a 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011.

INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN POR ÁREAS DE NEGOCIO[4]	31/12/2013[1] (millones €) Auditado	Var. 13-12 (%)	31/12/2012[1] (millones €) Auditado	Var. 12-11 (%)	31/12/2011[2] (millones €) No auditado
Upstream	2.317	(4,37)	2.423	33,65	1.813
GNL[3]	30	(14,29)	35	94,44	18
Downstream	656	(1,50)	666	(60,92)	1.704
Gas Natural Fenosa	444	2,78	432	(25,77)	582
Corporación, otros y ajustes	53	(67,88)	165	--	165
Total	**3.500**	**(5,94)**	**3.721**	**(13,10)**	**4.282**

(1) Las inversiones de explotación a 31 de diciembre de 2013 y 2012 son las incluidas en la Nota 29—*"Información por Segmentos"* de las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2013, y coinciden con las presentadas al equipo directivo para la toma de decisiones operativas y para la evaluación del rendimiento de los segmentos en el ejercicio 2013. Esta información "ajustada" se ha preparado considerando que las inversiones de explotación relacionadas con los activos y negocios del GNL objeto de venta en 2013, forman parte de las inversiones de operaciones continuadas**.**

(2) Las inversiones de explotación a 31 de diciembre de 2011 coinciden con las incluidas en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2012. Esta información financiera de 2011 difiere de la contenida en las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo a 31 de diciembre de 2011, dado que fue re-expresada, como consecuencia del proceso de expropiación de YPF e YPF Gas. A 31 de diciembre de 2012, dichas sociedades no formaban parte de los segmentos de operación de Repsol.

(3) En 2013 y 2012 incluyen 14 y 15 millones de euros, respectivamente por las inversiones de explotación de los activos y negocios de GNL, que en el estado de flujos de efectivo consolidado se encuentran registrados en el epígrafe de *"Flujos de efectivo de las actividades de explotación de actividades interrumpidas"*.

(4) Incluye inversiones devengadas en el ejercicio. No incluye inversiones en "*Otros activos financieros*". Los pagos por inversiones que figuran en Estado de Flujos de Efectivo (que incluyen también los pagos por inversiones en "*Otros activos financieros"*) ascendieron a 3.971, 3.892 y 4.287 millones de euros a 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente.

La información relativa a este epígrafe se recoge:

- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 (véase Sección II.C)): Nota 5—*"Fondo de comercio"*; Nota 6—*"Otro inmovilizado intangible"*; Nota 7—*"Inmovilizado material"*; Nota 8—*"Inversiones inmobiliarias"*; Nota 9—*"Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación"*; Nota 11—*"Activos financieros corrientes y no corrientes"*; Nota 29—*"Información por segmentos"*; Nota 30—*"Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación sin cambio de control"*; y Anexo I(b)—*"Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013"*, así como en el apartado 5 *"El desempeño de nuestros negocios"* del Informe de Gestión consolidado del Grupo Repsol del ejercicio 2013; y

- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2012 (véase Sección II.D)): Nota 6—*"Fondo de comercio"*; Nota 7—*"Otro inmovilizado intangible"*; Nota 8—*"Inmovilizado material"*; Nota 9—*"Inversiones inmobiliarias"*; Nota 11—*"Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación"*; Nota 13—*"Activos financieros corrientes y no corrientes"*; Nota 30—*"Información por segmentos"*; Nota 31—*"Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación sin cambio de control"*; y Anexo I(b)—*"Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2012"*, así como en el apartado *"Áreas de negocio"* del Informe de Gestión consolidado del Grupo Repsol del ejercicio 2012.

Desde el 31 de diciembre de 2013, fecha de los últimos estados financieros históricos publicados por Repsol, hasta la fecha del presente Documento de Registro, no se han realizado inversiones significativas por el Grupo Repsol.

5.2.2 Descripción de las principales inversiones actualmente en curso

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 7—*"Inmovilizado material"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 (véase Sección II.C), así como en el apartado 5 *"El desempeño de nuestros negocios"* del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2013. Dicha información se complementa y/o actualiza con lo que se presenta a continuación.

A la fecha del presente Documento de Registro, las principales inversiones en curso de Repsol son las siguientes:

***Campo "Shenzi" (Golfo de México)*:** Repsol participa en este campo con un 28%, junto con las compañías BHP Billiton (que es la compañía operadora) con un 44% y Hess que tiene el 28% restante. Este campo, situado en las aguas profundas del Golfo de México estadounidense, inició su producción de petróleo y gas a través de la plataforma de Shenzi en marzo de 2009. En el marco de los trabajos adicionales de desarrollo del campo, en el año 2013 se terminó la perforación de dos pozos de desarrollo y se inició un nuevo pozo. Actualmente hay 16 pozos en producción (14 a través de la plataforma Shenzi y dos a través de la plataforma Marco Polo). Dentro del proyecto de inyección de agua, con el objetivo de mantener la presión y potenciar los niveles de producción, se han perforado ya 4 pozos inyectores, dos de ellos en el año 2013.

***Bloque BM-S-9 (Brasil)*:** En el bloque BM-S-9 en las aguas profundas de la cuenca de Santos se han generado en los últimos años dos importantes proyectos de desarrollo en las áreas de Sapinhoá (descubierto en 2008) y Carioca (descubierto en 2007). Repsol Sinopec Brasil (Repsol 60% y Sinopec 40%) tiene una participación del 25%. Los demás socios que completan el consorcio son Petrobras (45%, y operador) y British Gas (BG Group, con un 30%).

Respecto al proyecto **Sapinhoá**, en enero de 2013 se inició su explotación comercial con el comienzo de la producción del primer pozo productor en el área sur del bloque BM-S-9. El segundo pozo comenzó a producir a mediados de febrero de 2014. Sapinhoá es uno de los proyectos de crecimiento clave para Repsol. La producción de este crudo de gran calidad se realiza en el área sur de Sapinhoá a través de la plataforma flotante (Floating Production, Storage and Offloading, FPSO) "Cidade de São Paulo", con capacidad para procesar 120.000 barriles de crudo al día y 5 millones de metros cúbicos diarios de gas, que produce, almacena y traslada el petróleo a otro buque. Dentro del plan de desarrollo completo del área se perforarán y conectarán a la plataforma nuevos pozos productivos, con los que se espera alcanzar a finales de 2014 una producción total de crudo de 120 kbbl/d. En una segunda fase de desarrollo del Campo Sapinhoá, en su área norte, se instalará la plataforma FPSO "Cidade de Ilhabela" que tiene una capacidad de producción diaria de 150.000 barriles de crudo y 6 millones de metros cúbicos diarios de gas. En 2013 se realizaron las pruebas de producción (EWT) en Sapinhoá Norte en el bloque BM-S-9 conectando con la plataforma FPSO Cidade de São Vicente, en lámina de agua de 2.140 metros y a 310 kilómetros de la costa. Las pruebas dieron unos buenos resultados con un petróleo de alta calidad.

Respecto al proyecto **Carioca**, en 2013 se continuó con los trabajos del plan de evaluación y conceptualización del futuro desarrollo del mismo. Se realizó un test de formación (TFR) en Carioca Norte y se perforó el sondeo Carioca SW con resultados muy positivos al ampliar notablemente la columna estimada de hidrocarburos del sondeo Carioca. Todo ello encaminado a definir de manera más precisa el potencial y la extensión del área. En diciembre de 2013 se presentó a las autoridades brasileñas (ANP) la Declaración de Comercialidad del campo Carioca incluyendo la zona noreste y

suroeste del área del Plan de Evaluación y devolviendo la zona sureste a la ANP que incluye los prospectos Abaré, Abaré Oeste, Iguazú Norte e Iguazú Sur. El proyecto de desarrollo y puesta en producción del área de Carioca avanza según lo establecido y se mantiene el objetivo de iniciar la producción de hidrocarburos en 2016.

***Proyecto Margarita-Huacaya (Bolivia)*:** en octubre de 2013, en el marco de la segunda fase del desarrollo del proyecto Margarita-Huacaya, se inauguró la ampliación de la planta de procesamiento de gas. Con ello se aumentó la capacidad de la planta, con una producción de gas actual de 14 millones de metros cúbicos diarios. La primera fase de este proyecto entró en producción en mayo de 2012 permitiendo elevar la producción total de gas de 3 a 9 millones de metros cúbicos al día (Mm3/d). El plan de desarrollo del área Margarita-Huacaya es uno de los proyectos clave de crecimiento contemplado en el Plan Estratégico 2012-2016 y en su fase final contempla la perforación de cuatro pozos, dos de los cuales ya están en producción, y la ejecución de trabajos de sísmica 2D y 3D, con lo que se podrá seguir aumentando la producción. En diciembre de 2013 se inició la producción del pozo Margarita 6, con seis millones de metros cúbicos diarios de gas. Este pozo es el segundo en entrar en producción, de los cuatro de la segunda fase del proyecto Margarita-Huacaya y permite incrementar hasta los 15 millones de metros cúbicos de gas diarios, la producción total de Margarita-Huacaya.

Para incorporar los nuevos pozos al sistema de producción, en 2013 se concluyó la construcción de 29 km de ductos (gasoductos, oleoductos, etc.) y se amplió la estación de compresión de Villamontes.

Este proyecto está siendo desarrollado por un consorcio integrado por Repsol (operador, con una participación del 37,5%), BG (37,5%) y PAE (25%).

***Proyecto "Mississippian Lime" en EE.UU.*:** En enero de 2012 se suscribió el acuerdo con la petrolera estadounidense SandRidge Energy para la adquisición por parte de Repsol de una participación del 16,2% y del 25% en dos áreas de recursos no convencionales dentro del gran yacimiento Mississippian Lime, situado en los estados de Oklahoma y Kansas. En 2013 se continuó con la intensa campaña de perforación, con más de 400 pozos productores perforados en el año.

***Joint Venture con Alliance en Rusia*:** En 2011 se alcanzó un acuerdo con la compañía Alliance Oil para crear una empresa conjunta (Joint Venture) para combinar el conocimiento y el acceso a oportunidades de exploración y producción que ésta compañía tiene en Rusia, con las capacidades técnicas y financieras de Repsol, generando así una alianza a largo plazo para actividades de exploración y producción en el país. El acuerdo incluye también la búsqueda conjunta de nuevas oportunidades de crecimiento mediante la adquisición de activos de petróleo y gas.

Repsol y Alliance Oil completaron en agosto de 2012 la primera fase de este proyecto conjunto de exploración y producción de hidrocarburos con la incorporación de activos a la sociedad conjunta AR Oil and Gaz BV (AROG) por parte de Alliance Oil y la adquisición de acciones por parte de Repsol. La compañía Alliance Oil aportó en 2012 su filial Saneco, que tiene actividades de exploración y producción en la región de Samara (cuenca Volga-Urales), con reservas probadas y probables en 11 campos de petróleo y ya en producción. Repsol adquirió acciones de la sociedad y suscribió nuevas hasta alcanzar el 49% de participación, e incorporó en sus libros en el tercer trimestre de 2012 la producción y las reservas provenientes de este importante proyecto. En diciembre de 2012 se dio el siguiente paso al incluir Alliance en AROG los activos de su filial Tatnefteodatcha (TNO), ubicados en la región rusa de Tatarstan (cuenca Volga-Urales), concretamente dos campos petrolíferos y sus respectivas licencias de exploración y producción en Rusia.

En enero de 2013 Repsol incluyó los activos de la compañía Eurotek en la joint venture AROG, que incluye dos importantes campos de gas: Syskonsyninskoye (SK), que se puso en producción a finales

de febrero de 2013 y Yuzhno-Khadyryakhinskoye (YK) que está en fase final de evaluación, previo a su puesta en desarrollo. El desarrollo completo del campo SK contempla un total de 11 pozos productores que se estima que estarán todos en producción a lo largo de 2014. Con todo ello, a finales de enero de 2013 quedó completada la formación de la empresa conjunta AROG entre Alliance Oil (51%) y Repsol (49%).

***Proyecto Kinteroni en Perú*:** El campo Kinteroni en el sur del bloque 57 quedó en 2013 en disposición de iniciar su producción, pendiente sólo de concretar aspectos comerciales. A finales de marzo de 2014 se inició la producción en el campo. En el año 2012 se completó el plan de desarrollo iniciado a mediados de 2010 y que consistió en la perforación, completación y pruebas de pozos productivos, y en la construcción de las instalaciones de superficie y el sistema de tuberías hasta la planta de Malvinas. El campo Kinteroni se localiza en la zona centro-oriental de Perú, al este de la cordillera de los Andes, en la cuenca Ucayali-Madre de Dios. Kinteroni fue descubierto por Repsol en enero de 2008 y supuso uno de los mayores hallazgos del mundo ese año según IHS. Repsol es la compañía operadora con el 53,84%. El yacimiento está próximo al campo en producción de gas y condensado de Camisea en el que Repsol también participa.

En septiembre de 2012 Repsol realizó un nuevo descubrimiento de gas en el Bloque 57 con el sondeo *Sagari* (ubicado al norte de Kinteroni).

***Proyecto Cardón IV en Venezuela*:** El megacampo Perla, uno de los proyectos clave de crecimiento, fue descubierto por Repsol y Eni en 2009 en el bloque Cardón IV, que está situado en aguas someras del Golfo de Venezuela, a 50 kilómetros de la costa. Se han perforado hasta la fecha cinco pozos que se pondrán en producción mediante plataformas y conexiones submarinas que llevarán el gas a la costa. Tras el período de evaluación, en el que las participaciones son Repsol 50% y Eni con otro 50%. PDVSA adquiere un 35% de la participación, con lo que Repsol y Eni pasan a controlar un 32,5% cada una. En agosto de 2012 se recibió de las autoridades de Venezuela la aprobación de la declaración de comercialidad y del plan de desarrollo del campo Perla.

El plan de desarrollo actualizado contempla tres fases en función de los volúmenes de gas natural no asociado a producir (150, 450 y 800 Mscfd). Adicionalmente, se prevé una última fase para alcanzar 1.200 Mscfd. La primera fase de 150 Mscfd se estima que se pondrá en producción a finales de 2014.

Se completarán en los próximos años una serie de trabajos, tanto en tierra como en mar, entre los que destacan la perforación de nuevos pozos y la reentrada de pozos ya perforados en la fase exploratoria, la instalación de gasoductos de producción, la construcción e instalación de plataformas marinas, la construcción de la planta de procesado y tratamiento de gas en tierra y la línea desde la planta de tratamiento hasta el punto de entrega del gas a PDVSA Gas.

En el año 2013 se realizaron los trabajos de ingeniería de detalle para la planta de procesamiento en tierra firme, se adjudicó el contrato de suministro de equipos para la planta y se firmó el contrato para su construcción. También se adjudicó el contrato EPC ("Engineering, Procurement and Construction") para la construcción y montaje de las instalaciones marinas, se avanzaron los trabajos de instalación de la línea de producción (aproximación a costa), se adjudicó el contrato del equipo de perforación, se realizaron los trabajos de movimiento de tierra y se inició la ingeniería de detalle de los tanques de condensado.

***Proyecto Carabobo en Venezuela*:** En febrero de 2010 un consorcio de compañías internacionales liderado por Repsol, con una participación del 11%, obtuvo del gobierno venezolano la adjudicación del proyecto Carabobo-1. Este importante proyecto consiste en el desarrollo conjuntamente con PDVSA, de las reservas de crudo pesado de los bloques Carabobo 1 Norte y Carabobo 1 Centro, situados en la Faja Petrolífera del Orinoco. Los trabajos en Carabobo-1 tienen como objetivo alcanzar

un nivel de producción de 400.000 barriles de petróleo diarios durante un período de 40 años e incluye la construcción de un mejorador de crudo pesado con capacidad para procesar 200.000 barriles de petróleo diarios. Parte del crudo pesado de este proyecto se destinará a las refinerías españolas de Repsol, lo que permitirá sacar partido a la apuesta de Repsol por el uso de avanzadas técnicas de conversión profunda en sus refinerías.

En el año 2013 se avanzó en los trabajos de desarrollo de Carabobo, se continuó la campaña sísmica en curso, se aprobó la contratación de una planta de procesamiento con capacidad de 30.000 barriles de crudo diarios para la producción temprana acelerada, y la instalación futura de dos nuevas plantas de 30.000 BOPD, y se adjudicó el contrato FEED (Front End Engineering Design) de las instalaciones permanentes de *Upstream*.

A finales de diciembre de 2012, se anunció el inicio de producción del primer pozo previsto en el plan de desarrollo acelerado del campo Carabobo. Se estima que la producción temprana se iniciará en torno a 2016, y previsiblemente se alcanzará el "plateau" de producción de 400.000 barriles de petróleo al día en 2019 con la puesta en marcha del mejorador. Esta instalación permitirá incrementar la calidad del crudo hasta los 32º API.

***Proyecto Reggane (Argelia)*:** En el importante proyecto de desarrollo de Reggane, en el mes de julio de 2013 concluyó el diseño de las instalaciones de superficie y se inició el proceso de petición de ofertas del contrato de Ingeniería de Detalle y Construcción de la planta de tratamiento de gas, línea de exportación y sistema de colecta que conectará los pozos con la planta. También en 2013 se inició el proceso de petición de oferta de los estructuras de perforación. Se estima que la perforación de los primeros pozos de desarrollo se iniciará en la segunda mitad del año 2014, con el objetivo de iniciar la producción en 2016-2017. En septiembre se inició la campaña de registro de sísmica 3D en el campo de Reggane, al que seguirán en 2014 los campos de Azrafil SE y Khalouche South.

Este proyecto de gas en el Sahara argelino incluye el desarrollo de seis campos (Reggane, Kahlouche, Kahlouche Sud, Sali, Tiouliline, y Azrafil Sudest) en la cuenca de Reggane, en torno a 1.500 kilómetros al suroeste de Argel.

Repsol participa en el proyecto con un 29,25%, operando conjuntamente con la empresa estatal argelina Sonatrach (40%), la alemana RWE Dea AG (19,5%) y la italiana Edison (11,25%).

***Campo I/R en Libia*:** El campo I/R, descubierto en 2006 en los bloques NC186 y NC115, ambos participados por Repsol, entró en producción en junio de 2008 con "Instalaciones de Producción Temprana" (*Early Production Facilities*) y una línea de exportación temporal. Durante 2013 los trabajos encaminados al desarrollo completo del campo con las instalaciones de producción permanentes, no avanzaron según lo previsto por problemas políticos no asociados a la operación.

***Bloque BM-C-33 Brasil*:** En este bloque situado en las aguas profundas de la cuenca de campos brasileña, Repsol Sinopec Brasil ha realizado tres importantes descubrimientos exploratorios: Seat en el año 2010, Gávea en 2011 y Pão de Açúcar en 2012. La compañía IHS incluyó el descubrimiento Gávea dentro de la lista de los 10 mayores descubrimientos del mundo en 2011 y a Pão de Açúcar en la de 2012. Repsol Sinopec Brasil es la operadora del bloque con un 35% de participación, Statoil tiene otro 35% y Petrobras un 30%.

El Plan actual de evaluación del Bloque 33 consiste, en su primera fase, en dos sondeos más las pruebas de producción correspondientes. Este plan de evaluación se estima que podría extenderse hasta 2019 con la perforación de sondeos adicionales. Ya en noviembre de 2013 comenzaron las actividades de perforación con el buque de séptima generación "Ocean Rig Mylos". Este buque, construido en el astillero Samsung Heavy Industries en Corea del Sur, es uno de los más modernos y

seguros del mundo y puede utilizarse para perforaciones en lámina de agua de hasta 3.700 metros. Repsol contrató este buque en el año 2012 por un período de tres años con opción de extenderlo dos más. En el año 2013 se registraron 2.585 km^2 de símica 3D.

***Proyecto Buckskin en el Golfo de México en EE.UU.*:** A principios de 2009, Repsol anunció un gran descubrimiento de crudo ligero con el pozo exploratorio Buckskin, en aguas profundas de Estados Unidos a una profundidad total de unos 10.000 metros, lo que le convirtió en el pozo más profundo operado por Repsol a esa fecha y uno de los más hondos perforados en la zona. En 2011 se perforó el primer sondeo de evaluación del descubrimiento con resultado positivo. En 2013 se inició la perforación del segundo sondeo de evaluación, que se finalizará en el segundo trimestre de 2014. Con este nuevo sondeo se terminará de confirmar el potencial de recursos del yacimiento y se definirá el plan de desarrollo del campo, con inicio estimado de la producción entre los años 2017 y 2018.

***Exploración en Alaska*: *proyecto "North Slope"*:** En 2011, Repsol anunció el cierre del acuerdo con las compañías "70 & 148, LLC" y "GMT Exploration, LLC" para la exploración conjunta de una extensa Área en el prolífico "North Slope" de Alaska. Se trata de un conjunto de bloques ubicados en las cercanías de grandes campos en producción, que ocupan cerca de 2.000 km^2.

Dentro del plan de evaluación exploratoria del Área, que se está llevando a cabo, en abril de 2013 Repsol anunció tres descubrimientos de petróleo con los tres pozos perforados en la campaña 2012-2013. Los pozos denominados Qugruk 1 (Q-1) y Qugruk 6 (Q-6), mostraron hidrocarburos en dos niveles con resultados alentadores en las pruebas de producción, mientras que en el pozo Qugruk 3 (Q-3) se encontraron hidrocarburos en múltiples niveles. Los pozos Q-1, Q-3 y Q-6 alcanzaron profundidades de 2.493 metros, 3.214 metros y 2.637 metros, respectivamente. Los trabajos de evaluación y exploración continúan durante el invierno de 2013-2014 ya que las actividades de exploración en esta zona sólo se pueden realizar cuatro meses al año, cuando el terreno está congelado. Así, a finales de febrero de 2014 comenzó la perforación de un nuevo pozo. Repsol es, con una participación del 70%, la compañía operadora del consorcio en asociación con las compañías norteamericanas "70 & 48, LLC" (22,5%), subsidiaria de Armstrong Oil and Gas, y GMT Exploration Company (7,5%).

***Proyecto Piracucá en Brasil*:** En 2009 se realizó el descubrimiento exploratorio en el bloque BM-S-7 (Piracucá) ubicado en la Cuenca marina de Santos. En mayo de 2010 se concluyó con resultado positivo el sondeo exploratorio Piracucá-2. Petrobras, la compañía operadora del bloque con el 63% junto con Repsol Sinopec Brasil, que participa en un 37%, están evaluando las opciones más adecuadas para el futuro desarrollo del campo.

Proyecto de adecuación a nuevas especificaciones de combustibles en la Refinería de La Pampilla (Perú): En septiembre de 2012, Repsol aprobó el proyecto de adecuación a las nuevas especificaciones de combustibles en la Refinería La Pampilla en Perú. La puesta en marcha de este proyecto permitirá una mejora medioambiental de la calidad del aire, así como el ingreso en el país de vehículos con motores de mejor tecnología (inicialmente Euro IV y posteriormente Euro V).

El proyecto contempla, entre otras unidades, la construcción en el bloque de destilados medios, de una unidad de Hidrodesulfuración (HDS) con capacidad de 1,4 millones de toneladas año y una unidad de Hidrógeno, cuya inversión y gestión será realizada por terceros. De acuerdo al compromiso con las autoridades, la comercialización de la producción de Diesel de 50 ppm tendría lugar en julio del 2016.

También, el proyecto contempla, entre otras unidades, la construcción en el bloque de gasolinas, de dos unidades de Hidrotratamiento de Nafta (HDT) con una capacidad conjunta de 715 mil toneladas al año, una para la gasolina primaria y otra para la gasolina craqueada, así como una unidad de reformado de 215 mil toneladas al año. Actualmente no hay un compromiso definido con las

autoridades, pero se estima que la comercialización de la producción de gasolinas tendría lugar en enero del 2017.

5.2.3 Principales inversiones futuras sobre las que los órganos de gestión hayan adoptado ya compromisos firmes.

La información relativa a este epígrafe se recoge en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 (véase Sección II.C)): Nota 34—*"Contingencias, Compromisos y Garantías"*; así como en el apartado 5 *"El desempeño de nuestros negocios"* del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2013. Dicha información se complementa y actualiza con la información que se incluye a continuación.

A 31 de diciembre de 2013, las principales inversiones futuras sobre las que los órganos de gestión de Repsol han adoptado compromisos firmes, que se describen a continuación, ascendían a un importe total de 6.010 millones de euros, de los cuales 4.792 millones de euros se invertirán hasta 2018 y los restantes 1.218 millones de euros, a partir de 2018. No obstante, los importes citados no corresponden, en general, con el total de la inversión futura prevista en cada uno de los proyectos, sino únicamente a los importes sobre los que los órganos de gestión de Repsol han adquirido compromisos firmes a la fecha del presente Documento de Registro. En relación con las fuentes previstas para financiar las inversiones futuras, véase epígrafe 10.5 del presente Documento de Registro.

Las principales inversiones adoptadas por compromisos firmes, corresponden fundamentalmente al área del *Upstream*, cuyos compromisos de inversión ascienden a 5.420 millones de euros aproximadamente.

Una parte significativa de esta cifra corresponde al proyecto de crudo pesado Carabobo y al desarrollo del campo de gas Perla, ambos en Venezuela que representan conjuntamente un 32,5% de los compromisos de inversión del *Upstream*, así como a la explotación del bloque BM-S-9 en Brasil, concretamente para el proyecto Sapinhoá, que representa un 11,07%. También es significativo los compromisos relacionados con el desarrollo de Reganne (Argelia), un 12,4%. En Bolivia destaca los importes dedicados al proyecto Margarita-Huacaya y al desarrollo del Campo Sábalo, que representan conjuntamente un 6,0%. Dentro de la actividad exploratoria, que representa un 30,4% de los compromisos de inversión del *Upstream*, destaca Angola, con la previsión de perforación de 6 sondeos en los próximos años, España, con la perforación de 4 pozos, y Brasil, con una campaña que incluye la perforación de 4 pozos exploratorios, 2 appraisals y 2 test de producción. También son relevantes los compromisos exploratorios en los siguientes países: Rusia, Libia, Rumanía, Noruega, Portugal e Irak.

5.3 Desinversiones

La información relativa a este epígrafe se recoge:

- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 (véase Sección II.C)): Nota 5—*"Fondo de Comercio"*; Nota 6—*"Otro inmovilizado intangible"*; Nota 7—*"Inmovilizado material"*; Nota 8—*"Inversiones inmobiliarias"*; Nota 9—*"Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación"*; Nota 11—*"Activos financieros corrientes y no corrientes"*; Nota 31—*"Desinversiones y enajenación de participación en sociedades"*; Nota 37—*"Hechos posteriores"*, Anexo I(b)—*"Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013*"; así como en el apartado 4 *"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"* y apartado 5 *"El Desempeño de nuestros negocios"* del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2013; y
- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2012 (véase Sección II.D)): Nota 6—*"Fondo de Comercio"*; Nota 7—*"Otro inmovilizado intangible"*; Nota 8—*"Inmovilizado material"*; Nota 9—*"Inversiones inmobiliarias"*; Nota 11—*"Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación"*; Nota 13—*"Activos financieros corrientes y no corrientes"*; Nota 32—*"Desinversiones y enajenación de participación en sociedades sin pérdida de control"*; Nota 38—*"Hechos posteriores"* y el Anexo I(b)—*"Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2012*"; así como en los apartados *"Resultados"*, *"Situación financiera"* y *"Áreas de negocio"* del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2012.

Venta de parte de los activos y negocios de GNL

El 26 de febrero de 2013 Repsol firmó un acuerdo con Shell para la venta de parte de los activos y negocios de GNL, que se completó en tres transacciones distintas en los meses de octubre y diciembre de 2013 y enero de 2014.

El acuerdo de venta firmado con Shell incluía los activos de los negocios que se presentan en el siguiente diagrama:

(1) Capacidad de la planta.
(2) 7 propiedad de Repsol y 2 propiedad al 50% de Repsol y GNF.
(3) Contrato de aprovisionamiento de gas.

Adicionalmente, junto con el acuerdo de venta se firmó otro acuerdo por el que Shell suministrará gas natural licuado a la planta de regasificación de Repsol en Canaport (Canadá), durante los próximos 10 años, por un volumen total aproximado de 1 millón de toneladas.

El 11 de octubre Repsol vendió su participación del 25% en la central eléctrica de ciclo combinado de Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE) a BP por 135 millones de euros y generó una plusvalía antes de impuestos de 89 millones de euros. El activo, encuadrado inicialmente dentro del perímetro de la venta a Shell, se transmitió finalmente a BP tras el ejercicio por esta entidad de su derecho de adquisición preferente.

El 31 de diciembre de 2013, una vez obtenidas las autorizaciones y aprobaciones y cumplidas las demás condiciones precedentes previstas en el acuerdo, se materializó la venta a Shell de los principales contratos de aprovisionamiento y suministro de GNL, así como de los negocios correspondientes a las participaciones minoritarias en Atlantic LNG y Perú LNG, por importe de 2.446 millones de euros, que ha generado una plusvalía antes de impuestos de 1.451 millones de euros. El 1 de enero de 2014, una vez obtenidas las autorizaciones necesarias, se completó la venta de la participación en Repsol Comercializadora de Gas S.A., cuya actividad principal es la comercialización, transporte y trading, por aproximadamente 730 millones de dólares. Esta última transacción ha generado una plusvalía antes de impuestos de 432 millones de euros, que será reconocida en los estados financieros de 2014.

En conjunto, estas operaciones han supuesto la liberación de compromisos financieros y deuda. El balance y la liquidez de Repsol se fortalecen significativamente, con una reducción en la deuda neta a 31 de diciembre de 1.890 millones de euros, que a 31 de diciembre de 2013 ascendía a 9.655 millones de euros (véase *"Situación financiera"* del apartado 4 del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2013).

Con esta operación, Repsol alcanza un volumen de desinversiones de más de 5.000 millones de euros, por encima de los objetivos fijados en su Plan Estratégico, que contempla para el período 2012-2016 unas desinversiones de entre 4.000 y 4.500 millones de euros.

Tras el acuerdo de venta de activos a Shell, Repsol conservará sus negocios de comercialización en Norteamérica y, como principales activos de su negocio de GNL, la planta de regasificación de Canaport y los gaseoductos de Canadá y EEUU. La imposibilidad de seguir gestionando estos activos conjuntamente con algunos de los que han sido transmitidos a Shell, obliga a reconsiderar los modelos de negocio que se aplicarán para su gestión y han aconsejado dotar, de manera prudente, provisiones que reflejen su potencial pérdida de valor, por un importe total de 1.410 millones de euros antes de impuestos.

Para más información en relación a los efectos contables de dichas operaciones, véase Nota 31—*"Desinversiones"*; Nota 10—"*Activos no Corrientes Mantenidos para la venta"*; Nota 7—*"Inmovilizado Material"*; Nota 16—*"Provisiones corrientes y no corrientes"*; Nota 37—*"Hechos posteriores"* y la Nota 27—*"Resultado de operaciones interrumpidas"* de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 (véase Sección II.C).

Venta de la participación en Transportadora de Gas del Perú (TGP)

A finales de enero de 2014 se acordó con la compañía Enagás la venta del 10% de participación de Repsol en Transportadora de Gas del Perú, S.A. (TGP) por importe de 219 millones de dólares (antes de ajustes), empresa responsable del transporte del gas natural y líquidos desde el campo de producción de Camisea a la planta de licuefacción de Perú LNG situada en Pampa Melchorita y hasta la ciudad de Lima. Esta operación, cerrada finalmente en el mes marzo, se enmarca dentro del objetivo

de desinversiones en activos no estratégicos recogido en el Plan Estratégico 2012-2016 de Repsol, y ha generado una plusvalía neta de impuestos de 79 millones de dólares, que será reconocida en los estados financieros de 2014.

6. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

6.1 Actividades principales

6.1.1 Descripción de las principales actividades y principales categorías de productos vendidos y/o servicios prestados.

La información relativa a este epígrafe se recoge:

- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 (véase Sección II.C)): Nota 29—*"Información por segmentos"*, y en el apartado 2.5—*"Nuestra estrategia"* y en el apartado 5—*"El desempeño de nuestros negocios"* del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2013; y
- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2012 (véase Sección II.D)): Nota 30—*"Información por segmentos"*, y en los apartados *"Áreas de negocio"* y *"Plan Estratégico 2012-2016"* del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2012.

Dicha información se complementa (i) con la información suplementaria sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos a 31 de diciembre de 2013 que se incluye en la Sección II.E) del presente Documento de Registro; y (ii) con el factor de riesgo *"Marco regulatorio y fiscal de las actividades de Repsol"* incluido en la Sección I del presente Documento de Registro.

Repsol ha tenido en cuenta en la elaboración de dicha información las recomendaciones de la *European Securities and Markets Authority* (ESMA) para la aplicación uniforme del Reglamento 809/2004, en relación con las operaciones extractivas.

6.1.2 Indicación de todo nuevo producto y/o actividades significativos

El plan estratégico de Repsol que se describe en el apartado 2.5—*"Nuestra Estrategia"* del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2013, incluido en la Sección II.C) del presente Documento de Registro, se centra en la optimización de los negocios estratégicos y el crecimiento orgánico rentable de los negocios y productos actuales del Grupo Repsol. No obstante, la actividad de innovación y desarrollo de productos y mejora de procesos en las que el Grupo está comprometido está descrita en el apartado 7.3—*"Evolución previsible de nuestros negocios"* del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2013 incluido en la Sección II.C) del presente Documento de Registro. Adicionalmente, en el apartado 5—*"El desempeño de nuestros negocios"* del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2013 se describe la evolución de las actividades más significativas desarrolladas por Repsol y el potencial impacto en la cartera de negocios del Grupo (nuevos procesos, principales descubrimientos, nuevos *plays* a desarrollar, calidad de productos, etc.).

6.3 Cuando la información dada de conformidad con los puntos 6.1 y 6.2 se haya visto influenciada por factores excepcionales, debe mencionarse este hecho.

El Grupo Repsol está influenciado por los factores descritos en la Sección I *"Factores de Riesgo"* del presente Documento de Registro, en el apartado 2.6—*"Gestión del riesgo"*, en el apartado 3—*"Entorno macroeconómico"*, en el apartado 4 *"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas" y* en el apartado 5.3.1 *"Venta de parte de los activos y negocios de GNL",* a los que hace referencia el Informe de Gestión correspondiente al ejercicio 2013 (véase Sección II.C).

La actividad del Grupo Repsol no se ha visto afectada por otros factores excepcionales.

6.4 Información sucinta relativa al grado de dependencia del emisor de patentes o licencias, contratos industriales, mercantiles o financieros, o de nuevos procesos de fabricación.

Salvo por las indicaciones que se recogen en la Sección I *"Factores de Riesgo"* relativas a la dependencia del Grupo Repsol a los contratos o permisos obtenidos en los diferentes negocios en los que opera, según el conocimiento de Repsol, S.A., el curso ordinario de las actividades empresariales del Grupo Repsol no depende, ni está influenciado, significativamente, por patentes ni licencias, contratos industriales ni nuevos procesos de fabricación, así como tampoco por contratos mercantiles o financieros.

6.5 Base de las declaraciones relativas a la posición competitiva del emisor

El presente Documento de Registro no incluye ninguna declaración relativa a la posición competitiva del Grupo Repsol.

7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

7.1 Descripción del grupo en que se integra el emisor

A la fecha del presente Documento de Registro, Repsol, S.A. es la sociedad matriz del Grupo Repsol. A continuación se incluye un organigrama resumen de la estructura del Grupo Repsol:

Principales sociedades del Grupo Repsol[1]

(1) No existe diferencia entre el porcentaje de participación en el capital y los derechos de voto en las distintas sociedades.
(2) E&P: Exploración y Producción.
(3) GLP: Gas Licuado del Petróleo.
(4) Participación indirecta.

7.2 Principales sociedades del perímetro de consolidación del emisor

La información relativa a este epígrafe se recoge en el Anexo I—*"Principales sociedades que configuran el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2013"*. Dicha información se complementa y/o actualiza con la que se incluye a continuación.

La tabla siguiente detalla las principales variaciones del perímetro de consolidación de Repsol, S.A. desde el 31 de diciembre de 2013 hasta la fecha del presente Documento de Registro.

			% PARTICIPACIÓN TOTAL	
DENOMINACIÓN SOCIAL	PAÍS	MÉTODO CONSOLIDACIÓN	% DE PARTICIPACIÓN PATRIMONIAL	% DE PARTICIPACIÓN CONTROL
Repsol Comercializadora de Gas, S.A.(1)	España	I.G.	100	100
Empresa Petrolera Maxus Bolivia, S.A.(2)	Bolivia	I.G.	100	100
Transportadora de Gas del Perú, S.A.(3)	Perú	P.E.	10	10
Kuosol Agrícola S.A.P.I. de C.V.(4)	México	I.P.	50	100
Repsol YPF Trading y Transportes Singapur, Ltd(4)	Islas Caimán	I.G.	100	100
Repsol Trading Perú S.A.C.(5)	Perú	I.G.	100	100
Repsol Angostura Ltd.(5)	Trinidad y Tobago	I.G.	100	100

Nota: Método de consolidación:
- I.G.: Integración global.
- I.P.: Integración proporcional.
- P.E.: Puesta en equivalencia.

(1) Sociedad dentro del perímetro de venta de los activos y negocios de GNL (véase epígrafe 5.3—*"Desinversiones"*).
(2) Sociedad que dejó de formar parte del perímetro de consolidación en febrero de 2014 debido a la fusión por absorción por parte de Repsol E&P Bolivia, S.A.
(3) En marzo de 2014 se completó la transacción de venta a Enagás del 10% de la participación de Repsol en TGP (véase epígrafe 5.3).
(4) Sociedades que han dejado de formar parte del perímetro de consolidación al haber sido liquidadas en enero de 2014.
(5) Sociedades que se han incorporado al perímetro de consolidación durante el primer trimestre de 2014.

8. PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO

8.1 Información sobre el inmovilizado material tangible, incluidas propiedades arrendadas y, en su caso, gravámenes sobre los mismos.

La información relativa a este epígrafe se recoge en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 (véase Sección II.C) del presente Documento de Registro): Nota 7—*"Inmovilizado material"* y Nota 34—*"Contingencias, Compromisos y Garantías"*.

A 31 de diciembre de 2013, no existían gravámenes significativos sobre el inmovilizado material del Grupo.

9. ANÁLISIS OPERATIVO Y FINANCIERO

9.2 Resultados de explotación

9.2.1 Factores significativos, incluidos acontecimientos inusuales o nuevos avances, que afectan de manera importante a los ingresos del emisor.

La información relativa a este epígrafe se recoge en el apartado 5—*"El desempeño de nuestros negocios"* del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2013 (véase Sección II.C) y se

complementa con los factores de riesgo contenidos en la Sección I del presente Documento de Registro.

No ha habido acontecimientos significativos inusuales o nuevos que hayan afectado de manera importante a los ingresos de Repsol.

9.2.2 Cambios importantes en las ventas o en los ingresos del emisor

Véanse epígrafes 6.1 y 20.1 del presente Documento de Registro. Asimismo la información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 25—*"Ingresos y gastos de explotación"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013.

9.2.3 Factores gubernamentales, económicos, fiscales, monetarios o políticos, que directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor.

La información relativa a este epígrafe se recoge en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 (véase Sección II.C)): Nota 4—*"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A."*; Nota 37—*"Hechos Posteriores"*; y en los apartados 3—*"Entorno macroeconómico"*, 7—*"Perspectivas y evolución previsible"* y 2.6—*"Gestión del riesgo"* del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2013 (véase Sección II.C)) y en el apartado *"Entorno macroeconómico"* del Informe de Gestión correspondiente al ejercicio 2012 (véase Sección II.D)).

Esta información se actualiza y complementa con los factores de riesgo contenidos en la Sección I y en el epígrafe 22 (*"Contratos Relevantes"*) del presente Documento de Registro.

Al margen de lo anterior, no ha habido ningún otro factor de orden gubernamental, económico, fiscal, monetario o político que, directa o indirectamente, haya afectado de manera importante a las operaciones de Repsol.

10. RECURSOS FINANCIEROS

10.1 Información relativa a los recursos financieros a corto y a largo plazo

La información relativa a este epígrafe se recoge:

- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 (véase Sección II.C)): Nota 11—*"Activos financieros corrientes y no corrientes"*; Nota 14—*"Patrimonio neto"*; Nota 18—*"Pasivos financieros"*; Nota 19—*"Gestión de riesgos financieros y del capital"*; Nota 20—*"Operaciones con derivados"*; Nota 21—*"Otros pasivos no corrientes"*; Nota 22—*"Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar"*; Nota 26—*"Ingresos y gastos financieros"*; y Nota 28—*"Flujos de efectivo de las actividades de explotación"*; así como en el apartado 4 *"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"* del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2013; y
- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2012 (véase Sección II.D)): Nota 13—*"Activos financieros corrientes y no corrientes"*; Nota 16—*"Patrimonio neto"*; Nota 20—*"Pasivos financieros"*; Nota 21—*"Gestión de riesgos financieros y del capital"*; Nota 22—*"Operaciones con derivados"*; Nota 23—*"Otros pasivos no corrientes"*; Nota 24—*"Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar"*; Nota 28—*"Ingresos y gastos financieros"*; y Nota 29—*"Flujos de efectivo de las actividades de explotación"*; así como en el apartado *"Situación Financiera"* del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2012.

A continuación se detalla la evolución de la deuda financiera neta, concepto descrito en la Nota 19.2—*"Gestión del Capital"* de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013, en el apartado 4—*"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"* del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2013 y en el apartado *"Situación financiera"* del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2012, que se recogen en la Sección II.C) y II.D).

La información financiera de 2011 de la tabla siguiente incluye la participación del Grupo en YPF S.A. e YPF Gas S.A. consolidada por integración global en dicho ejercicio, que fue objeto de expropiación en 2012 (véase factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A."* incluido en la Sección I y epígrafe 20.1—*"Información financiera histórica"*).

DEUDA FINANCIERA NETA	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2011
	Auditado (millones €)		
Deuda neta al inicio del periodo	**12.120**	**14.842**	**10.972**
Desconsolidación deuda neta YPF e YPF Gas	--	(1.939)	--
EBITDA ajustado[(1)(2)]	(6.230)	(6.956)	(8.440)
Variación del fondo de maniobra comercial	819	(414)	2.600
Inversiones ajustadas pagadas en el ejercicio[(3)]	3.960	3.878	6.207
Desinversiones ajustadas pagadas en el ejercicio[(4)]	(3.246)	(941)	(1.004)
Dividendos pagados (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	439	872	1.622
Operaciones de autocartera[(5)]	(1.014)	(1.388)	2.557
Efectos tipo de cambio	85	46	5
Enajenación de participación en sociedades sin pérdida de control[(6)]	--	--	(2.327)
Impuestos pagados	1.279	1.534	1.784
Variación del perímetro de consolidación[(7)]	682	113	70
Intereses y otros movimientos	662	885	796
Efectos derivados asociados a los préstamos del grupo Petersen	99	1.587	--
Deuda neta al cierre del periodo	**9.655**	**12.120**	**14.842**

Nota: Las magnitudes y ratios financieros correspondientes a 31 de diciembre de 2013 y 2012 identificados como "ajustados" se ha preparado considerando que las magnitudes relacionadas por los activos y negocios de GNL objeto de venta (véase epígrafe 5.3) forman parte de los resultados de operaciones continuadas, y coinciden con las incluidas en el Informe de Gestión consolidado del Grupo de 2013.

(1) EBITDA: corresponde al resultado de explotación ajustado por aquellas partidas que no van a suponer entradas o salidas de efectivo de las operaciones (amortización del inmovilizado, dotaciones y reversiones de provisiones, resultado por venta de activos y otros).

(2) Datos no auditados.

(3) En 2013, 2012 y 2011 existen inversiones de carácter financiero por importe de 25, 29 y 48 millones de euros, respectivamente, no reflejadas en esta tabla.

(4) En 2013, 2012 y 2011 existen desinversiones de carácter financiero por importe de 47, 203 y 39 millones de euros, respectivamente. En 2013 incluye la caja obtenida por la venta de activos y venta de GNL por un importe de 2.581 millones de euros (véase epígrafe 5.3 "*Desinversiones*").

(5) Las principales operaciones de autocartera realizadas en 2013 corresponden a la venta por parte del Grupo del 5,045% del capital de la Sociedad a dicha fecha, a la compañía de inversión de Singapur Temasek y que supuso el cobro por parte de Repsol de 1.036 millones de euros. En 2012 el Grupo realizó una colocación de acciones entre inversores profesionales y cualificados por un importe total de 1.364 millones de euros.

(6) Corresponde a las ventas de participación en YPF llevadas a cabo en el ejercicio 2011.

(7) En 2013 corresponde, principalmente, a la desconsolidación de la financiación de las sociedades de GNL incluidas en el proceso de venta a Shell (véase epígrafe 5.3 "*Desinversiones*").

El ratio de la deuda neta incluyendo preferentes sobre el capital empleado a 31 de diciembre de 2013, 2012, y 2011 se situó en el 25,7%, 30,6% y 35,4%, respectivamente. Dichos ratios para 31 de diciembre de 2012 y 2011 incluyen las operaciones interrumpidas del cálculo del capital empleado neto.

Asimismo, en la tabla siguiente se desglosa la composición del fondo de maniobra a 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011. Esta información incluye en el ejercicio 2011 la participación del Grupo en YPF S.A. e YPF Gas S.A. consolidada por integración global en dichos ejercicios, que fue objeto de expropiación en 2012 (véase factor de riesgo *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A."* incluido en la Sección I y epígrafe 20.1—*"Información financiera histórica"*).

FONDO DE MANIOBRA	31/12/2013 (millones €) Auditado	Var. 13-12 (%)	31/12/2012 (millones €) Auditado	Var. 12-11 (%)	31/12/2011 (millones €) Auditado
Existencias	5.256	(4,45)	5.501	(24,42)	7.278
Cuentas a cobrar y otros activos corrientes	7.870	(1,65)	8.002	(15,25)	9.442
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	5.621	(7,56)	6.081	(7,23)	6.555
Otros deudores y otros activos corrientes	1.778	18,14	1.505	(36,42)	2.367
Activos por impuesto corriente	471	13,22	416	(20,00)	520
Acreedores y otras cuentas a pagar	8.464	(8,02)	9.202	(20,91)	11.635
Proveedores	4.115	(5,96)	4.376	(8,01)	4.757
Otros acreedores	4.056	(10,01)	4.507	(30,90)	6.522
Pasivos por impuesto corriente	293	(8,15)	319	(10,39)	356
Provisiones corrientes	303	4,12	291	(35,62)	452
Total Fondo de Maniobra operativo	**4.359**	**8,70**	**4.010**	**(13,45)**	**4.633**
Otros activos financieros corrientes	93	(77,59)	415	(38,43)	674
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	7.434	25,94	5.903	120,51	2.677
Pasivos financieros corrientes	4.519	19,23	3.790	(23,97)	4.985
Total Fondo de Maniobra financiero	**3.008**	**18,99**	**2.528**	**(254,71)**	**(1.634)**
Total Fondo de Maniobra	**7.367**	**12,68**	**6.538**	**118,01**	**2.999**

Los vencimientos de los pasivos registrados en el balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2013 eran los siguientes:

	Fecha Vencimiento						
	2014	2015	2016	2017	2018	Siguientes	Total
31/12/2013	(millones €)						
Proveedores	4.115	--	--	--	--	--	**4.115**
Otros acreedores	4.056	--	--	--	--	--	**4.056**
Préstamos y otras deudas financieras[(1)]	4.866	1.241	2.145	2.041	2.073	7.979	**20.345**
Participaciones preferentes[(1)(2)]	4	4	4	4	4	105	**125**
Derivados	67	13	10	7	4	9	**110**

Nota: Los importes mostrados corresponden a los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los registrados en el balance.

(1) Corresponden a los vencimientos futuros de los importes registrados en las partidas *"Pasivos financieros no corrientes"* y *"Pasivos financieros corrientes"* del balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2013, incluyendo los intereses o dividendos futuros correspondientes a dichos pasivos financieros.

(2) Las participaciones preferentes emitidas son perpetuas, cancelables únicamente a elección de Repsol. Esta información se ha elaborado bajo la hipótesis de que las preferentes en euros son perpetuas y se cancelarán con posterioridad a 2018. En el período *"Siguientes"* se incluye únicamente el nominal de los valores.

10.2 Fuentes y cantidades de los flujos de tesorería

La información relativa a este epígrafe se recoge:

- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 (véase Sección II.C)): Estado de flujos de efectivo; Nota 25—*"Ingresos y gastos de explotación"*; Nota 26—*"Ingresos y gastos financieros"*; Nota 28—*"Flujos de efectivo de las actividades de explotación"*; y Nota 31—*"Desinversiones y enajenación de participación en sociedades"*; y
- en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2012 (véase Sección II.D)): Estado de flujos de efectivo; Nota 27—*"Ingresos y gastos de explotación"*; Nota 28—*"Ingresos y gastos financieros"*; Nota 29—*"Flujos de efectivo de las actividades de explotación"*; y Nota 32—*"Desinversiones y enajenación de participación en sociedades sin pérdida de control"*.

Asimismo, véase el epígrafe 20.1.

10.4 Restricciones sobre el uso de los recursos de capital que, directa o indirectamente, hayan afectado o puedan afectar de manera importante a las operaciones del emisor.

En la Nota 4—*"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A."* y en la Nota 37—*"Hechos posteriores"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013, respectivamente (véase Sección II.C)), se recoge información relativa a las restricciones de capital derivadas de la expropiación de las acciones del Grupo en YPF S.A. e YPF Gas S.A. y al acuerdo con Argentina.

Actualmente no existe para Repsol, S.A. ninguna otra restricción a la utilización de sus recursos de capital que pudiera afectar de manera significativa a sus operaciones presentes o futuras. No obstante, véase la Sección I (*"Factores de Riesgo"*).

10.5 Fuentes previstas de fondos necesarios para cumplir con los compromisos mencionados en los epígrafes 5.2.3 y 8.1.

Repsol financiará sus inversiones futuras y su inmovilizado principalmente con la generación de ingresos de sus actividades de negocio, la desinversión de otros activos, operaciones en los mercados de capitales y con financiación bancaria. Todo ello dependerá de las condiciones de mercado que se den en cada momento, de la evolución de tipos de interés y siempre en función de las necesidades financieras reales que tenga Repsol y del tipo de deuda que más se adapte a dichas necesidades en cada momento.

A 31 de diciembre de 2013, el Grupo Repsol disponía de efectivo y otros activos equivalentes por importe de 7.434 millones de euros, líneas de crédito disponibles por importe de 5.234 millones de euros e inversiones financieras correspondientes a préstamos corrientes y no corrientes, fondos de inversión, y otras inversiones financieras por importe de 459 millones de euros.

12. INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS

12.1 Tendencias recientes más significativas

La información relativa a este epígrafe se recoge en el apartado 3—*"Entorno macroeconómico"* del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2013, que se incorpora en la Sección II.C) del presente Documento de Registro.

Desde el 31 de diciembre de 2013 hasta la fecha del presente Documento de Registro, Repsol no tiene constancia de que se haya producido ninguna tendencia reciente significativa (véase apartado 7—

"Perspectivas y evolución previsible" del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2013 incluido en la Sección II.C).

12.2 Tendencias conocidas, incertidumbres o hechos que puedan razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor.

Los principales factores que podrían tener una incidencia en las perspectivas del Grupo Repsol son aquellos contenidos en la Sección I *"Factores de Riesgo"*, sin perjuicio de la información que se recoge en la Nota 34—*"Contingencias, Compromisos y Garantías"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013; en el epígrafe 20.8—*"Procedimientos judiciales y de arbitraje"*; así como en el apartado 5—*"El desempeño de nuestros negocios"* y apartado 7—*"Perspectivas y evolución previsible"* del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2013 incluido en la Sección II.C). En particular, en cuanto a las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. objeto de expropiación por parte del Gobierno de la República de Argentina, en la Nota 4—*"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A."* y Nota 37—*"Hechos posteriores"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 (véase Sección II.C)) se recoge información relativa a dicha expropiación.

13. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS

El presente Documento de Registro no incluye previsiones o estimaciones de beneficios futuros.

13.1 Principales supuestos en los que la sociedad ha basado sus previsiones o sus estimaciones

No procede.

13.2 Informe elaborado por contables o auditores independientes declarando que las previsiones o estimaciones se han calculado correcta y coherentemente con las políticas contables del emisor.

No procede.

13.3 Previsión o estimación de los beneficios

No procede.

13.4 Declaración de previsiones publicadas en un folleto para una fecha no transcurrida

No procede.

14. ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN, DE GESTIÓN Y DE SUPERVISIÓN, Y ALTOS DIRECTIVOS.

14.1 Nombre, dirección profesional y cargo en el emisor de los miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión y las actividades principales de importancia respecto del emisor y desarrolladas fuera del mismo.

La información relativa a este epígrafe se recoge, parcialmente, en los apartados C.1.1 a C.1.13, C.1.16 y C.1.17 del informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2013 que, de conformidad con lo previsto en el vigente artículo 538 del texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital (la **"LSC"**), forma parte integrante del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2013 (véase Sección II.C) del presente Documento de Registro), así como en el Anexo IV de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013. Esta información se complementa y/o actualiza con lo que se recoge a continuación.

A) Consejo de Administración

A continuación se detalla la composición del Consejo de Administración de Repsol, S.A. a la fecha del presente Documento de Registro, indicando el cargo ejercido por cada uno de los miembros del Consejo.

Nombre/Denominación social	Cargo	Carácter del Consejero	Accionista que propuso su nombramiento	Fecha de último nombramiento
D. Antonio Brufau Niubó.....	Presidente	Ejecutivo	--	15/04/2011
D. Isidro Fainé Casas	Vicepresidente 1º	Dominical	Caixabank, S.A.	31/05/2012
D. Manuel Manrique Cecilia.....	Vicepresidente 2º	Dominical	Sacyr, S.A.	31/05/2013
Dña. Paulina Beato Blanco(3).....	Vocal	Independiente	--	28/03/2014
D. Artur Carulla Font(1)	Vocal	Independiente	--	28/03/2014
D. Luis Carlos Croissier Batista	Vocal	Independiente	--	15/04/2011
D. Rene Dahan	Vocal	Dominical	Temasek Holdings (Private) Limited	31/05/2013
D. Ángel Durández Adeva	Vocal	Independiente	--	15/04/2011
D. Javier Echenique Landiríbar.....	Vocal	Independiente	--	28/03/2014
D. Mario Fernández Pelaz.....	Vocal	Independiente	--	15/04/2011
Dña. María Isabel Gabarró Miquel....	Vocal	Independiente	--	31/05/2013
D. José Manuel Loureda Mantiñán ...	Vocal	Dominical	Sacyr, S.A.	15/04/2011
D. Juan María Nin Génova.....	Vocal	Dominical	Caixabank, S.A.	31/05/2012
Pemex Internacional España, S.A.(2) .	Vocal	Dominical	Petróleos Mexicanos	28/03/2014
D. Henri Philippe Reichstul(3)	Vocal	Independiente	--	28/03/2014
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla.....	Vocal y Secretario	Ejecutivo	--	31/05/2013

(1) Por acuerdo del Consejo de Administración, D. Artur Carulla ostenta la condición de Consejero Independiente Coordinador, con las funciones de (i) solicitar del Presidente del Consejo de Administración la convocatoria de este órgano cuando lo estime conveniente; (ii) solicitar la inclusión de asuntos en el orden del día de las reuniones del Consejo de Administración; (iii) coordinar y hacerse eco de las opiniones de los Consejeros externos; (iv) dirigir la evaluación por el Consejo del Presidente de este órgano; y (v) convocar y presidir las reuniones de los Consejeros independientes que estime necesarias o convenientes.

(2) Representada por D. Arturo Francisco Henríquez Autrey.

(3) Tanto la Sra. Beato como el Sr. Reichstul fueron nombrados Consejeros de la Sociedad en diciembre de 2005. Con el fin de mantener su calificación como Consejeros Independientes, ambos se han comprometido de forma irrevocable a renunciar a su cargo en la fecha de celebración de la Junta General de accionistas de 2017, evitando sobrepasar así el límite de 12 años previsto en el artículo 13.2 del Reglamento del Consejo de Administración.

La dirección profesional de todos los miembros del Consejo de Administración de Repsol, S.A. es, a estos efectos, Calle Méndez Álvaro, 44, Madrid.

A continuación se recoge un breve *currículum vitae* de los miembros del Consejo de Administración de Repsol, S.A. y de las personas físicas designadas por los consejeros personas jurídicas para representarles. Asimismo, se incluye el detalle de las empresas o asociaciones de las que los miembros del Consejo de Administración de Repsol, S.A. han sido, en cualquier momento durante los últimos 5 años, miembros de los órganos de administración, de gestión o de supervisión o socios.

Antonio Brufau Niubó

Licenciado en Ciencias Económicas por la Universidad de Barcelona y Doctor Honoris Causa por la Universidad Ramón Llull de Barcelona.

Inició su trayectoria profesional en Arthur Andersen, donde llegó a ser Socio Director de Auditoría. A la edad de 40 años ingresó en “la Caixa” como Director General Adjunto. Entre 1999 y 2004 ocupó el cargo de Director General del Grupo “la Caixa” y entre 1997 y 2004 fue Presidente del Grupo Gas Natural.

En la actualidad ocupa, además de la presidencia ejecutiva de Repsol, la vicepresidencia de Gas Natural Fenosa y la presidencia de la Fundación Repsol. Asimismo, es Miembro del European Round Table of Industrialists (ERT), Miembro del Consejo de Acción Empresarial de CEOE, Miembro de la Asociación Española de Directivos, del Círculo de Empresarios y del Círculo de Economía, Patrono de la Fundación Privada Instituto Ildefons Cerdà, Patrono de la Fundación CEDE (Confederación Española de Directivos y Ejecutivos) y Presidente del Consorcio Interinstitucional GLOBALleida.

El Sr. Brufau es Consejero de Repsol por acuerdo del Consejo de Administración desde el 23 de julio de 1996, posteriormente ratificado por la Junta General de Accionistas de 6 de junio de 1997 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 24 de marzo de 1999, el 4 de abril de 2003, el 9 de mayo de 2007 y el 15 de abril de 2011.

Isidre Fainé Casas

Doctor en Ciencias Económicas, ISMP en Business Administration por la Universidad de Harvard y diplomado en Alta Dirección por el IESE. Además, es Académico Numerario de la Real Academia de Ciencias Económicas y Financieras y de la Real Academia de Doctores. Inició su carrera profesional en banca como Director de Inversiones en el Banco Atlántico, en 1964, para posteriormente incorporarse, en 1969, como Director General del Banco de Asunción en Paraguay. A continuación, regresó a Barcelona para ocupar diferentes cargos de responsabilidad en varias entidades financieras: Director de Personal de Banca Riva y García (1973), Consejero y Director General de Banca Jover (1974) y Director General de Banco Unión, S.A. (1978). En 1982 se incorporó a ”la Caixa” como Subdirector General, ocupando diversos cargos de responsabilidad. En abril de 1991 fue nombrado Director General Adjunto Ejecutivo y en 1999, Director General de la entidad, cuya presidencia asumió en junio de 2007. Actualmente es Presidente de “la Caixa”, Vicepresidente 1º de Abertis Infraestructuras, S.A., Vicepresidente de Telefónica, S.A., Presidente de Caixabank, S.A., Presidente de Criteria Caixaholding, S.A., Presidente de CECA (Confederación Española de Cajas de Ahorros) y Presidente de la Fundación “la Caixa”. También es Vicepresidente de Sociedad General de Aguas de Barcelona, Consejero de Banco Portugués de Investimento, S.A., Consejero de The Bank East of Asia, Limited y Vicepresidente de European Savings Banks Group (ESBG) y Vicepresidente de World Savings Banks Institute (WSBI).

El Sr. Fainé fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo del Consejo de Administración de 19 de diciembre de 2007 y posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 14 de mayo de 2008 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 31 de mayo de 2012.

Manuel Manrique Cecilia

El Sr. Manrique es Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos por la Escuela Técnica Superior de Madrid. Tiene más de 35 años de experiencia profesional en los sectores de la construcción, concesiones de infraestructuras, servicios, patrimonio, promoción y energía.

Comenzó su carrera profesional en la empresa Ferrovial. En 1987 formó parte del núcleo fundacional de Sacyr, convirtiéndose, a finales de los 90, en Responsable Internacional de la misma y en 2001 en Director General de Construcción. En 2002, el Sr. Manrique fue nombrado Presidente y Consejero Delegado de la sociedad que pasó a estar al cargo de la división de construcción tras la fusión de Sacyr y Vallehermoso; además, coincidiendo con dicha fusión, en 2003 fue designado miembro del Consejo de Administración de la matriz del nuevo Grupo Sacyr Vallehermoso. En noviembre de 2004 fue nombrado Vicepresidente Primero y Consejero Delegado de Sacyr Vallehermoso, S.A. así como miembro de la Comisión Ejecutiva del Grupo. Desde octubre de 2011, el Sr. Manrique ocupa también el cargo de Presidente del Consejo de Administración de Sacyr S.A. (antes Sacyr Vallehermoso, S.A.).

El Sr. Manrique es además Consejero de otras sociedades del Grupo Sacyr como, entre otras, Testa Inmuebles en Renta, S.A.

El Sr. Manrique fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo del Consejo de Administración de 25 de abril de 2013 y posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 31 de mayo de 2013.

Paulina Beato Blanco

Doctora en Economía por la Universidad de Minnesota, Catedrática de Análisis Económico, Técnico Comercial y Economista del Estado. Fue Presidenta Ejecutiva de Red Eléctrica de España, Consejera de Campsa y de importantes entidades financieras. Ha sido economista principal en el Departamento de Desarrollo Sostenible del Banco Interamericano de Desarrollo y consultora en la División de Regulación y Supervisión Bancaria del Fondo Monetario Internacional. En la actualidad es asesora económica, profesora de Análisis Económico y Miembro de los Patronatos de la Barcelona GSE, y Fundación Balia.

La Sra. Beato fue nombrada Consejera de Repsol por acuerdo del Consejo de Administración de 29 de diciembre de 2005, posteriormente ratificada y nombrada por la Junta General de Accionistas el 16 de junio de 2006, y reelegida por la Junta General de Accionistas el 30 de abril de 2010 y el 28 de marzo de 2014.

Artur Carulla Font

Licenciado en Ciencias Empresariales. Comienza su carrera profesional en 1972 en Arbora & Ausonia SL donde ocupa varios cargos hasta llegar a Director General. En 1988 se incorpora a Agrolimen como Director de Estrategia. En 2001 es nombrado Consejero Delegado de Agrolimen, S.A. En la actualidad es Presidente de Agrolimen, S.A. y de sus participadas: Affinity Petcare, S.A., Preparados Alimenticios, S.A. (Gallina Blanca Star), Biocentury, S.L., The Eat Out Group, S.L., y Roger Goulart, S.A.; miembro del Consejo Regional de Telefónica en Cataluña, miembro del Consejo Asesor de EXEA Empresarial, S.L. y miembro del Consejo Asesor de Roca Junyent. Es asimismo Vicepresidente del Círculo de Economía, Vicepresidente del Patronato de la Fundación ESADE, Patrono de la Fundació Lluís Carulla, Miembro de IAB (International Advisory Board) de la Generalitat de Catalunya, Miembro de la Junta Directiva del Instituto de la Empresa Familiar, Patrono de la Fundación MACBA (Museo de Arte Contemporáneo de Barcelona) y Miembro del FUOC (Fundación para la Universidad Abierta de Cataluña).

El Sr. Carulla fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo de la Junta General de Accionistas de 16 de junio de 2006, y reelegido por la Junta General de Accionistas el 30 de abril de 2010 y el 28 de marzo de 2014.

Luis Carlos Croissier Batista

Ha sido Profesor encargado de política económica en la Universidad Complutense de Madrid, y ha ejercido en su larga carrera profesional, entre otros cargos, los de Subsecretario del Ministerio de Industria y Energía, Presidente del Instituto Nacional de Industria (I.N.I.), Ministro de Industria y Energía y Presidente de la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Actualmente es Consejero de Adolfo Dominguez, S.A., Testa Inmuebles en Renta, S.A., Eolia Renovables de Inversiones SCR, S.A. y Administrador único de Eurofocus Consultores, S.L.

El Sr. Croissier fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo de la Junta General de Accionistas el 9 de mayo de 2007 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 15 de abril de 2011.

Rene Dahan

El Sr. Dahan ha sido Consejero y Vicepresidente Ejecutivo de ExxonMobil. Comenzó su carrera profesional en Exxon en la refinería de Rotterdam en 1964. Tras haber ocupado varios puestos en las áreas de operaciones, ingeniería y recursos humanos, en 1974 fue nombrado responsable de los 325 kbd de la Refinería de Rotterdam. En 1976 se trasladó a las oficinas centrales europeas de Exxon donde fue responsable de la actividad de gas natural de Exxon en Europa. Tras un breve periodo en las oficinas de Exxon en Nueva York, fue nombrado Director General (CEO) de Esso BV, la filial de la compañía encargada de toda la actividad de *Upstream* y *Downstream* en Bélgica, Holanda y Luxemburgo.

En 1990 se trasladó a Nueva Jersey (Estados Unidos de América) y en 1992 fue nombrado Presidente de Exxon Company International, responsable de todo el negocio de Exxon fuera de Norte América. En 1998 se convirtió en miembro del Comité de Dirección y en Director de Exxon en Dallas, siendo responsable de todo el negocio de *Downstream* y químico a nivel mundial. En 1999 lideró la fusión entre Exxon y Mobil y fue nombrado Vicepresidente Ejecutivo de ExxonMobil hasta su retiro, en el año 2002.

Entre 2002 y 2009 ha ocupado el cargo de Consejero en los Consejos Supervisores de VNU, N.V., TNT N.V. y Aegon N.V., así como en los de CVC (capital riesgo) y el Grupo Guggenheim en Nueva York. El 1 de Octubre de 2013 dimitió de su cargo como Presidente del Consejo Supervisor de Royal Ahold, N.V., cargo en el que estuvo los últimos 10 años. Es miembro del Consejo Internacional Asesor del Instituto de Empresa en Madrid y Presidente de la Fundación Dahan Family. El Sr. Dahan fue nombrado Consejero de Repsol, S.A. por acuerdo de la Junta General de Accionistas el 31 de mayo de 2013.

Ángel Durández Adeva

Licenciado en Ciencias Económicas, Profesor Mercantil, Censor Jurado de Cuentas y miembro fundador del Registro de Economistas Auditores. Se incorporó a Arthur Andersen en 1965 y fue socio de la misma desde 1976 hasta 2000. Hasta marzo de 2004 ha dirigido la Fundación Euroamérica, de la que fue patrono fundador, entidad dedicada al fomento de las relaciones empresariales, políticas y culturales entre la Unión Europea y los distintos países Iberoamericanos. Actualmente es Consejero de Mediaset España, S.A., Consejero de Quantica Producciones, S.L., Consejero de Ideas4all, S.L., miembro del Consejo Asesor de FRIDE (Fundación para las Relaciones Internacionales y el Desarrollo Exterior), Presidente de Arcadia Capital, S.L. e Información y Control de Publicaciones, S.A., Miembro del Patronato de la Fundación Germán Sánchez Ruipérez y la Fundación Independiente y Vicepresidente de la Fundación Euroamérica.

El Sr. Durández fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo de la Junta General de Accionistas el 9 de mayo de 2007 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 15 de abril de 2011.

Javier Echenique Landiríbar

Licenciado en Ciencias Económicas y Actuariales. Ha sido Consejero-Director General de Allianz-Ercos y Director General del Grupo BBVA. Actualmente es Vicepresidente del Banco de Sabadell, S.A., Vicepresidente de Calcinor, S.L., Consejero de Telefónica Móviles México, Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A., Grupo Empresarial ENCE, S.A. y Celistics, L.L.C. Es asimismo Delegado del Consejo de Telefónica, S.A en el País Vasco, miembro del Consejo Asesor de Telefónica de Europa, miembro del Patronato de la Fundación Novia Salcedo y miembro del Círculo de Empresarios Vascos.

El Sr. Echenique fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo de la Junta General de Accionistas de 16 de junio de 2006, y reelegido por la Junta General de Accionistas el 30 de Abril de 2010 y el 28 de marzo de 2014.

Mario Fernández Pelaz

Licenciado en Derecho por la Universidad de Deusto en 1965. Ha sido Profesor de Derecho Mercantil en la Facultad de Derecho de la Universidad de Deusto y en la Facultad de Ciencias Empresariales de la misma Universidad, y Profesor en diversos Masters de la Universidad de Deusto y Deusto Business School, sobre materias relacionadas con el Derecho Financiero. En su larga carrera profesional, ha ejercido, entre otros cargos, de Consejero y luego Vicelehendakari del Gobierno Vasco, Presidente de la Comisión Mixta de Transferencias Administración Central-Gobierno Vasco, Presidente del Consejo Vasco de Finanzas, Presidente de la Comisión Económica del Gobierno Vasco, Miembro de la Comisión Arbitral de la Comunidad Autónoma de Euskadi. Asimismo, fue Director General del Grupo BBVA y miembro del Comité de Dirección desde 1997 a 2002, Socio Principal de Uría Menéndez desde esa fecha hasta julio de 2009 y desde julio de 2009 a noviembre de 2013 fue Presidente Ejecutivo de la BBK. Actualmente es Presidente Ejecutivo de Kutxabank, S.A., Presidente de su Comisión Delegada de Riesgos y Presidente de la Comisión Ejecutiva, Vicepresidente de CECA y Cónsul del Consulado de Bilbao e Ilustre de Bilbao. Es autor de diversas publicaciones de temas mercantiles y financieros.

El Sr. Fernández fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo de la Junta General de Accionistas de 15 de abril de 2011.

María Isabel Gabarró Miquel

Licenciada en Derecho por la Universidad de Barcelona en 1976. En 1979 ingresa en el Cuerpo Notarial. Ha sido Consejera de importantes entidades del sector financiero, de la energía, de infraestructuras y telecomunicaciones, e inmobiliario, donde también ha formado parte de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y de la Comisión de Auditoría y Control. En la actualidad, es Notaria del Ilustre Colegio de Notarios de Barcelona, desde el año 1986, y miembro de la Sociedad Económica Barcelonesa de Amigos del País.

La Sra. Gabarró fue nombrada Consejera de Repsol por acuerdo de la Junta General de Accionistas el 14 de mayo de 2009 y reelegida por la Junta General de Accionistas el 31 de mayo de 2013.

José Manuel Loureda Mantiñán

Dr. Ingeniero de Caminos canales y Puertos. En 1965 comienza su carrera profesional en Ferrovial donde ocupó diversos puestos. Fundador de Sacyr en 1986, donde fue Consejero Delegado hasta el año 2000, y Presidente hasta 2003. De 2003 a 2004, y tras la fusión de Sacyr con Vallehermoso, fue Presidente del Grupo Sacyr Vallehermoso. Actualmente es Consejero de Sacyr, S.A. (en representación de Prilou, S.L.), Presidente de Valoriza Gestión, S.A.U. y Consejero de Testa Inmuebles en Renta, S.A., Sacyr, S.A.U., Somague S.G.P.S., S.A. y Hoteles Bisnet.

El Sr. Loureda fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo del Consejo de Administración de 31 de enero de 2007, posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 9 de mayo de 2007 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 15 de abril de 2011.

Juan María Nin Génova

Abogado economista por la Universidad de Deusto y Master in Laws por la London School of Economics and Political Sciences. Inició su carrera profesional en el sector financiero, en el antiguo

Banco Hispano Americano, en 1980, como Director de Internacional. En 1992, tras constituirse el Banco Central Hispano, fue nombrado Director General y Territorial de Cataluña y, dos años más tarde, Director General de Banca Comercial y Miembro de la Comisión Directiva del banco. Tras fusionarse esta entidad con el Santander, D. Juan María Nin pasó a ocupar el cargo de Director General de Banca Comercial y, posteriormente, de Empresas del Santander Central Hispano, formando parte de la Comisión Directiva del banco. Cuatro años después, en el 2002, se incorporó a Banco Sabadell como Consejero Delegado, cargo que actualmente ya no desempeña. Cuenta con una larga carrera profesional en banca comercial, internacional y corporativa, así como una gran experiencia en la gestión de fusiones y adquisiciones de bancos. Asimismo, ha ocupado diferentes cargos como Consejero en empresas industriales y de servicios. Actualmente es Director General de "la Caixa", Vicepresidente de la Fundación "la Caixa", Vicepresidente y Consejero Delegado de CaixaBank, S.A., Vicepresidente de Criteria CaixaHolding, S.A., Consejero de VidaCaixa Grupo, S.A., Gas Natural SDG, S.A., Banco BPI, S.A., Erste Group Bank, A.G. y Grupo Financiero Inbursa, S.A.B. de C.V.

También es Presidente de la Fundación Consejo España-EEUU, miembro del Consejo de la Universidad de Deusto, Patrono de la Fundación Esade Business School y Patrono de la Fundación Esade Business School, Patrono de la Fundación Aspen Institute España.

El Sr. Nin fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo del Consejo de Administración de 19 de diciembre de 2007 y posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 14 de mayo de 2008 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 31 de mayo de 2012.

Pemex Internacional España, S.A. representada por Arturo F. Henríquez Autrey

El Sr. Henríquez es Licenciado en Economía con dos especializaciones adicionales en administración de empresas y psicología por Boston University y cuenta con tres Maestrías: Maestría en Administración de Empresas (MBA) por Northwestern University - Kellogg Graduate School of Management y Dos Maestrías (MA) en Relaciones Internacionales y en Comunicaciones Internacionales en Boston University.

En enero de 2013, el Sr. Henríquez fue nombrado Presidente y Director General de Integrated Trade Systems Inc (actualmente denominada PEMEX Procurement International Inc.), filial de Pemex encargada de procura, suministro y adquisiciones internacionales de Petróleos Mexicanos (Pemex).

El Sr. Henríquez es socio operativo, fundador y consejero de varias empresas en los sectores automovilístico, inmobiliario y de restauración. En 2006, adquirió una participación accionarial de Maxim Oil and Gas, Inc. en Houston y se convirtió en el Director Financiero y Secretario del Consejo de Administración, procediendo a restructurar los aspectos financieros, operativos y de gerencia de la empresa y llevándola a un exitoso regreso a la rentabilidad y posterior colocación en bolsa.

En 2003 fue nombrado Director de KPMG México a cargo del departamento de Fusiones y Adquisiciones, Financiamiento y Asesoría Financiera para todo México y Centro América.

En 1999 el Sr. Henríquez fue director de finanzas, co-fundador y consejero de una empresa de logística multinacional con presencia en seis países latinoamericanos, recaudando fondos de capital de fondos privados como Citibank y Merrill Lynch.

El Sr. Henríquez ha trabajado asimismo en Wall Street para Goldman Sachs y Lehman Brothers en el área de mercados capitales. Tiene amplia experiencia en banca y análisis crediticio ya que ha trabajado para Bank of América México, Associates First Capital Corporation en México y Estados Unidos de América.

La empresa Pemex Internacional España, S.A. fue nombrada Consejera de Repsol por acuerdo de Consejo de 26 de enero de 2004, posteriormente ratificada y nombrada por la Junta General de Accionistas el 31 de marzo de 2004, y reelegida por la Junta General de Accionistas el 30 de abril de 2010 y el 28 de marzo de 2014. El Sr. Enríquez fue designado por el Consejo de Administración de Pemex Internacional España, S.A. como su representante en el Consejo de Repsol el 19 de marzo de 2013.

Henri Philippe Reichstul

París (Francia). Graduado en Ciencias Económicas por la Universidad de São Paulo y estudios de posgraduación en el Hertford College de Oxford. Ha sido Secretario de la Oficina de Presupuestos de las Empresas del Estado y Viceministro de Planificación de Brasil. Entre 1988 y 1999, desempeño el cargo de Vicepresidente Ejecutivo del Banco Inter American Express, S.A. Entre 1999 y 2001 fue Presidente de la Petrolera Estatal Brasileña Petrobrás. Es miembro del Consejo Estratégico de ABDIB, Miembro de Coinfra, Miembro del Consejo Asesor de Lhoist do Brasil Ltda., Miembro del Consejo Asesor de AES Brasil, Miembro del Consejo de Vigilancia de Peugeot Citroen, S.A., Presidente del Consejo de Vigilancia de Fives Goup,Miembro del Consejo Internacional UTC, Miembro del Consejo de Administración de Gafisa, Miembro del Consejo de Administración de Foster Wheeler, Miembro del Consejo de administración de Semco Partners y Vicepresidente del Consejo de la Fundación brasileña para el Desarrollo Sostenible.

El Sr. Reichstul fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo del Consejo de Administración de 29 de diciembre de 2005, posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 16 de junio de 2006, y reelegido por la Junta General de Accionistas el 30 de abril de 2010 y el 28 de marzo de 2014.

Luis Suárez de Lezo Mantilla

Licenciado en Derecho por la Universidad Complutense y Abogado del Estado (en excedencia). Abogado especializado en Derecho Mercantil y Administrativo. Fue Director de Asuntos Jurídicos de Campsa hasta el final del monopolio de petróleos y ha ejercido como profesional liberal, singularmente en el sector de la energía. En la actualidad, es Consejero de Gas Natural SDG, S.A., así como Vicepresidente de la Fundación Repsol. Igualmente, es miembro de la Comisión de Medioambiente y Energía de la Cámara de Comercio Internacional (ICC).

El Sr. Suárez de Lezo fue nombrado Consejero de Repsol por acuerdo del Consejo de Administración de 2 de febrero de 2005, posteriormente ratificado y nombrado por la Junta General de Accionistas el 31 de mayo de 2005 y reelegido por la Junta General de Accionistas el 14 de mayo de 2009 y el 31 de mayo de 2013.

B) Altos Directivos

A efectos de información en este apartado y en el epígrafe 15.1 (véase Sección II.A)—*"Tabla de equivalencia"*), Repsol considera "Alto Directivo" o "personal directivo" a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol. Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable al Grupo (como la contenida en el *Real Decreto 1382/1985, de 1 de agosto, por el que se regula la relación laboral de carácter especial del personal de alta dirección*), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

Los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol a la fecha del presente Documento de Registro son los siguientes:

Nombre	Cargo
D. Antonio Brufau Niubó	Presidente Ejecutivo
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Consejero Secretario General y del Consejo de Administración
D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	Director General de Negocios
D. Miguel Martínez San Martín	Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo (CFO)
D. Pedro Fernández Frial	Director General de Estrategia y Control
Dña. Cristina Sanz Mendiola	Directora General de Personas y Organización
Dña. Begoña Elices García	Directora General de Comunicación y de Presidencia
D. Josu Jon Imaz San Miguel	Director General Área Industrial y Trading
D. Luis Cabra Dueñas	Director General Exploración y Producción

A continuación se recoge un breve *currículum vitae* de los miembros del Comité de Dirección de Repsol que no forman parte del Consejo de Administración:

Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena

Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad Autónoma de Madrid. Técnico Comercial y Economista del Estado desde 1981. Cuenta con una amplia trayectoria profesional en el sector energético y, particularmente, en Repsol. Como Subdirector General de Petróleo y Gas, en el Ministerio de Industria, participó en las negociaciones para la entrada de España en el Mercado Común Europeo y en la adaptación del Monopolio Español de Petróleo (CAMPSA), así como en el desarrollo de la industria del gas en España.

Entre los años 1987 y 1991 ocupó los puestos de Director Comercial del INH (Instituto Nacional de Hidrocarburos), Director General de Marketing de Repsol Petróleo, Director General Comercial de Repsol, S.A. y, en diciembre de 1991, fue nombrado Vicepresidente Ejecutivo de Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, cargo que desempeñó hasta su nombramiento, en mayo de 1996, como Secretario de Estado de Energía y Recursos Minerales en el Ministerio de Industria y Energía.

En 2003, tras su vuelta a Repsol, fue nombrado Director Corporativo de Servicios Compartidos. Desde el 2005 se desempeñó en el cargo de Director General de *Upstream*, posición que compatibilizó con el de Presidente del Consejo de Administración de Repsol Sinopec Brasil desde finales de 2010.

En la actualidad, desempeña el cargo de Director General de Negocios de Repsol, así como los de Presidente del Consejo de Administración de Repsol Exploración, S.A., Presidente del Consejo de Administración de Repsol Petróleo, S.A., Consejero del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A. Consejero Presidente del Consejo de Administración de Repsol Sinopec Brasil, S.A. y Patrono de la Fundación Repsol.

Asimismo, ha sido Consejero en Repsol-Gas Natural. LNG, S.L. y en Alliance Oil Company Limited así como Presidente de Repsol Comercial de Productos Petrolíferos S.A. Por otra parte, ha sido Administrador solidario de Repsol LNG, S.L., de Repsol Exploración Argelia, S.A., Repsol Exploración Guinea, S.A., Repsol Exploración Murzuq, S.A., Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., Repsol Oriente Medio, S.A. y Repsol Exploración Sierra Leona, S.L., Consejero de Eolia Renovables de Inversiones, S.C.R., S.A.

Miguel Martínez San Martín

Ingeniero industrial por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid y especialista en sistemas de información financiera.

Ha sido Auditor Gerente de Arthur Andersen, Director Económico Financiero de empresas de Elosua y Page Ibérica.

En 1993 se incorporó a Repsol como Director Económico Financiero de Refino y Repsol Comercial, donde también ha ocupado la Dirección de gestión de la red propia de Campsared. Fue Director de las Estaciones de Servicio de Repsol YPF en Europa y Director General de Estrategia y Desarrollo Corporativo de Repsol.

En 2007 fue nombrado Director General de Operaciones de la compañía. Actualmente, desempeña el cargo de Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo.

Asimismo, en la actualidad es consejero de Repsol Petróleo, S.A. y ha sido igualmente consejero de Repsol-Gas Natural. LNG, S.L. y de YPF, S.A.

Pedro Fernández Frial

Ingeniero Industrial por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid y diplomado PDD por el Instituto de Estudios Superiores de la Empresa (IESE).

Inició su carrera en el Grupo Repsol en 1980, en el área de Refino. En 1992 se incorporó a la Dirección de Planificación y Control del Grupo con responsabilidad en la planificación del negocio del gas. En 1994 fue nombrado Director de Planificación y Control del área Química. En 2002 fue nombrado máximo responsable de esta área. En 2003 fue designado Director Corporativo de Planificación y Control del Grupo Repsol.

En enero de 2005 pasó a ocupar la posición de Director General de *Downstream*, con responsabilidad sobre los negocios de Refino, Marketing, Química, GLP, Trading y Nuevas Energías.

Desde mayo de 2012 desempeña el cargo de Director General de Estrategia y Control, que incluye las áreas de Estrategia, Planificación y Control de Gestión, Tecnología, Seguridad y Medio Ambiente, Riesgos, Estudios y Análisis del Entorno, Auditoría y Control, Auditoría SMA y Control de Reservas.

Asimismo, es consejero de Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) y de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), y miembro de los Patronatos de la Fundación Repsol y de la Fundación Universidad Rey Juan Carlos.

A lo largo de su carrera ha sido, además, Presidente de Repsol Petróleo, S.A., de Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A., de Repsol Butano, S.A., de Repsol Química, S.A., de Repsol Nuevas Energías, S.A. y de Repsol New Energy Ventures, S.A., así como Vicepresidente del Club Español de la Energía, Presidente del Capítulo de Hidrocarburos del Club Español de la Energía, Vicepresidente de la Asociación de Operadores Petrolíferos (AOP), Vicepresidente del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía y Miembro del Board of Directors de Europia y Concawe.

Cristina Sanz Mendiola

Ingeniero Industrial Superior por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid con la especialidad Organización Industrial. Desarrolló sus primeros años de actividad profesional en el sector siderometalúrgico y en Pittsburgh (EE.UU.) como colaboradora en la Carnegie-Mellon University, asociada al Departamento de *"Engineering and Public Policy"*. Desempeñó el puesto de Subdirectora General de Relaciones Industriales Internacionales, en el Cuerpo de Ingenieros Industriales del Ministerio de Industria y Energía. Durante este tiempo participó en las negociaciones para la incorporación de España a la Comunidad Económica Europea. Posteriormente fue responsable

de la Subdirección General de Planificación Energética, incluyendo las áreas de Medio Ambiente e Investigación y Desarrollo en el sector energético.

En 1994 se incorporó al Grupo Repsol como Directora de Medio Ambiente de Repsol, pasando a ocupar posteriormente la Dirección de Medio Ambiente, Seguridad y Calidad. Desde Mayo de 2007 ocupó el cargo de Directora General de Medios, área de la que fue Directora Corporativa desde 2005, teniendo bajo su responsabilidad las Direcciones de Ingeniería, Tecnología, Seguros, Compras y Contrataciones, Sistemas de la Información y Medio Ambiente y Seguridad. Ha sido Administradora de Gaviota RE, S.A. y Consejera de Greenstone Assurance, Ltd. Desde el año 2009 es Directora General de Personas y Organización. Asimismo, actualmente es Consejera de Repsol Petróleo, S.A., y Patrona de la Fundación Repsol.

Begoña Elices García

Licenciada en Ciencias de la Información por la Universidad Complutense de Madrid. Actualmente es Directora General de Comunicación y de Presidencia de Repsol, puesto desde el que dirige la interlocución con los medios de comunicación, tanto nacionales como internacionales, regionales y deportivos, así como la comunicación on-line (portal corporativo en Internet) y las acciones de patrocinio deportivo, publicidad e identidad corporativa. Además coordina las acciones de relaciones externas en los complejos industriales y en todos los países en los que Repsol tiene presencia. Antes de su incorporación a Repsol fue Subdirectora General y Directora de Relaciones Informativas del Banco Santander Central Hispano, Directora de Relaciones Informativas y Subdirectora General, Responsable de Relaciones Informativas del Banco Central Hispano, y Directora de Relaciones Informativas del Banco Hispano Americano. Con anterioridad a su incorporación a la comunicación de empresa, Begoña trabajó durante más de 10 años en la agencia EFE, realizando funciones como periodista en las secciones de internacional, nacional y economía.

Josu Jon Imaz San Miguel

Doctor en Ciencias Químicas por la Universidad del País Vasco. Completó la tesis doctoral en la Escuela Superior de Ingenieros Industriales de Bilbao (1994). En diciembre de 1986 es enviado por el Centro Tecnológico INASMET al Centro francés CETIM de Nantes, como investigador, permaneciendo hasta 1989 ya como Responsable del Área de Composites y Polímeros. Se incorpora en ese año al Grupo Mondragón como Promotor Industrial hasta 1991, fecha en que se vuelve a incorporarse a INASMET como Responsable del Departamento de Marketing y Relaciones Exteriores. En junio de 1994 es elegido Eurodiputado al Parlamento Europeo, cargo que desempeña hasta su nombramiento el 7 de Enero de 1999 como Consejero de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno Vasco. Como consejero de Industria es presidente del Ente Vasco de la Energía (EVE), presidente de la Sociedad de Promoción y Reconversión Industrial (SPRI) y portavoz del Gobierno Vasco. En enero de 2004 es elegido presidente de la ejecutiva de EAJ-PNV. En otoño de 2007 anuncia su decisión de no presentarse a la reelección y abandona la vida política. Se desplaza a Estados Unidos hasta junio de 2008 donde permanece a lo largo del curso como investigador visitante en la Harvard Kennedy School.

En julio de 2008 se incorpora al Grupo Repsol. En noviembre de 2011, es elegido Presidente de A.O.P, la Asociación Española de Operadores Petrolíferos.

En la actualidad, desempeña el cargo de Director General Área Industrial y Trading de Repsol, además de Presidente de Petronor, Consejero Delegado de Repsol Petróleo, S.A., Administrador Único de Repsol Química, S.A, y de Repsol Nuevas Energías, S.A., y Administrador Solidario de Repsol Trading, S.A., entre otros cargos. Asimismo, ha sido Consejero en SK Sol Lube Base Oils, S.A.

Luis Cabra Dueñas

Doctor en Ingeniería Química por la Universidad Complutense de Madrid. Ha cursado dirección de empresas en los centros internacionales INSEAD e IMD. Ha colaborado como Profesor Asociado en las Universidades Complutense y de Castilla-La Mancha. Se incorporó a Repsol en 1984 como ingeniero de procesos en la refinería de petróleo de La Coruña. Después, ha ocupado puestos de dirección en las áreas de Refino, Tecnología, Ingeniería, Compras, y Seguridad y Medio Ambiente. Ha representado a Repsol en asociaciones internacionales, entre ellas ha sido Presidente del Comité de Carburantes de la Asociación Europea de la Industria del Petróleo, Presidente de la Plataforma Tecnológica Europea de Biocombustibles y miembro del European Research Advisory Board.

En septiembre de 2010 fue nombrado Director Ejecutivo de Desarrollo y Producción en la División de *Upstream* de Repsol, dirigiendo los proyectos de desarrollo de yacimientos y las operaciones de producción de hidrocarburos. En la actualidad, desempeña el cargo de Director General de Exploración y Producción de Repsol.

Así mismo ostenta los cargos, entre otros, de Consejero en Repsol Sinopec Brasil, S.A., Administrador único de Repsol Exploración Perú, S.A., Repsol Exploración Colombia, Repsol Exploración Kazakhstan, S.A., Repsol Exploración Tobago, S.A., Repsol Ecuador S.A., Repsol Exploración Suriname, S.A., Repsol Exploración Irlanda, S.A., y de Administrador Solidario en Repsol Exploración Argelia, S.A., Repsol Exploración Guinea, S.A., etc.

De acuerdo con la información de que dispone Repsol, S.A., durante los 5 años anteriores a la fecha de este Documento de Registro, ninguna de las personas identificadas en este epígrafe 14.1 ha sido condenada en relación con delitos de fraude; ni ha sido miembro del órgano de administración, gestión o supervisión ni alto directivo de entidades incursas en cualquier procedimiento concursal o proceso de liquidación; ni ha sido objeto de ninguna incriminación pública oficial ni sanciones por autoridades estatutarias o reguladoras, ni ha sido descalificada por un tribunal por su actuación como miembro de los órganos de administración, de gestión o de supervisión de una sociedad emisora o por su actuación en la gestión de los asuntos de una sociedad emisora.

Asimismo, de conformidad con la información de que dispone Repsol, S.A., no existen vínculos de naturaleza familiar entre ninguna de las personas identificadas en este epígrafe.

14.2 Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión, y de altos directivos.

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 33—*"Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 y en los apartados C.1.19, C.1.23 y D.6 del informe anual de gobierno corporativo de Repsol, S.A. del ejercicio 2013 (véase Sección II.C)) y se complementa y actualiza con la información que se recoge a continuación.

A) Posibles conflictos de interés entre los deberes de las personas mencionadas en el apartado 14.1 con la sociedad y sus intereses privados y/o otros deberes.

Durante el ejercicio 2013 y en las reuniones celebradas en este ejercicio hasta la fecha del presente Documento de Registro, los acuerdos del Consejo de Administración y de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones relativos a (i) la ratificación del nombramiento y reelección de Consejeros; (ii) el nombramiento o reelección de miembros de las Comisiones; y (iii) la designación de cargos en el seno del Consejo de Administración se adoptaron sin la participación del Consejero afectado por la correspondiente propuesta. Asimismo, los Consejeros Ejecutivos no participaron en la

adopción de los acuerdos del Consejo de Administración relativos a su retribución por el desempeño de puestos y funciones directivas en Repsol, S.A.

Repsol, S.A. se ha dotado de normas específicas a fin de detectar, determinar y resolver eventuales conflictos entre el interés de un Consejero y el interés de Repsol, S.A., de conformidad con lo previsto en los artículos 226 y siguientes de la LSC.

- El Reglamento del Consejo de Administración exige a los Consejeros, de forma general, que eviten cualquier situación de conflicto, directo o indirecto, que pudieran tener con el interés de Repsol, comunicando en todo caso su existencia, de no ser evitable, al Consejo de Administración. En caso de conflicto, el Consejero afectado deberá abstenerse de intervenir en la deliberación y decisión sobre la cuestión a que el conflicto se refiera.
- El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, debe abstenerse de intervenir en las deliberaciones y votaciones que traten de tales asuntos. Las votaciones relativas a propuestas de nombramiento, reelección o cese serán secretas.
- Salvo dispensa del Consejo de Administración, el Consejero no podrá formar parte de más de cuatro Consejos de Administración de otras sociedades mercantiles cotizadas distintas de Repsol, S.A. A efectos de esta regla: (a) se computarán como un solo Consejo todos los Consejos de sociedades que formen parte del mismo grupo, así como aquellos de los que se forme parte en calidad de consejero dominical propuesto por alguna sociedad de ese grupo, aunque la participación en el capital social de la sociedad o su grado de control no permita considerarla como integrante del grupo; y (b) no se computarán aquellos Consejeros de sociedades patrimoniales o que constituyan vehículos o complementos para el ejercicio profesional del propio Consejero, de su cónyuge o persona con análoga relación de afectividad, o de sus familiares más allegados.
- El Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero. Los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos, entre los cuales se encuentra el supuesto en que el Consejero se halle en una situación de conflicto permanente de intereses con Repsol, S.A.
- En cumplimiento del deber de lealtad, los Consejeros deberán conducirse con la solidaridad y coordinación debidas como miembro de un órgano colegiado.
- Los artículos 19 a 22 del Reglamento del Consejo de Administración recogen las obligaciones que deben cumplir los Consejeros en materia de no competencia, uso de información y activos sociales, y aprovechamiento de oportunidades de negocio, así como los requisitos establecidos en relación con las operaciones vinculadas que Repsol, S.A. realice con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas.

Especialmente relevantes son los artículos 19 y 22 del Reglamento del Consejo de Administración. Así, el artículo 19 del Reglamento del Consejo regula la obligación de no competencia de los Consejeros, estableciendo como regla general que los Consejeros no podrán dedicarse, por cuenta propia o ajena, a actividades cuyo ejercicio constituya competencia con Repsol, S.A. salvo que:

(i) razonablemente sea previsible que la situación de competencia no causará daño a Repsol, S.A. o que el daño previsible se compense con el beneficio esperado que Repsol, S.A. pueda razonablemente obtener por permitir dicha situación;

(ii) con el asesoramiento de un consultor externo independiente de reconocido prestigio internacional, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones informe favorablemente el cumplimiento del requisito (i) anterior; y

(iii) que la Junta General acuerde expresamente dispensar la prohibición de competencia con el voto favorable del setenta y cinco por ciento del capital social presente y representado en la Junta General.

A efectos de lo dispuesto en dicho artículo, se considerará que no se hallan en situación de competencia con la Sociedad, entre otras, las sociedades con las que Repsol, S.A. tenga establecida una alianza estratégica, aun cuando tengan el mismo, análogo o complementario objeto social y mientras permanezca en vigor la alianza.

Por su parte, el artículo 22 del Reglamento del Consejo establece los requisitos sustantivos y procedimentales aplicables a las operaciones de Repsol, S.A. con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas.

Con carácter general (y salvo operaciones de escasa relevancia), las operaciones deberán ser autorizadas por el Consejo de Administración previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

Adicionalmente, en el caso de operaciones que sean de importe superior al 5% de los activos del Grupo o que tengan por objeto activos estratégicos de Repsol o que impliquen transferencia de tecnología relevante de Repsol o que se dirijan a establecer alianzas estratégicas, sólo podrán ser realizadas si la transacción resulta justa y eficiente desde el punto de vista del interés de Repsol y así lo corrobora la Comisión de Nombramientos y Retribuciones tras recabar el informe de un experto independiente de reconocido prestigio en la comunidad financiera sobre la razonabilidad y la adaptación a las condiciones de mercado de los términos de la operación vinculada, y si la Junta General de Accionistas autoriza la operación con una mayoría reforzada del 75% del capital presente y representado en la Junta General de Accionistas.

Cuando concurran razones de oportunidad que aconsejen no esperar a la celebración de la próxima Junta General de Accionistas, la operación podrá ser aprobada por el Consejo de Administración siempre y cuando (i) el informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones resulte favorable a la operación; y (ii) el acuerdo se adopte con el voto favorable de al menos dos tercios de los miembros del Consejo que no se hallen incursos en una situación de conflicto de interés. En este caso, el Consejo informará a la próxima Junta General de los términos y condiciones de la operación.

Al tiempo de la convocatoria de la Junta General llamada a deliberar o a ser informada sobre la autorización de la operación vinculada, el Consejo deberá poner a disposición de los accionistas los informes de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y del experto independiente antes mencionados.

La Junta General de Accionistas, celebrada el 31 de mayo de 2012, aprobó la incorporación de las previsiones de los artículos 19 y 22 del Reglamento del Consejo de Administración a los Estatutos Sociales mediante la adición de un nuevo artículo 22 bis (*"Operaciones vinculadas"*) y de un nuevo artículo 44 bis (*"Prohibición de competencia"*), y fue informada de la Alianza Estratégica con Petróleos Mexicanos (Pemex) aprobada por el Consejo de Administración en su reunión de 28 de febrero de 2012.

De la misma manera, Repsol, S.A. se ha dotado de normas específicas a fin de detectar, determinar y resolver eventuales conflictos entre el interés de sus empleados y directivos (incluidos los miembros del Comité de Dirección) y el interés de Repsol, S.A.

En este sentido, el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito de los mercados de valores, de especial aplicación a los Consejeros y a los miembros del Comité de Dirección en su condición de personas con acceso habitual a información confidencial de Repsol (artículo 2.2 del Reglamento Interno de Conducta—*"Registro de Personas Afectadas"*) recoge la prevención y resolución de los conflictos de intereses, contemplando en sus apartados 8.3 y 8.4 lo siguiente:

> *"Con objeto de controlar los posibles conflictos de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol deberán poner en conocimiento del responsable de su Área, con carácter previo a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate y con la antelación suficiente para que puedan adoptarse las decisiones oportunas, aquellas situaciones que potencialmente y en cada circunstancia concreta puedan suponer la aparición de conflictos de intereses con Repsol, S.A. o alguna sociedad de su Grupo.*
>
> *Si el afectado es un miembro del Consejo de Administración el conflicto deberá ser comunicado al Consejo de Administración, quién, si lo estima necesario, solicitará el parecer de la Comisión de Auditoría y Control.*
>
> *En caso de duda sobre la existencia de un conflicto de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol deberán, adoptando un criterio de prudencia, poner en conocimiento del responsable de su Área o del Consejo de Administración según proceda, las circunstancias concretas que rodean el caso, para que estos puedan formarse un juicio de la situación."*
>
> **[**…**]**
>
> *"Como regla general el principio a tener en cuenta para la resolución de todo tipo de conflictos de interés es el de abstención. Las personas sometidas a conflictos de intereses deberán, por tanto, abstenerse de la toma de decisiones que puedan afectar a las personas físicas o jurídicas con las que se plantee el conflicto. Del mismo modo se abstendrán de influir en dicha toma de decisiones, actuando en todo caso con lealtad al Grupo Repsol. En cualquier situación de conflicto de intereses entre los empleados y directivos del Grupo Repsol y Repsol o cualquier empresa de su Grupo, aquellos deberán actuar en todo momento con lealtad al Grupo Repsol, anteponiendo el interés de éste a los intereses propios."*

Por último, también la Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol, aplicable a todos los directivos y empleados de Repsol, dispone en su apartado 3.6 lo siguiente:

> *"Los conflictos de intereses aparecen cuando los intereses personales de los empleados, de forma directa o indirecta, son contrarios o entran en colisión con los intereses de la Compañía, interfieren en el cumplimiento recto de sus deberes y responsabilidades profesionales o les involucran a título personal en alguna transacción u operación económica de la Compañía.*
>
> *Repsol reconoce y respeta la intervención de sus empleados en actividades financieras y empresariales distintas a las que desarrollan para la Compañía, siempre que sean legales y éticas y no entren en colisión con sus responsabilidades como empleados de Repsol.*
>
> *Los empleados de Repsol deberán evitar situaciones que pudieran dar lugar a un conflicto entre los intereses personales y los de la Compañía, se abstendrán de representar a la misma e intervenir o influir en la toma de decisiones en cualquier situación en la que, directa o indirectamente, ellos mismos o personas vinculadas a ellos, tuvieran interés personal. Deberán actuar siempre, en el cumplimiento de sus responsabilidades, con lealtad y en defensa de los intereses de Repsol. A estos efectos, tendrán la consideración de personas vinculadas, el cónyuge o las personas con análoga relación de afectividad, los ascendientes, descendientes y hermanos del propio empleado y de su cónyuge, los cónyuges de los ascendientes, descendientes y hermanos del empleado y las sociedades controladas, directa o indirectamente por el empleado o por una persona interpuesta.*

Asimismo, los Consejeros Ejecutivos y las personas vinculadas por una relación laboral o Repsol no podrán realizar, por cuenta propia o ajena, tareas, trabajos o prestar servicios en beneficio de empresas del sector o de empresas que desarrollen actividades susceptibles de competir directa o indirectamente con las de Repsol o que puedan llegar a hacerlo.

Ante una situación de posible conflicto de intereses los empleados de Repsol observarán los siguientes principios generales de actuación:

a) Comunicación: informarán por escrito a los superiores jerárquicos sobre los conflictos de interés en que estén incursos, previamente a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate, con el fin de adoptar las decisiones oportunas en cada circunstancia concreta y así evitar que su actuación imparcial pueda verse comprometida.

b) Abstención: se abstendrán de intervenir o influir, directa o indirectamente, en la toma de decisiones que puedan afectar a las entidades de Repsol con las que exista conflicto de interés, de participar en las reuniones en que dichas decisiones se planteen y de acceder a información confidencial que afecte a dicho conflicto.

c) Independencia: actuarán en todo momento con profesionalidad, con lealtad a Repsol y sus accionistas e independientemente de intereses propios o de terceros. En consecuencia, se abstendrán en todo caso de primar sus propios intereses o de terceros a expensas de los de Repsol."

B) Cualquier acuerdo o entendimiento con accionistas importantes, clientes, proveedores u otros, en virtud de los cuales cualquier persona mencionada en el apartado 14.1 hubiera sido designada miembro de los órganos de administración, de gestión o de supervisión, o alto directivo.

Al margen de los consejeros dominicales mencionados que se recogen en el epígrafe 14.1 anterior, ninguno de los miembros del Consejo de Administración de Repsol, S.A. o del Comité de Dirección ha sido designado para su cargo en virtud de algún tipo de acuerdo o entendimiento con accionistas importantes, clientes, proveedores o cualquier otra persona o entidad.

C) Detalles de cualquier restricción acordada por las personas mencionadas en el apartado 14.1 sobre la disposición durante un determinado periodo de tiempo de su participación en los valores de la sociedad.

El Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito de los mercados de valores, de conformidad con el artículo 81 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, prohíbe a los Consejeros y miembros del Comité de Dirección de Repsol, entre otras personas, la realización de operaciones sobre los valores emitidos por Repsol, S.A. o por sociedades del Grupo Repsol que se negocien en mercados regulados, cuando dispongan de información privilegiada relativa a dichos valores o a los emisores de los mismos.

Asimismo, los Consejeros y miembros del Comité de Dirección de Repsol, en su condición de "Personas Afectadas" (personas con acceso recurrente a información privilegiada de la Sociedad) por el citado Reglamento Interno de Conducta, no podrán realizar operaciones sobre los valores anteriores desde los 15 días anteriores a la fecha de presentación de resultados de Repsol (ya sea anuales, semestrales o trimestrales) hasta el día hábil bursátil siguiente a su publicación.

Por otro lado, dentro de los términos de la Alianza Estratégica entre Pemex (sociedad matriz de Pemex Internacional España, S.A.) y Repsol, Pemex asumió el compromiso de no incrementar su participación en Repsol, S.A. por encima del 10% de su capital y a no reducirla por debajo del 5%.

Todo ello, sin perjuicio de que, transcurrido un año desde la firma de la Alianza, Pemex podrá reducir su participación por debajo del 5%, en cuyo caso Repsol podrá resolver la Alianza.

16. PRÁCTICAS DE GESTIÓN

16.1 Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y del período durante el cual la persona ha desempeñado servicios a su cargo.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 43 de los Estatutos Sociales de Repsol, S.A., los miembros del Consejo de Administración son nombrados por la Junta General de Accionistas por el plazo máximo de 4 años, pudiendo ser reelegidos por periodos de igual duración, sin perjuicio de la facultad del Consejo de designar, a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan, hasta que se reúna la primera Junta General.

Por tanto, el mandato de los actuales administradores expirará una vez transcurridos 4 años desde la fecha de su nombramiento o reelección, según sea el caso, según se detalla en el epígrafe 14.1, con excepción de Sra. Beato y el Sr. Reichstul quienes se han comprometido de forma irrevocable a renunciar a su cargo en la fecha de celebración de la Junta General de accionistas de 2017 (esto es, uno año antes del vencimiento de su mandato), evitando sobrepasar así el límite de 12 años previsto en el artículo 13.2 del Reglamento del Consejo de Administración.

De conformidad con el artículo 222 de la LSC, el nombramiento de los administradores caducará cuando, vencido el plazo, se haya celebrado junta general o hubiese transcurrido el plazo para la celebración de la junta que ha de resolver sobre la aprobación de las cuentas del ejercicio anterior.

16.2 Información sobre los contratos de miembros de los órganos administrativos, de gestión o de supervisión con el emisor o cualquiera de sus filiales que prevean beneficios a la terminación de sus funciones, o la correspondiente declaración negativa.

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 33—*"Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 y en el apartado C.1.45 del informe anual de gobierno corporativo de Repsol, S.A. del ejercicio 2013 (véase Sección II.C)) y se completa y actualiza con la información incluida en el Informe Anual sobre la Política de Retribuciones de los Consejeros 2013 que, al amparo de lo establecido en el artículo Quinto de la Orden EHA/3537/2005, se incorpora por referencia al presente Documento de Registro y que puede consultarse en la página web de Repsol (www.repsol.com) y en la página web de la CNMV (www.cnmv.es).

No ha habido modificaciones significativas desde el 31 de diciembre de 2013 hasta la fecha del presente Documento Registro.

16.4 Declaración sobre si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución.

Repsol cumple con la normativa española vigente de gobierno corporativo.

La Compañía ha dado cuenta del grado de cumplimiento de todas las recomendaciones del Código Unificado de Buen Gobierno aprobado por la CNMV en el apartado G "Grado de seguimiento de las recomendaciones de Gobierno Corporativo" de su informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2013 (véase Sección II.C).

Tras la aprobación de la propuesta de acuerdo sobre el punto noveno del Orden del Día de la Junta General Ordinaria de Accionistas de 28 de marzo de 2014, consistente en la inclusión de un nuevo

artículo 39 bis en los Estatutos para recoger las reglas básicas de configuración de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, del total de las 53 recomendaciones del Código Unificado de Buen Gobierno, la Sociedad cumple íntegramente 47, cumple parcialmente 1 (la 8ª), no cumple 1 (la 9ª) y 4 no le son aplicables:

Respecto de la recomendación 8ª, relativa a las competencias del Consejo de Administración, Repsol cumple con el contenido de la recomendación con excepción del apartado a.iii), relativo a la definición de la estructura del grupo de sociedades por cuanto, dada la complejidad y el elevado número de empresas que integran el Grupo Repsol actualmente, no se ha considerado conveniente recoger expresamente en la normativa interna de la Sociedad el contenido de esta recomendación.

Respecto de la recomendación 9ª, relativa al tamaño del Consejo de Administración, la Junta General ha considerado conveniente para la Sociedad, tomando en consideración la estructura de su capital y la representación de éste en el órgano de administración de la Sociedad, la incorporación al mismo de personas del máximo prestigio profesional, procedentes de los sectores de auditoría, financiero-contable, industrial y del mercado de valores, que pudieran incrementar la capacidad de decisión del órgano de administración y la riqueza de sus puntos de vista. A tal efecto, el Consejo de Administración propuso a la Junta General de Accionistas de 31 de mayo de 2013, dentro de los límites máximo y mínimo establecidos en los Estatutos Sociales (9 a 16), establecer en 16 el número de Consejeros.

17. EMPLEADOS

17.2 Acciones y opciones de compra de acciones

La información relativa a este epígrafe se recoge en las Notas 17.d).i) – "*Planes de pensiones y otras obligaciones con el personal"* y 33—*"Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 y en el apartado A.3 del informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2013 (véase Sección II.C)) y se complementa y actualiza con la información que se recoge a continuación.

De acuerdo con los datos de que dispone Repsol, S.A., el número total de acciones de Repsol, S.A. titularidad de los actuales Consejeros asciende a la fecha del presente Documento de Registro, a 476.650 acciones, que representan el 0,036% del capital social de Repsol, S.A.

Nombre/Denominación social	Nº acciones directas	Nº acciones indirectas	Nº acciones totales	Participación total capital (%)	Nº opciones
D. Antonio Brufau Niubó.....	314.890	--	314.890	0,024	--
D. Isidro Fainé Casas	273	--	273	0,000	--
D. Manuel Manrique Cecilia	111	963(1)	1.074	0,000	--
Dña. Paulina Beato Blanco.....	111	--	111	0,000	--
D. Artur Carulla Font	51.107	--	51.107	0,004	--
D. Luis Carlos Croissier Batista	1.361	--	1.361	0,000	--
D. Rene Dahan	10.540	--	10.540	0,001	--
D. Ángel Durández Adeva	6.753	--	6.753	0,000	--
D. Javier Echenique Landiríbar.....	0	19.525(2)	19.525	0,001	--
D. Mario Fernández Pelaz.....	4.540	--	4.540	0,000	--
Dña. María Isabel Gabarró Miquel.....	7.444	3.025(3)	10.469	0,001	--
D. José Manuel Loureda Mantiñán	59	30.881(4)	30.940	0,002	--
D. Juan María Nin Génova.....	273	--	273	0,000	--
Pemex International España, S.A.	1	--	1	0,000	--
D. Henri Philippe Reichstul.....	50	--	50	0,000	--
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla.....	24.743	--	24.743	0,002	--
Total	**422.256**	**54.394**	**476.650**	**0,036**	**--**

Fuente: Según conocimiento de Repsol, S.A. y las comunicaciones efectuadas a la CNMV (página web de la CNMV consultada a la fecha del Documento de Registro).
(1) A través de Cymofag, S.L.U.
(2) A través de Bilbao Orvieto, S.L.
(3) A través de Amtrak, S.L.
(4) A través de Prilou, S.L.

A la fecha del presente Documento de Registro, los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol que no forman parte del Consejo de Administración son titulares de un total de 326.155 acciones de Repsol, S.A., representativas de un 0,025% del capital social.

Nombre	Nº acciones directas	Nº acciones indirectas	Nº acciones totales	Participación total capital (%)
D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena.....	60.245	--	60.245	0,005
D. Miguel Martínez San Martín	121.631	--	121.631	0,009
D. Pedro Fernández Frial.....	51.722	--	51.722	0,004
Dña. Cristina Sanz Mendiola.....	42.697	--	42.697	0,003
Dña. Begoña Elices García.....	10.191	--	10.191	0,001
D. Josu Jon Imaz San Miguel.....	28.783	--	28.783	0,002
D. Luis Cabra Dueñas	10.886	--	10.886	0,001
Total	**326.155**	**0**	**326.155**	**0,025**

Asimismo, a la fecha del presente Documento de Registro, no existen opciones sobre acciones de Repsol, S.A. concedidas a favor de ninguno de sus Consejeros ni de los miembros del Comité de Dirección.

18. ACCIONISTAS PRINCIPALES

18.1 Nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos administrativos, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable en el capital o en los derechos del voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas.

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 14—*"Patrimonio neto"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013, así como en el apartado A.2 *"Estructura de la propiedad" y H.2* del informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2013 incluido en la Sección II.C), y se actualiza con la información que se recoge a continuación.

La siguiente tabla muestra los accionistas significativos de Repsol, S.A. según la última información disponible a la fecha del presente Documento de Registro.

	Notificaciones de derechos de voto		
	% de derechos de voto		
Accionista[1]	**% Directo**	**% Indirecto**	**% Total**
Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (la Caixa).[2].	--	11,83	11,83
Sacyr, S.A.[3].	--	9,23	9,23
Petróleos Mexicanos[4]	--	9,30	9,30
Temasek Holdings (Private) Limited[5]	--	6,26	6,26
Blackrock, Inc.[6]	--	3,00	3,00

(1) Fuente: Según conocimiento de Repsol, S.A. y las comunicaciones efectuadas a la CNMV (página web de la CNMV consultada a la fecha del Documento de Registro).
(2) Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (la Caixa) ostenta su participación a través de CaixaBank, S.A., sociedad de la que ostenta un 60,504% del capital social.
(3) Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L.
(4) Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A., PMI Holdings, B.V. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (*equity swaps*) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos.
(5) Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.
(6) Blackrock ostenta su participación a través de diversas filiales, todas ellas con la misma política de voto.

18.3 El control del emisor

Según el conocimiento de Repsol, S.A., a la fecha del presente Documento de Registro, Repsol, S.A. no está bajo el control, aislada o concertadamente, ni directa o indirectamente, de ninguna persona física o jurídica.

18.4 Descripción de todo acuerdo, conocido del emisor, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio en el control del emisor.

De acuerdo con la información existente en Repsol, S.A., no existe ningún acuerdo cuya aplicación pueda, en una fecha ulterior, dar lugar a un cambio en el control de Repsol, S.A.

19. OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS

La información relativa a este epígrafe se recoge:

(i) en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013: Nota 32—*"Información sobre operaciones con partes vinculadas"* y Nota 33—*"Información sobre los miembros del consejo de administración y personal directivo"* (véase Sección II.C) del presente Documento de Registro); y

(ii) en las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2012: Nota 33—*"Información sobre operaciones con partes vinculadas"* y Nota 34—*"Información sobre los miembros del consejo de administración y personal directivo"* (véase Sección II.D) del presente Documento de Registro).

Asimismo, la información relativa a este epígrafe se recoge:

- en los apartados C.1.15 y C.1.16 (*"Consejo de Administración"*), en los apartados D.2, D.3, D.4 (*"Operaciones vinculadas"*) y en los apartados H5, H.6, H.7 y H.8 (*"Otras informaciones de interés"*) del informe anual de gobierno corporativo correspondiente al ejercicio 2013;
- en los apartados B.1.11 y B.1.12 (*"Consejo de Administración"*), en los apartados C.2, C.3 y C.4 (*"Operaciones vinculadas"*) y en los apartados G.6, G.7 y G.10 (*"Otras informaciones de interés"*) del informe anual de gobierno corporativo correspondiente al ejercicio 2012; y
- en los apartados B.1.11 y B.1.12 (*"Consejo de Administración"*), en los apartados C.2, C.3 y C.4 (*"Operaciones vinculadas"*) y en los apartados G.4, G.5 y G.7 (*"Otras informaciones de interés"*) del informe anual de gobierno corporativo correspondiente al ejercicio 2011.

Los informes anuales de gobierno corporativo correspondientes a los ejercicios 2013 y 2012, de conformidad con lo previsto en el vigente artículo 538 de la LSC, forman parte integrante del Informe de Gestión consolidado correspondiente a los ejercicios 2013 y 2012, respectivamente (véanse Secciones II.C) y II.D)).

Al amparo de lo establecido en el artículo Quinto de la Orden EHA/3537/2005, se incorpora por referencia al presente Documento de Registro el informe anual de gobierno corporativo correspondiente al ejercicio 2011, que puede consultarse en la página web de Repsol (www.repsol.com) y en la página web de la CNMV (www.cnmv.es).

Repsol realiza transacciones con partes vinculadas en condiciones normales de mercado. A los efectos de esta información, se consideran partes vinculadas:

(i) Accionistas significativos: según la última información disponible al 31 de diciembre de 2013.

(ii) Administradores y directivos: entendiendo como tales a los miembros del Consejo de Administración, así como a los del Comité de Dirección.

(iii) Personas o entidades del Grupo por la parte no poseída. Incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo por la parte no eliminada en el proceso de consolidación (correspondiente a la parte no poseída de las sociedades consolidadas por integración proporcional y a las transacciones realizadas con las sociedades consolidadas por el método de la participación). En el momento de la pérdida de control de YPF S.A. e YPF Gas S.A., estas sociedades perdieron su consideración de entidades del Grupo.

La última información sobre operaciones con partes vinculadas disponible corresponde a 31 de diciembre de 2013. Repsol no tiene constancia de la realización desde el 31 de diciembre de 2013 hasta la fecha del presente Documento de Registro de operaciones significativas con partes vinculadas que no formen parte del giro o tráfico ordinario de Repsol o que no se hayan realizado en condiciones de mercado.

20. INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS.

20.1 Información financiera histórica

La información financiera histórica consolidada de Repsol correspondiente a los ejercicios 2013, 2012 y 2011 ha quedado incorporada en el presente Documento de Registro de acuerdo con la tabla de equivalencia incluida en la Sección II.A).

Información financiera histórica re-expresada correspondiente al ejercicio 2012

A continuación se incluye, únicamente a efectos informativos, información financiera correspondiente al ejercicio 2012 que ha sido re-expresada, de acuerdo con las NIIF, con respecto a la que figura en las Cuentas Anuales formuladas correspondientes al ejercicio 2012, como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios de GNL. Esta información se presenta como comparativa del ejercicio 2012 en las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013.

Esta información financiera re-expresada de 2012 fue elaborada a partir de la información financiera auditada correspondiente a 31 de diciembre de 2012, de conformidad con los principios establecidos en la NIIF 5 *"Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas"* y no fue objeto de informe elaborado por un auditor independiente, ni constituye información financiera pro-forma a los efectos previstos en el Reglamento 809/2004 (*"Anexo II—Módulo de la información financiera pro-forma"*).

1. Cuenta de resultados consolidada formulada a 31 de diciembre de 2012 y cuenta de resultados re-expresada a 31 de diciembre de 2012.

En la tabla siguiente se presenta la cuenta de resultados consolidada correspondiente al ejercicio 2012 que fue formulada por el Consejo de Administración el 25 de febrero de 2013, así como la cuenta de resultados que ha sido re-expresada a efectos comparativos para clasificar las operaciones afectadas por la venta de parte de los activos y negocios de GNL en los epígrafes referentes a operaciones interrumpidas de acuerdo con lo previsto en la NIIF 5 *"Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas"*

CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA *(Según NIIF)*	31/12/2012 Grupo Repsol consolidado formulado (millones €) Auditado	Variación (millones €)	31/12/2012 Grupo Repsol consolidado re-expresado (millones €) No auditado
Ventas	57.193	1.413	55.780
Ingresos por prestación servicios y otros ingresos	1.731	289	1.442
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación	(389)	(10)	(379)
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado	273	--	273
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	13	--	13
Otros ingresos de explotación	772	49	723
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	**59.593**	**1.741**	**57.852**
Aprovisionamientos	(44.471)	(727)	(43.744)
Gastos de personal	(1.977)	(2)	(1.975)
Otros gastos de explotación	(6.128)	(303)	(5.825)
Amortización del inmovilizado	(2.587)	(88)	(2.499)
Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado	(144)	(1)	(143)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	**(55.307)**	**(1.121)**	**(54.186)**
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**4.286**	**620**	**3.666**
Ingresos financieros	128	(23)	151
Gastos financieros	(994)	(18)	(976)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros	26	6	20
Diferencias de cambio	11	(12)	23
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros	(28)	--	(28)
RESULTADO FINANCIERO	**(857)**	**(47)**	**(810)**
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación-neto de impuestos	**117**	**70**	**47**
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	**3.546**	**643**	**2.903**
Impuesto sobre beneficios	(1.581)	(175)	(1.406)
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	**1.965**	**468**	**1.497**
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(75)	--	(75)
Resultado atribuido a la sociedad dominante por operaciones continuadas	**1.890**	**468**	**1.422**
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS NETO DE IMPUESTOS	**279**	**(468)**	**747**
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas	(109)	--	(109)
Resultado atribuido a la sociedad dominante por operaciones interrumpidas	**170**	**(468)**	**638**
Resultado total atribuido a la sociedad dominante	**2.060**	**--**	**2.060**

2. Estado de flujos de efectivo consolidado formulado a 31 de diciembre de 2012 y re-expresado a 31 de diciembre de 2012.

En la tabla siguiente se presenta el estado de flujos de efectivo consolidado correspondiente al ejercicio 2012 que fue formulado por el Consejo de Administración el 25 de febrero de 2013, así como el estado de flujos de efectivo que ha sido re-expresado a efectos comparativos para clasificar los flujos relativos a las operaciones afectadas por la venta de parte de los activos y negocios de GNL en los epígrafes referentes a operaciones interrumpidas de acuerdo con lo previsto en la NIIF 5.

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO *(Según NIIF)*	31/12/2012 Grupo Repsol consolidado formulado (millones €) Auditado	Variación (millones €)	31/12/2012 Grupo Repsol consolidado re-expresado (millones €) No auditado
Resultado antes de impuestos	**3.546**	**643**	**2.903**
Ajustes de resultado	**3.410**	**73**	**3.337**
Amortización del inmovilizado	2.587	88	2.499
Otros ajustes del resultado (netos)	823	(15)	838
Cambios en el capital corriente	**696**	**72**	**624**
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:	**(1.741)**	**(86)**	**(1.655)**
Cobros de dividendos	75	49	26
Cobros/(pagos) por impuesto sobre beneficios	(1.534)	(135)	(1.399)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(282)	--	(282)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación[(1)]	**5.911**	**702**	**5.209**
Pagos por inversiones:	**(3.907)**	**(15)**	**(3.892)**
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(255)	--	(255)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(3.424)	(15)	(3.409)
Otros activos financieros	(228)	--	(228)
Cobros por desinversiones:	**1.144**	**19**	**1.125**
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	640	5	635
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	55	--	55
Otros activos financieros	449	14	435
Otros flujos de efectivo	**(122)**	**--**	**(122)**
Flujos de Efectivo de las actividades de inversión[(1)]	**(2.885)**	**4**	**(2.889)**
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	**1.388**	--	**1.388**
Adquisición	(61)	--	(61)
Enajenación	1.449	--	1.449
Enajenación de participación en sociedades sin pérdida de control	**1.888**	**1.888**	**--**
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	**759**	**45**	**714**
Emisión	7.988	45	7.943
Devolución y amortización	(7.229)	--	(7.229)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	**(947)**	--	**(947)**
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación	**(564)**	**(120)**	**(444)**
Pagos de intereses	(900)	(70)	(830)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	336	(50)	386
Flujos de Efectivo de las actividades de financiación[(1)]	**636**	--	**711**
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio	(78)	--	(78)
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes[(1)]	**3.584**	--	**2.953**
Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas	867	(702)	1.569
Flujos de efectivo de las actividades de inversión de operaciones interrumpidas	(872)	(4)	(868)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación de operaciones interrumpidas	(346)	75	(421)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio op. interrumpidas	(7)	--	(7)
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes operaciones interrumpidas	**(358)**	**(631)**	**273**
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	**2.677**	--	**2.677**
Efectivo y equivalentes al final del periodo	**5.903**	--	**5.903**

(1) Incluye los flujos de caja correspondientes a operaciones continuadas.

20.2 Información financiera pro-forma

No procede.

20.3 Estados financieros

Los estados financieros anuales consolidados correspondientes a los ejercicios 2013, 2012 y 2011 han quedado incorporados en el epígrafe 20.1—*"Información financiera histórica"*, de acuerdo con la tabla de equivalencia incluida en la Sección II.A) del presente Documento de Registro.

En el epígrafe 24—*"Documentos para consulta"* se indica dónde pueden ser consultados por cualquier interesado los estados financieros anuales individuales de Repsol, S.A. y consolidados del Grupo Repsol correspondientes a los ejercicios 2013, 2012 y 2011.

20.4 Auditoría de la información financiera histórica anual

20.4.1 Declaración de que se ha auditado la información financiera histórica

Las Cuentas Anuales individuales de Repsol, S.A. y las consolidadas del Grupo Repsol correspondientes a los ejercicios 2013, 2012 y 2011 han sido auditadas por Deloitte (véase epígrafe 2—*"Auditoría de cuentas"*), sin que se hayan puesto de manifiesto salvedades en sus correspondientes informes de auditoría.

Sin que afectara a la opinión, tanto en el informe de auditoría correspondiente a las Cuentas Anuales individuales de Repsol, S.A. del ejercicio 2013 como en el informe de auditoría correspondiente a las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo Repsol del ejercicio 2013, se incluyeron los párrafos de énfasis que a continuación se transcriben:

Párrafo de énfasis del informe de auditoría de las Cuentas Anuales individuales de 2013

> *"Sin que afecte a nuestra opinión de auditoría, llamamos la atención respecto a lo señalado en la Nota 5.3.2 de la memoria adjunta en la que se menciona que al cierre del ejercicio 2013 los administradores de Repsol, S.A. han revaluado las acciones expropiadas de YPF, S.A. para ajustar su valor al importe que sería recuperable como consecuencia del potencial acuerdo transaccional con la República Argentina explicado en la Nota 22, estimando un valor de 3.230 millones de euros sujeto, en cualquier caso, a la incertidumbre propia del desenlace final de la negociación en curso."*

Párrafo de énfasis del informe de auditoría de las Cuentas Anuales consolidadas de 2013

> *"Sin que afecte a nuestra opinión de auditoría, llamamos la atención respecto a lo señalado en la Nota 4.3 de la memoria adjunta en la que se menciona que al cierre del ejercicio 2013 los administradores de Repsol, S.A. han revaluado las acciones expropiadas de YPF, S.A. e YPF Gas, S.A. para ajustar su valor al importe que sería recuperable como consecuencia del potencial acuerdo transaccional con la República Argentina explicado en la Nota 37, estimando un valor de 3.625 millones de euros (5.000 millones de dólares) sujeto, en cualquier caso, a la incertidumbre propia del desenlace final de la negociación en curso."*

20.4.2 Indicación de otra información en el documento de registro que haya sido auditada por los auditores.

No hay otra información financiera en el Documento de Registro que haya sido auditada por los auditores.

El auditor ha verificado que la información contable incluida en los informes de gestión consolidados correspondientes a los ejercicios 2013 y 2012 concuerda con la de las Cuentas Anuales consolidadas, de los ejercicios correspondientes.

20.4.3 Cuando los datos financieros del documento de registro no se hayan extraído de los estados financieros auditados del emisor, éste debe declarar la fuente de los datos y declarar que los datos no han sido auditados.

La información suplementaria de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en la Sección II.E) del presente Documento de Registro no ha sido auditada.

Los demás datos financieros históricos incorporados en el presente Documento de Registro han sido extraídos de las Cuentas Anuales o del Informe de Gestión consolidado de los ejercicios 2013 y 2012.

20.5 Edad de la información financiera más reciente

El último año de información financiera auditada no excede en más de 15 meses a la fecha del presente Documento de Registro.

20.6 Información intermedia y demás información financiera

No procede. A la fecha del presente Documento de Registro, Repsol no ha publicado información financiera intermedia.

20.7 Política de dividendos

20.7.1 Importe de los dividendos por acción en cada ejercicio para el periodo cubierto por la información financiera histórica.

La información relativa a este epígrafe se recoge:

- en la Nota 14—*"Patrimonio Neto"* de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 así como en el apartado 4—*"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"* del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2013, que se recogen en la Sección II.C); y
- en la Nota 16—*"Patrimonio Neto"* de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 así como en el apartado *"Situación financiera"* del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2012, que se recogen en la Sección II.D).

El importe de la distribución de dividendos es fijado por la Junta General de Accionistas de Repsol, S.A. a propuesta del Consejo de Administración. En la actualidad, Repsol, S.A. no ha establecido una política de reparto de dividendos. Asimismo, el pago de dividendos que eventualmente Repsol, S.A. acuerde, dependerá de diversos factores, incluyendo la evolución de sus negocios y sus resultados operativos.

En materia de retribución al accionista y dentro de los puntos quinto y sexto del Orden del Día, la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de marzo de 2014, acordó la continuación del Programa "Repsol Dividendo Flexible" en sustitución del dividendo complementario del ejercicio 2013 y del dividendo a cuenta del ejercicio 2014. En particular, la Junta General Ordinaria, bajo el punto quinto del Orden del Día, ha aprobado, en sustitución del dividendo complementario del ejercicio 2013, una retribución, bajo la fórmula del *scrip dividend*, equivalente a 0,50 euros brutos por acción.

Adicionalmente, y como complemento de la política de retribución al accionista, la Junta General, bajo el punto séptimo del Orden del Día, una reducción del capital social mediante la adquisición de un máximo de 27.152.600 acciones de la Sociedad (representativas de un 2,05% de su capital) mediante un Programa de Recompra, para su amortización, con una inversión máxima de 500 millones de euros.

20.8 Procedimientos judiciales y de arbitraje

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 3—*"Estimaciones y juicios contables"*, en la Nota 23—*"Situación fiscal"*, en la Nota 34—*"Contingencias, Compromisos y Garantías"* y en la Nota 37—*"Hechos posteriores"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 (véase la Sección II.C)).

En la Nota 34.1.1 de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013 (véase la Sección II.C) se describen los procedimientos iniciados como consecuencia de la expropiación de las acciones del Grupo en YPF, Repsol ha iniciado acciones legales (i) por vulneración del *"Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina"*, ante el tribunal arbitral del CIADI; (ii) por inconstitucionalidad de la intervención de YPF e YPF Gas y de la ocupación temporánea por el Gobierno argentino de los derechos sobre el 51% de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. titularidad directa o indirecta de Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A., respectivamente, ante los tribunales argentinos; (iii) por incumplimiento del Estado Argentino de la obligación de formular una oferta pública de adquisición sobre las acciones de YPF S.A. antes de tomar el control de la sociedad, ante los tribunales del estado de Nueva York; (iv) por falta de presentación por YPF del formulario 13D exigido por la *Securities and Exchange Commission* y (v) otros procedimientos judiciales iniciados en diversas jurisdicciones (tribunales españoles y tribunales del estado de Nueva York) para preservar los activos de la sociedad confiscada y evitar que empresas petroleras competidoras (hasta la fecha Chevron y Bridas) aprovechándose de las infracciones normativas ocurridas, obtengan ventaja de determinados activos pertenecientes a YPF mediante la firma de acuerdos cuya validez por tal motivo es cuestionada en esos procesos.

En aplicación de lo establecido en el Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación descrito en el epígrafe 22 del presente Documento de Registro, los procedimientos judiciales descritos en el párrafo anterior han sido suspendidos temporalmente.

20.9 Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor

Desde el 31 de diciembre de 2013, fecha de los últimos estados financieros publicados, no se ha producido ningún cambio significativo en la posición financiera y comercial de Repsol.

21. INFORMACIÓN ADICIONAL

21.1 Capital social

21.1.1 Importe del capital emitido

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 14—*"Patrimonio neto"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013, así como en el apartado A.1 del informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2013 que forma parte integrante del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2013 (véase Sección II.C)). Esta información se actualiza con lo que se recoge a continuación.

A la fecha del presente Documento de Registro, y tras la última operación de ampliación de capital liberada en el marco del programa "Repsol Dividendo Flexible" cerrada en enero de 2014 con la

emisión de un total de 22.044.113 acciones nuevas de 1 euro de valor nominal cada una, el capital social de Repsol, S.A. es de 1.324.516.020 euros, dividido en 1.324.516.020 acciones ordinarias representadas por medio de anotaciones en cuenta de una única serie y de un valor nominal de 1 euro cada una de ellas, totalmente suscritas y desembolsadas.

Tal y como se ha expuesto en el epígrafe 20.7.1 anterior, la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 28 de marzo de 2014, ha aprobado dos ampliaciones de capital con cargo a reservas y una reducción de capital social mediante adquisición de acciones propias, para su amortización. Tanto las ampliaciones de capital liberadas como la reducción de capital deberán ejecutarse dentro del año siguiente a la fecha de adopción del acuerdo por la Junta General.

a) Número de acciones autorizadas

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de marzo de 2014 ha acordado autorizar al Consejo de Administración, para que, al amparo de lo previsto en el artículo 297.1.b) de la LSC, pueda aumentar el capital social en una o varias veces y en cualquier momento, dentro del plazo de 5 años, en la cantidad nominal máxima de 662.258.010 euros, cifra que se corresponde con la mitad del capital social de Repsol, S.A. en la fecha del acuerdo de la Junta General.

Los aumentos de capital al amparo de esta autorización se realizarán mediante la emisión y puesta en circulación de nuevas acciones –con o sin prima– cuyo contravalor consistirá en aportaciones dinerarias. En relación con cada aumento, corresponderá al Consejo de Administración decidir si las nuevas acciones a emitir, en su caso, son ordinarias o sin voto, y fijar, en todo lo no previsto, los términos y condiciones de los aumentos de capital y las características de las acciones, así como ofrecer libremente las nuevas acciones no suscritas en el plazo o plazos de ejercicio del derecho de suscripción preferente.

El Consejo de Administración podrá también establecer que, en caso de suscripción incompleta, el capital quedará aumentado sólo en la cuantía de las suscripciones efectuadas y dar nueva redacción a los artículos de los Estatutos Sociales relativos al capital y número de acciones.

Asimismo, en relación con los aumentos de capital que se realicen al amparo de esta autorización, el Consejo de Administración podrá decidir la exclusión, total o parcialmente, del derecho de suscripción preferente, si bien esta facultad quedará limitada a ampliaciones de capital que se realicen al amparo de la delegación hasta la cantidad máxima correspondiente al 20% del capital social de Repsol, S.A. en el momento de esta autorización.

Igualmente, el Consejo de Administración está autorizado para delegar a favor de la Comisión Delegada y/o en uno o varios de los miembros del Consejo o apoderados de Repsol, S.A. las facultades conferidas en virtud del referido acuerdo.

A la fecha del presente Documento de Registro, el Consejo de Administración de Repsol, S.A. no ha hecho uso de esta autorización.

b) Número de acciones emitidas e íntegramente pagadas y las emitidas pero no pagadas íntegramente.

A la fecha del presente Documento de Registro, todas las acciones emitidas de Repsol, S.A. están íntegramente desembolsadas.

c) Valor nominal por acción, o que las acciones no tienen ningún valor nominal

El valor nominal unitario por acción es de 1 euro.

d) Número de acciones de la sociedad en circulación al inicio y al final del ejercicio 2013

Entre el 1 y el 15 de enero de 2013, el número de acciones de Repsol, S.A. en circulación fue de 1.256.178.727 acciones. Desde el 15 de enero hasta el 8 de julio de 2013, el número de acciones en circulación fue de 1.282.448.428. Desde el 8 de julio hasta el 31 de diciembre de 2013, inclusive, el número de acciones de Repsol, S.A. en circulación fue de 1.302.471.907.

21.1.2 Si hay acciones que no representan capital, se declarará el número y las principales características de esas acciones.

No existen acciones que no representen el capital.

21.1.3 Número, valor contable y valor nominal de las acciones del emisor en poder o en nombre del propio emisor o de sus filiales.

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 14—*"Patrimonio neto"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2013, así como, dentro del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2013, en el apartado 4—*"Resultados, situación financiera y retribución de nuestros accionistas"* y en el apartado A.8 y A.9 del informe anual de gobierno corporativo del ejercicio 2013 que forma parte integrante del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2013 (véase Sección II.C)). Esta información se complementa y actualiza con la que se recoge a continuación.

El 4 de marzo de 2013, la compañía de inversión de Singapur Temasek adquirió acciones en autocartera de Repsol, representativas del 5,045% de su capital social. El acuerdo contemplaba la adquisición de 64,7 millones de acciones de Repsol a un precio de 16,01 euros por acción, lo que supuso el pago a Repsol de 1.036 millones de euros con un efecto patrimonial negativo de 208 millones de euros.

A la fecha del presente Documento de Registro, Repsol, directamente o a través de sus sociedades participadas, es titular de 446.844 acciones representativas del 0,034% del capital social actual de Repsol, S.A.

21.1.4 Importe de todo valor convertible, valor canjeable o valor con garantías, indicando las condiciones y los procedimientos que rigen su conversión, canje o suscripción.

La Junta General Ordinaria de Accionistas de 31 de mayo de 2012 aprobó la delegación en el Consejo de la facultad de emitir en una o varias ocasiones y por un plazo máximo de 5 años valores de renta fija, convertibles y/o canjeables por acciones de Repsol, S.A. o canjeables por acciones de otras sociedades, así como warrants (opciones para suscribir acciones nuevas o para adquirir acciones en circulación de Repsol, S.A. o de otras sociedades), por un importe total máximo de 8.400 millones de euros, o su equivalente en otra divisa.

Este límite, a su vez, se divide en dos límites adicionales: (i) Emisiones de valores convertibles y/o canjeables en acciones de Repsol, S.A. o de warrants sobre acciones de nueva emisión de Repsol, S.A. en las que se excluya el derecho de suscripción preferente (4.400 millones de euros); (ii) Emisiones de valores convertibles y/o canjeables en acciones de Repsol, S.A. o de warrants en las que no se excluya el derecho de suscripción preferente o de valores (incluyendo warrants) canjeables en acciones de otras sociedades (4.400 millones de euros).

A la fecha del presente Documento de Registro, el Consejo de Administración de Repsol, S.A. no ha hecho uso de esta autorización ni Repsol, S.A. tiene emitidos valores canjeables ni convertibles en acciones o warrants.

21.1.5 Información y condiciones de cualquier derecho de adquisición y/o obligaciones con respecto al capital autorizado pero no emitido o sobre la decisión de aumentar el capital.

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de marzo de 2014, ha aprobado, en el marco del programa "Repsol Dividendo Flexible", dos aumentos de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos por un valor de referencia de 662.258.010 euros, el primero y, un máximo de 817.000.000 euros, el segundo, con el compromiso irrevocable de Repsol, en ambos aumentos, de comprar los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación a un precio fijo garantizado.

Al margen de lo anterior y de lo dispuesto en el epígrafe 21.1.1 a), a la fecha del presente Documento de Registro no existen derechos de adquisición y/o obligaciones con respecto al capital autorizado pero no emitido o sobre la decisión de aumentar el capital.

21.1.6 Información sobre cualquier capital de cualquier miembro del grupo que esté bajo opción o que se haya acordado condicional o incondicionalmente someter a opción y detalles de esas opciones, incluidas las personas a las que se dirigen esas opciones.

A la fecha del presente Documento de Registro, el Grupo, dentro de la gestión de su autocartera y con el objeto de cubrir parcialmente ésta, tiene vendidas opciones sobre acciones de Repsol, S.A., por un nocional de 300.000 acciones, un precio de ejercicio ("*strike*") de 19,00 euros la acción y fecha de vencimiento de 16 de mayo de 2014, representativas de un 0,023% del capital social de Repsol S.A.

21.2 Estatutos y escritura de constitución

21.2.1 Descripción de los objetivos y fines del emisor y dónde pueden encontrarse en los estatutos y escritura de constitución.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 2 de los Estatutos Sociales, Repsol, S.A. tiene por objeto:

"I. La investigación, exploración, explotación, importación, almacenamiento, refino, petroquímica y demás operaciones industriales, transporte, distribución, venta, exportación y comercialización de hidrocarburos de cualquier clase, sus productos derivados y residuos.

II. La investigación y desarrollo de otras fuentes de energía distintas a las derivadas de los hidrocarburos y su explotación, fabricación, importación, almacenamiento, distribución, transporte, venta, exportación y comercialización.

III. La explotación de inmuebles y de la propiedad industrial y la tecnología de que disponga la Sociedad.

IV. La comercialización de todo tipo de productos en instalaciones anexas a estaciones de servicio y aparatos surtidores y a través de las redes de comercialización de los productos de fabricación propia, así como la prestación de servicios vinculados al consumo o utilización de estos últimos.

V. La prestación a sus sociedades participadas de servicios de planificación, gestión comercial, "factoring" y asistencia técnica o financiera, con exclusión de las actividades que se hallen legalmente reservadas a entidades financieras o de crédito."

Sin perjuicio de su obtención o consulta en el Registro Mercantil de Madrid, cualquier persona interesada puede consultar los Estatutos Sociales de Repsol, S.A. en el domicilio social de la misma, e igualmente a través de la página web de Repsol (www.repsol.com).

La escritura de constitución de Repsol, S.A. puede ser consultada en el Registro Mercantil de Madrid.

21.2.2 Cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor relativo a los miembros de los órganos administrativo, de gestión y de supervisión.

En el apartado C. del informe anual de gobierno corporativo de Repsol, S.A. del ejercicio 2013 (véase Sección II.C) del presente Documento de Registro) se recoge información relativa a este epígrafe. Dicha información se complementa con la que se recoge a continuación.

Las cláusulas relativas a los miembros de los órganos administrativos, de gestión y de supervisión, se recogen en los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo de Administración. Al amparo de lo establecido en el artículo Quinto de la Orden EHA/3537/2005, se incorpora por referencia al presente Documento de Registro el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. que puede consultarse en la página web de Repsol (www.repsol.com) y en la página web de la CNMV (www.cnmv.es).

El Capítulo Tercero del Reglamento del Consejo contiene el Estatuto Jurídico del Consejero de Repsol, S.A. en el que se regulan cuestiones como el nombramiento, reelección, ratificación y cese; régimen de incompatibilidades; duración del cargo; deberes generales; deber de confidencialidad; obligación de no competencia, uso de información y activos sociales; oportunidades de negocios; operaciones vinculadas; derecho de asesoramiento e información y régimen retributivo del Consejero.

21.2.4 Descripción de qué se debe hacer para cambiar los derechos de los tenedores de las acciones, indicando si las condiciones son más significativas que las que requiere la ley.

La modificación de los derechos de los accionistas de Repsol, S.A. requiere la modificación de los Estatutos Sociales de Repsol, S.A.

Hasta la celebración de la Junta General Ordinaria de Repsol, S.A. celebrada el 31 de mayo de 2012, los Estatutos Sociales de Repsol, S.A. no establecían condiciones distintas de las contenidas en la LSC para su modificación, con excepción de la modificación del último párrafo del artículo 27 (*"Deliberación y adopción de acuerdos"*), relativo al número máximo de votos que podía emitir en la Junta General un accionista o las sociedades pertenecientes a un mismo grupo. Dicho acuerdo, así como el acuerdo de modificación de esta norma especial, contenida en el último párrafo del artículo 22 (*"Acuerdos especiales, constitución y mayorías"*) de los mencionados Estatutos Sociales, requerían, tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del 75% del capital social con derecho de voto concurrente a la Junta General.

La Junta General de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2012 aprobó, por un lado, la supresión de las anteriores previsiones del artículo 22 (*"Acuerdos especiales, constitución y mayorías"*) y del artículo 27 (*"Deliberación y adopción de acuerdos"*) de los Estatutos Sociales y, por otro, la inclusión en el artículo 22 de una referencia a los nuevos supuestos de mayorías cualificadas: (i) modificaciones a los artículos 22.bis (*"Operaciones vinculadas"*) y 44.bis (*"Prohibición de competencia"*) de los Estatutos Sociales; (ii) la autorización de operaciones vinculadas significativas; y (iii) la concesión por la Junta General de Accionistas de la prohibición de competencia a los administradores.

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de marzo de 2014, ha aprobado una modificación de los Estatutos Sociales (entre otros, del artículo 22 *"Acuerdos especiales, constitución y mayorías"*) por la que se exige una mayoría reforzada del 75% del capital social con derecho a voto

concurrente a la Junta para la aprobación de cualquier operación que tenga por objeto o produzca como efecto la división o liquidación de los negocios de *Upstream* y/o *Downstream*; y la aprobación de modificaciones estructurales (transformación, fusión, escisión, incluida la segregación, así como el traslado del domicilio social al extranjero) que, conforme a la legislación societaria vigente, únicamente quedarían sujetas a una mayoría superior al 50% si concurrieran a la Junta accionistas que representaran menos de la mitad del capital social suscrito.

21.2.5 Descripción de las condiciones que rigen la manera de convocar las juntas generales anuales y las juntas generales extraordinarias de accionistas, incluyendo las condiciones de admisión.

Convocatoria

1. La Junta General, Ordinaria o Extraordinaria, se convocará por el Consejo de Administración mediante anuncio publicado, al menos, en los siguientes medios: (i) el Boletín Oficial del Registro Mercantil o uno de los diarios de mayor circulación en España; (ii) la página web de la CNMV (www.cnmv.es); y (iii) en la página web de Repsol (www.repsol.com). Entre la convocatoria y la fecha prevista para la celebración de la reunión deberá existir un plazo de, al menos, un mes, salvo en los casos en que la ley establezca una antelación diferente, en cuyo caso se estará a lo que ésta disponga.

   El anuncio contendrá las menciones legalmente exigibles y, en todo caso, expresará el nombre de la sociedad, la fecha, hora y lugar de la reunión en primera convocatoria y todos los asuntos que vayan a tratarse incluidos en el Orden del Día, así como el cargo de la persona o personas que realicen la convocatoria. Asimismo, hará constar la fecha y hora en la que, si procediera, se reunirá la Junta General de Accionistas en segunda convocatoria, en cuyo caso entre la primera y la segunda convocatoria deberá mediar, por lo menos, un plazo de 24 horas. Asimismo, el anuncio expresará la fecha en la que el accionista deberá tener registradas a su nombre las acciones para poder participar y votar en la Junta General de Accionistas. El anuncio consignará igualmente el lugar y la forma en que puede obtenerse el texto completo de los documentos y propuestas de acuerdo y la dirección de la página web en que estará disponible la información, sin perjuicio de la facultad que asiste al accionista de solicitar y recibir el envío gratuito de todos los documentos mencionados.

   Además, el anuncio deberá contener una información clara y exacta de los trámites que los accionistas deberán seguir para participar y emitir su voto en la Junta General de Accionistas, incluyendo, en particular, los siguientes extremos:

   (i) El derecho a solicitar información, a incluir puntos en el orden del día y a presentar propuestas de acuerdo, así como el plazo de ejercicio. Cuando se haga constar que en la página web de la sociedad se puede obtener información más detallada sobre tales derechos, el anuncio podrá limitarse a indicar el plazo de ejercicio.

   (ii) El sistema para la emisión de voto por representación, con especial indicación de los formularios que deban utilizarse para la delegación de voto y de los medios que deban emplearse para que la sociedad pueda aceptar una notificación por vía electrónica de las representaciones conferidas.

   (iii) Los procedimientos establecidos para la emisión del voto a distancia, sea por correo o por medios electrónicos.

   La Junta General de Accionistas se celebrará en el lugar que indique la convocatoria dentro del municipio en que tenga su domicilio la sociedad. No obstante, la Junta podrá celebrarse en cualquier otro lugar del territorio nacional si así lo dispone el Consejo de Administración con ocasión de la convocatoria.

Si la Junta General de Accionistas, debidamente convocada, no se celebrara en primera convocatoria ni se hubiese previsto en el anuncio la fecha de la segunda, deberá ésta ser anunciada, con los mismos requisitos de publicidad que la primera, dentro de los 15 días siguientes a la fecha de la Junta General de Accionistas no celebrada y con 10 días de antelación a la fecha de la reunión.

Se enviará una copia del mismo a las bolsas de valores en las que coticen las acciones y a las entidades depositarias de las acciones para que procedan a la emisión de las tarjetas de asistencia.

2. El Consejo de Administración deberá convocar Junta General Extraordinaria de Accionistas cuando lo solicite un número de socios titular de, al menos, un 5% del capital social, expresando en la solicitud los asuntos a tratar. En este caso, el Consejo de Administración dispondrá como máximo de 2 meses, contados desde que hubiere sido requerido notarialmente al efecto, para convocar la reunión con la antelación mínima legalmente exigible.

3. Los accionistas que representen, al menos, el 5% del capital social podrán solicitar que se publique un complemento de la convocatoria de la Junta General de Accionistas incluyendo uno o más puntos en el orden del día, siempre que los nuevos puntos vayan acompañados de una justificación o, en su caso, de una propuesta de acuerdo justificada. El ejercicio de este derecho deberá hacerse mediante notificación fehaciente, donde se acreditará la titularidad del indicado porcentaje del capital y que habrá de recibirse en el domicilio social dentro de los 5 días siguientes a la publicación de la convocatoria. El complemento de la convocatoria deberá publicarse con 15 días de antelación como mínimo a la fecha establecida para la reunión de la Junta General de Accionistas. Asimismo, cuando exista un complemento de la convocatoria, desde la fecha de su publicación, Repsol, S.A. hará públicas a través de su página web el texto de las propuestas a que dicho complemento se refiera, siempre que hayan sido remitidas a Repsol, S.A.

4. Además de lo exigido por disposición legal o estatutaria, desde la fecha de publicación de la convocatoria de la Junta General de Accionistas, Repsol, S.A. publicará a través de su página web el texto de todas las propuestas de acuerdos formuladas por el Consejo de Administración en relación con los puntos del Orden del Día, incluyendo, en el caso de propuestas de nombramiento de administradores, la información a la que se refiere el apartado 14 del artículo 47 de los Estatutos Sociales de Repsol, S.A. (su perfil profesional y biográfico; la relación de otros consejos de administración de los que forme parte; la indicación de la categoría de consejero a la que pertenezca señalándose, en el caso de dominicales, el accionista al que representa o con quien tenga vínculos; la fecha de su primer nombramiento y de los posteriores; y las acciones de Repsol, S.A. y opciones sobre las mismas de las que sean titulares). Se excepcionarán aquellos supuestos en los que, tratándose de propuestas para las que la ley o los Estatutos no requieran su puesta a disposición de los accionistas desde la fecha de la convocatoria, el Consejo estime que concurren motivos justificados para no hacerlo.

Derecho de asistencia y ejercicio del voto

1. Podrán asistir a la Junta General los accionistas que sean titulares de cualquier número de acciones, siempre que las tengan inscritas en el correspondiente registro contable con 5 días de antelación a su celebración, y dispongan de la correspondiente tarjeta de asistencia.

   El Consejo de Administración podrá, dando cuenta de ello en cada convocatoria establecer el canje de las tarjetas de asistencia emitidas por otros documentos normalizados de registro de la asistencia a la Junta General de Accionistas expedidos por Repsol, S.A., para facilitar la elaboración de la lista de asistentes, el ejercicio del derecho de voto y demás derechos inherentes a la condición de accionista.

   El registro de las tarjetas de asistencia comenzará 2 horas antes de la señalada para la celebración de la Junta General de Accionistas.

2. El voto de las propuestas sobre puntos comprendidos en el Orden del Día de cualquier clase de Junta General de Accionistas, podrá delegarse o ejercitarse por el accionista mediante correspondencia postal, electrónica o cualquier otro medio de comunicación a distancia, siempre que se garantice debidamente la identidad del sujeto que ejerce su derecho de voto. Los accionistas que emitan sus votos a distancia deberán ser tenidos en cuenta a efectos de constitución de la Junta como presentes.

   En función de las disposiciones vigentes en cada momento y del estado de la técnica, el Consejo de Administración establecerá para cada Junta el procedimiento más adecuado para la delegación o el ejercicio del derecho de voto por medio de comunicación a distancia. Dicho procedimiento será descrito con detalle en la convocatoria de la Junta General de Accionistas.

21.2.7 Cláusulas estatutarias o reglamento interno, en su caso, que rija el umbral de propiedad por encima del cual deba revelarse la propiedad del accionista.

No existe ninguna disposición en los Estatutos Sociales de Repsol, S.A. ni en ninguno de sus reglamentos internos que establezca el umbral de propiedad por encima del cual deba revelarse la propiedad de sus accionistas.

22. CONTRATOS RELEVANTES

A continuación se describen los contratos relevantes, al margen de los contratos celebrados en el desarrollo corriente de la actividad empresarial, de los cuales es parte el Grupo Repsol.

Acuerdos en Argentina

El Consejo de Administración de Repsol, S.A. acordó el 25 de febrero de 2014 la suscripción del acuerdo alcanzado con la República Argentina, denominado Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación (el **"Convenio"**), con el que se pretende poner fin a la controversia originada por la expropiación del 51% del capital de YPF S.A. e YPF Gas S.A. El documento se firmó el 27 de febrero de 2014, de una parte, por Repsol, S.A., Repsol Capital S.L. y Repsol Butano, S.A. y, de otra, por la República Argentina.

En virtud del Convenio, la República Argentina reconoce a favor de Repsol la existencia de un derecho de crédito, firme y autónomo, de 5.000 millones de dólares (USD 5.000.000.000,00) a título de indemnización por la expropiación de 200.589.525 acciones Clase D de YPF S.A. y 89.755.383 acciones Clase A de YPF Gas S.A. (las **"Acciones Expropiadas"**) y por cualquier otro concepto contemplado en el Convenio (la **"Compensación"**), el cual incluye el desistimiento de las acciones judiciales y arbitrales interpuestas y la renuncia recíproca a nuevas reclamaciones, junto con las correlativas indemnidades y las garantías legales y de otro tipo que asegurarán el pago efectivo. Para el pago de la Compensación, la República Argentina entregará a Repsol títulos de deuda pública de la República Argentina en dólares (los **"Títulos Públicos"**). Los Títulos Públicos constituyen un medio para el pago de la Compensación reconocida a Repsol y se entregan a Repsol "*pro solvendo*", es decir, que la República Argentina no quedará liberada de su obligación de pago con la sola entrega de los Títulos Públicos a Repsol sino cuando ésta cobre el importe total de la Compensación, sea mediante la enajenación de los Títulos Públicos o mediante el cobro de las amortizaciones de capital de dichos bonos a sus respectivos vencimientos. Repsol tiene derecho a percibir los intereses que vayan devengando los Títulos Públicos que permanezcan en su poder.

El Convenio también incluye y regula el desistimiento por ambas partes de las acciones judiciales y arbitrales interpuestas por ellas y sus dependientes en relación con la expropiación y la preservación de los activos expropiados, así como la renuncia a los derechos a reclamar o exigir responsabilidades en un futuro por la expropiación y por la gestión de Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

La eficacia del Convenio queda sujeta al cumplimiento de las siguientes condiciones suspensivas: (i) la ratificación del Convenio por la Junta General de Accionistas de Repsol, S.A. (ratificado por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de marzo de 2014 dentro del punto 4º del orden del día); (ii) la aprobación del Convenio, de manera plena e incondicionada, mediante una ley especial sancionada por el Congreso de la Nación Argentina (ley 26.932 sancionada por el Congreso de la Nación Argentina el 23 de abril de 2014, promulgada el 24 de abril de 2014 y publicada en el Boletín Oficial de la República Argentina el 28 de abril de 2014); (iii) la remoción de determinadas medidas cautelares que pesan sobre la Compensación y las acciones remanentes de Repsol en YPF e YPF Gas (la participación no afectada por la expropiación) (las medidas cautelares se removieron el 13 de marzo de 2014, 18 de marzo de 2014 y 16 de abril de 2014); (iv) que no se produzca ninguna medida disruptiva (embargo, orden, resolución, sentencia o medida que impida o limite a Repsol el cobro de la Compensación y/o de los Títulos Públicos, según se define en el Convenio) antes del cierre; (v) que no se produzca antes del cierre ningún cambio material adverso (decisión unilateral de Argentina que implique una alteración o incumplimiento de la deuda soberana argentina emitida después del 13/12/2001), y (vi) que, al cierre, no resulte jurídicamente imposible en la República Argentina proceder al cierre y/o al cumplimiento del Convenio.

Los Títulos Públicos a entregar por la República Argentina a Repsol constarán de:

1) Una cartera inicial fija, con un valor nominal de 5.000 millones de dólares, compuesto por:
   - Bonar X (cotizado en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y con vencimiento en 2017): 500 millones de dólares de importe nominal y un tipo de interés fijo del 7%.
   - Discount 33 (cotizado en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y con vencimiento en 2033): 1.250 millones de dólares de importe nominal (dicho bono incorpora, adicionalmente, intereses capitalizados por valor de, aproximadamente, 500 millones de dólares sobre los que también se devengan intereses); el tipo de interés fijo del 8,28%.
   - Bonar 2024 (con vencimiento de 10 años a partir de la fecha de emisión): 3.250 millones de dólares de importe nominal); el tipo de interés fijo del 8,75%.
2) Una cartera complementaria, por un importe nominal máximo de 1.000 millones de dólares, compuesto por:
   - Boden 2015 (cotizado en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y con vencimiento en octubre de 2015): 400 millones de dólares de importe nominal; el tipo de interés fijo del 7%.
   - Bonar X: 300 millones de dólares de importe nominal
   - Bonar 2024: 300 millones de dólares de importe nominal.

En caso de que, cuatro días hábiles antes del cierre del Convenio, el valor de mercado de la cartera inicial de bonos —calculado por referencia al valor promedio de los bonos iniciales durante los 90 días anteriores a la entrega en función de las cotizaciones proporcionadas por las entidades financieras internacionales determinadas en el Convenio — no ascienda al menos a 4.670 millones de dólares, la República Argentina deberá entregar a Repsol bonos complementarios, hasta que el valor promedio de mercado de los bonos iniciales más el de los bonos complementarios alcance ese valor, si bien con un valor nominal máximo de otros 1.000 millones de dólares. El orden de entrega de los bonos complementarios será el antes citado, de manera que Repsol recibiría primero los bonos de vencimiento más próximo, hasta los límites indicados para cada uno de ellos.

Adicionalmente, para asegurar el cobro de las primeras cuotas de intereses del Bonar 2024, por tratarse éste de un título público de nueva emisión, Repsol será beneficiario de una garantía específica otorgada por el Banco de la Nación Argentina, hasta un importe máximo de 150.000.000,00 USD, que estará vigente durante los 18 primeros meses contados a partir de la entrega de los Títulos Públicos.

Una vez cumplidas las condiciones suspensivas el cierre del Convenio se producirá con el depósito de los Títulos Públicos a favor de Repsol en una entidad internacional de compensación y liquidación de valores financieros. Repsol podrá disponer de dichos bonos libremente.

Repsol no podrá en ningún caso, sea por el cobro del importe de las amortizaciones de capital de los Títulos Públicos y/o por su enajenación (descontados gastos —con el límite del 0,8% del precio— e intereses devengados y no pagados) recibir un monto mayor de USD 5.000.000.000. Se excluyen de este límite los intereses que pueda percibir Repsol por los Títulos Públicos de que sea titular. Una vez Repsol haya cobrado el importe total de la Compensación, ya sea por amortización de capital o por venta de los Títulos Públicos, deberá devolver, en su caso, a la República Argentina los Títulos Públicos que pudiera mantener en su poder y/o el efectivo recibido en exceso. En todo caso, se entenderá que la República Argentina queda liberada de la obligación de pagar la Compensación cuando Repsol ya no mantenga Títulos Públicos en su poder.

El Convenio regula en detalle, entre otras materias, las protecciones jurídicas de Repsol para los supuestos de incumplimiento por parte de la República Argentina de sus compromisos de pago de la Compensación y/o de los Títulos Públicos en los términos estipulados, la adopción por la República Argentina de cualquier decisión o medida que implique la cesación de pagos, la consolidación, la conversión o el pago en cualquier divisa distinta del dólar estadounidense ya sea de los Títulos Públicos o de la Compensación, así como la modificación de alguna condición de los Títulos Públicos (**"Reestructuración"**) o de otros incumplimientos, y para los supuestos en que ocurran medidas disruptivas del pago o pagos comprometidos. Concretamente, si en el momento del cierre del Convenio existe algún embargo sobre las acciones de Repsol en YPF e YPF Gas, o alguna otra medida disruptiva, Repsol no estará obligado a proceder al cierre.

Entre las protecciones de Repsol para el caso de incumplimiento de obligaciones de pago o cualquier otro supuesto de Reestructuración, se establecen (i) la aceleración (vencimiento anticipado del pago y su exigibilidad en efectivo) del importe de la Compensación pendiente de cobro por Repsol; (ii) el devengo intereses de demora (transcurrido el periodo de subsanación de 30 días y hasta su efectivo pago, la suma adeudada devengará un interés anual del 8,75%, más un interés moratorio del 1,75%), y (iii) el derecho de retención de Repsol sobre los Títulos Públicos, con la facultad de disponer de los mismos hasta que se liquide la deuda.

La República Argentina declara y garantiza a Repsol que (i) la Compensación, dado su carácter de indemnización expropiatoria, y los Títulos Públicos no podrán ser objeto de Reestructuración, por lo que, en caso contrario, la República Argentina se compromete a mantener indemne a Repsol, y (ii) que los derechos de Repsol emergentes del Convenio gozan de la protección del tratado bilateral de inversión suscrito entre España y Argentina (el **"APPRI"**), en especial que los derechos de Repsol que deriven de los Títulos Públicos y/o la Compensación constituyen una "inversión" a efectos del APPRI.

De conformidad con la normativa aplicable al Convenio, su celebración y ejecución así como la Compensación y los pagos vinculados a los Títulos Públicos, no estarán sujetos a impuesto alguno en la República Argentina.

El Convenio se rige por las leyes de la República Argentina, por el Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones suscrito entre España y la República Argentina y los principios del Derecho Internacional, incluidos los relativos a la responsabilidad internacional de los Estados. Las discrepancias que pudieran surgir con relación al Convenio estarán sujetas, de forma exclusiva, a arbitraje internacional de conformidad con el Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI o UNCITRAL), y se fija como sede del arbitraje la ciudad de París, Francia.

Simultáneamente con la formalización del Convenio, se ha firmado un acuerdo entre Repsol, S.A., de un lado, e YPF S.A. e YPF Gas S.A. de otro, por el que, principalmente, se acuerda entre las partes el desistimiento de los procedimientos en curso, así como renuncias e indemnidades mutuas entre Repsol, S.A. e YPF S.A e YPF Gas S.A que incluyen, entre otras, aquellas vinculadas a la gestión de Repsol en YPF, y otras cuestiones relacionadas (véase epígrafe 20.8 del presente Documento de Registro).

De acuerdo con la información disponible a la fecha del presente Documento de Registro, no se espera que el cierre del acuerdo con la República Argentina pueda tener impactos significativos sobre el patrimonio neto del Grupo Repsol.

Acuerdo de Repsol con la Caixa para el control conjunto de Gas Natural

El 11 de enero de 2000, Repsol y la Caixa firmaron un acuerdo en relación con Gas Natural, que fue modificado el 16 de mayo de 2002, el 16 de diciembre de 2002 y el 20 de junio de 2003.

Los aspectos más significativos de estos acuerdos con la Caixa son los siguientes:

- Repsol y la Caixa controlarán conjuntamente Gas Natural de conformidad con los principios de transparencia, independencia y diligencia profesional.
- El Consejo de Administración de Gas Natural estará compuesto por 17 consejeros. Repsol y la Caixa tendrán derecho a proponer 5 consejeros cada una. Repsol y la Caixa votarán a favor de los consejeros propuestos por la otra parte. Un consejero será propuesto por Caixa de Catalunya y los 6 restantes serán consejeros independientes.
- La Caixa propondrá al Presidente del Consejo de Administración de Gas Natural y Repsol propondrá al Consejero Delegado, comprometiéndose una y otra parte a que los consejeros por cada una propuestos y nombrados apoyen la designación de estos cargos dentro del Consejo de Administración.
- La Comisión Ejecutiva de Gas Natural estará constituida por 8 miembros, 3 de los cuales serán propuestos por Repsol y 3 más por la Caixa de entre los consejeros propuestos para el Consejo de Administración de Gas Natural, incluyendo al Presidente y al Consejero Delegado. Los 2 consejeros ejecutivos restantes serán consejeros independientes.
- Con anterioridad a la presentación del Consejo de Administración de Gas Natural, Repsol y la Caixa acordarán conjuntamente (i) el plan estratégico de Gas Natural, que incluirá todas las decisiones que afectan a las líneas fundamentales de la estrategia de Gas Natural; (ii) la estructura organizativa de Gas Natural; (iii) el presupuesto anual de Gas Natural; (iv) las operaciones de concentración; y (v) cualquier adquisición o enajenación de activos que sean sustanciales en las líneas de desarrollo estratégico de Gas Natural.

Estos acuerdos permanecerán en vigor en tanto que Repsol, S.A. y la Caixa sean titulares de una participación mínima del 15% en el capital de Gas Natural. A la fecha del presente Documento de Registro, la participación de Repsol S.A. en el capital de Gas Natural, es del 30%.

23. INFORMACIÓN DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERÉS.

23.1 Declaraciones o informes atribuidos a expertos

El presente Documento de Registro no incluye declaraciones o informes atribuidos a expertos.

23.2 Veracidad y exactitud de los informes emitidos por los expertos

No procede.

24. DOCUMENTOS PARA CONSULTA

Durante el periodo de validez del presente Documento de Registro, los siguientes documentos de Repsol, S.A. pueden inspeccionarse dónde se indica a continuación:

Documento	Domicilio social Repsol	Página web Repsol(1)	Página web CNMV(2)	Registro Mercantil de Madrid
Escritura de constitución	Sí	No	No	Sí
Estatutos sociales	Sí	Sí	No	Sí
Reglamento de la Junta General de Accionistas	Sí	Sí	Sí	Si
Reglamento del Consejo de Administración	Sí	Sí	Sí	Sí
RICMV(3)	Sí	Sí	Sí	No
IAGC(4) 2013, 2012 y 2011	Sí	Sí	Sí	No
Cuentas Anuales individuales e Informe de Gestión individual correspondiente a los ejercicios 2013 y 2012	Sí	Sí	Sí	No
Cuentas Anuales individuales e Informe de Gestión individual correspondiente a los ejercicios 2012 y 2011	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado correspondiente a los ejercicios 2013 y 2012	Sí	Sí	Sí	No
Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado correspondiente a los ejercicios 2012 y 2011	Sí	Sí	Sí	Sí

(1) www.repsol.com.
(2) www.cnmv.es.
(3) Reglamento Interno de Conducta en el Mercado de Valores.
(4) Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Al amparo de lo establecido en el artículo Quinto de la Orden EHA/3537/2005, se incorporan por referencia al presente Documento de Registro todos los hechos relevantes más significativos publicados en la página web de la CNMV (www.cnmv.es) desde el 25 de febrero de 2014 (fecha de formulación de las Cuentas Anuales consolidadas de 2013) hasta la fecha del presente Documento de Registro que, asimismo, pueden consultarse en la página web de Repsol (www.repsol.com). De estos hechos relevantes los más significativos son los siguientes:

- Hecho relevante de 27 de febrero de 2014 (núm. registro 201.106) por el que Repsol, S.A. comunicó la firma con la República Argentina del "*Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación*" por YPF.
- Hecho relevante de 28 de marzo de 2014 (núm. registro 202.670) por el que Repsol, S.A. comunicó la aprobación del acuerdo de compensación por YPF por la Junta General de Accionistas de 28 de marzo de 2014.
- Hecho relevante de 28 de marzo de 2014 (núm. registro 202.671) por el que Repsol, S.A. comunicó información sobre los acuerdos adoptados por la Junta General Ordinaria de Accionistas y el Consejo de Administración de 28 de marzo de 2014.

25. INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES

En el Anexo I de las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo Repsol correspondientes al ejercicio 2013 (véase la Sección II.C) del presente Documento de Registro), se incluye la denominación, país, actividad, datos de capital y patrimonio neto (correspondiente a los últimos estados financieros individuales aprobados por sus respectivas Juntas Generales de Accionistas y elaborados de acuerdo con los principios contables vigentes en las jurisdicciones correspondientes), así como el porcentaje de participación de Repsol, S.A. en las principales sociedades del Grupo.

A 31 de diciembre de 2013, además de las participaciones en YPF S.A. e YPF Gas S.A. sujetas a expropiación (véase epígrafe 22 del presente Documento de Registro) el Grupo mantenía una participación del 12,38% en YPF S.A. y del 33,997% en YPF Gas S.A. A 31 de diciembre de 2013 dichas participaciones, clasificadas como *"Activos financieros disponibles para la venta"*, estaban registradas por un importe de 1.177 millones de euros (véase Nota 4.3—*"Tratamiento contable de la expropiación*" y 11.3 "*Activos financieros disponibles para la venta"* de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013).

Asimismo, en el epígrafe 7 del Documento de Registro se incluye información sobre las participaciones accionariales de Repsol, S.A. en el capital de sus principales sociedades controladas, controladas conjuntamente y asociadas. Al margen de estas participaciones, y de las participaciones en YPF S.A. e YPF Gas S.A (véase párrafo anterior), no existen otras participaciones accionariales que puedan tener efecto significativo en la valoración o posición financiera de Repsol.

Este Documento de Registro está visado en todas sus páginas y firmado a 28 de abril de 2014.

Firmado en representación de Repsol, S.A.
p.p.

Miguel Martínez San Martín
Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo

C) CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO DE REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE FORMAN PARTE DEL GRUPO REPSOL CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2013.

Repsol, S.A. y Sociedades Dependientes

Informe de Auditoría Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013 e Informe de Gestión Consolidado

Deloitte, S.L.
Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1
Torre Picasso
28020 Madrid
España

Tel.: +34 915 14 50 00
Fax: +34 915 14 51 80
www.deloitte.es

INFORME DE AUDITORIA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los Accionistas de Repsol, S.A.:

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Repsol, S.A. y sociedades dependientes (el Grupo Repsol) que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2013, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha. Como se indica en la Nota 2.1 de la memoria adjunta, los administradores son responsables de la formulación de las cuentas anuales del Grupo Repsol, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, que requiere el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales consolidadas y la evaluación de si su presentación, los principios y criterios contables utilizados y las estimaciones realizadas están de acuerdo con el marco normativo de información financiera que resulta de aplicación.

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2013 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Repsol, S.A. y sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2013, así como de los resultados consolidados de sus operaciones y, de los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación.

Sin que afecte a nuestra opinión de auditoría, llamamos la atención respecto a lo señalado en la Nota 4.3 de la memoria adjunta en la que se menciona que al cierre del ejercicio 2013 los administradores de Repsol, S.A. han revaluado las acciones expropiadas de YPF, S.A e YPF Gas, S.A. para ajustar su valor al importe que sería recuperable como consecuencia del potencial acuerdo transaccional con la República Argentina explicado en la Nota 37, estimando un valor de 3.625 millones de euros (5.000 millones de dólares) sujeto, en cualquier caso, a la incertidumbre propia del desenlace final de la negociación en curso.

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2013 contiene las explicaciones que los administradores de Repsol, S.A. consideran oportunas sobre la situación del Grupo Repsol, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2013. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y sociedades dependientes.

DELOITTE, S.L.
Inscrita en el R.O.A.C. Nº S0692

Javier Ares San Miguel
25 de febrero de 2014

Deloitte, S.L. Inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, tomo 13.650, sección 8ª, folio 188, hoja M-54414, inscripción 96ª. C.I.F.: B-79104469.
Domicilio social: Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1, Torre Picasso, 28020, Madrid.

CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

Correspondientes al ejercicio 2013

REPSOL

REPSOL, S.A. y Sociedades participadas que configuran el Grupo REPSOL

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2013 y al 31 de diciembre de 2012

		Millones de euros	
ACTIVO	Nota	**31/12/2013**	**31/12/2012**
Inmovilizado Intangible:		5.325	5.514
a) Fondo de Comercio	5	2.648	2.678
b) Otro inmovilizado intangible	6	2.677	2.836
Inmovilizado material	7	26.244	28.227
Inversiones inmobiliarias	8	24	25
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	9	412	737
Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación	4	3.625	5.392
Activos financieros no corrientes	11	1.802	1.313
Activos por impuesto diferido	23	4.897	3.310
Otros activos no corrientes	11	253	242
ACTIVO NO CORRIENTE		**42.582**	**44.760**
Activos no corrientes mantenidos para la venta	10	1.851	340
Existencias	12	5.256	5.501
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar		7.726	7.781
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios	13	5.621	6.081
b) Otros deudores	13	1.634	1.284
c) Activos por impuesto corriente	13	471	416
Otros activos corrientes		144	221
Otros activos financieros corrientes	11	93	415
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	11	7.434	5.903
ACTIVO CORRIENTE		**22.504**	**20.161**
TOTAL ACTIVO		**65.086**	**64.921**

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos balances de situación consolidados.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2013 y al 31 de diciembre de 2012

		Millones de euros	
PASIVO Y PATRIMONIO NETO	Nota	**31/12/2013**	**31/12/2012**
PATRIMONIO NETO			
Capital		1.324	1.282
Prima de Emisión		6.428	6.428
Reservas		259	247
Acciones y participaciones en patrimonio propias		(26)	(1.245)
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas		19.785	18.465
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		195	2.060
Dividendos y retribuciones		(232)	(184)
FONDOS PROPIOS	**14**	**27.733**	**27.053**
Activos financieros disponibles para la venta		488	42
Otros instrumentos financieros		-	15
Operaciones de cobertura		(60)	(210)
Diferencias de conversión		(954)	(198)
AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR	14	**(526)**	**(351)**
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE	**14**	**27.207**	**26.702**
INTERESES MINORITARIOS	**14**	**713**	**770**
TOTAL PATRIMONIO NETO		**27.920**	**27.472**
Subvenciones	15	66	61
Provisiones no corrientes	16	3.625	2.258
Pasivos financieros no corrientes:	18	13.125	15.300
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		13.053	15.073
b) Otros pasivos financieros		72	227
Pasivos por impuesto diferido	23	3.352	3.063
Otros pasivos no corrientes	21	2.179	3.457
PASIVO NO CORRIENTE		**22.347**	**24.139**
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	10	1.533	27
Provisiones corrientes	16	303	291
Pasivos financieros corrientes:	18	4.519	3.790
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		4.464	3.721
b) Otros pasivos financieros		55	69
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		8.464	9.202
a) Proveedores	22	4.115	4.376
b) Otros acreedores	22	4.056	4.507
c) Pasivos por impuesto corriente	22	293	319
PASIVO CORRIENTE		**14.819**	**13.310**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		**65.086**	**64.921**

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos balances de situación consolidados.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012

		Millones de euros	
	Nota	**31/12/2013**	**31/12/2012 [1]**
Ventas		54.683	55.780
Ingresos por prestación servicios y otros ingresos		1.063	1.442
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		(228)	(379)
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado		23	273
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	15	13	13
Otros ingresos de explotación		744	723
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	25	**56.298**	**57.852**
Aprovisionamientos		(43.170)	(43.744)
Gastos de personal		(2.039)	(1.975)
Otros gastos de explotación		(5.796)	(5.825)
Amortización del inmovilizado		(2.559)	(2.499)
Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado		(163)	(143)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	25	**(53.727)**	**(54.186)**
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		**2.571**	**3.666**
Ingresos financieros		162	151
Gastos financieros		(963)	(976)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		(131)	20
Diferencias de cambio		98	23
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros		79	(28)
RESULTADO FINANCIERO	26	**(755)**	**(810)**
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	9	**48**	**47**
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		**1.864**	**2.903**
Impuesto sobre beneficios	23	(947)	(1.406)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas		**917**	**1.497**
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas		(38)	(75)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES CONTINUADAS		**879**	**1.422**
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos		**(684)**	**747**
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas		-	(109)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	**27**	**(684)**	**638**
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		**195**	**2.060**
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		**Euros / acción**	**Euros / acción [2]**
Básico	14	0,15	1,64
Diluido	14	0,15	1,64

[1] Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 en relación con la venta de parte de los activos y negocios del GNL de acuerdo a lo descrito en la Nota 31 "*Desinversiones*" y la Nota 2.1.2 "*Comparación de la información*".

[2] Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 en relación con las ampliaciones de capital liberadas a través de las cuales se instrumenta el sistema de retribución al accionista denominado "Repsol Dividendo Flexible" descrito en la Nota 14.1 "*Capital Social*" y de acuerdo a lo descrito en la Nota 2.1.2 "*Comparación de la información*".

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estas cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estados de ingresos y gastos reconocidos consolidados correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre 2013 y 2012

		Millones de euros	
		31/12/2013	**31/12/2012**
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO [1] **(de la Cuenta de pérdidas y ganancias)**	Nota	**233**	**2.244**
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO:			
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes		1	(28)
Efecto impositivo		-	9
Total partidas no reclasificables a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias		**1**	**(19)**
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		610	39
Por valoración de otros instrumentos financieros		(240)	18
Por coberturas de flujos de efectivo		34	(65)
Diferencias de conversión		(785)	(489)
Entidades valoradas por el método de la participación		13	(5)
Efecto impositivo	14	(126)	(10)
Total partidas reclasificables a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias		**(494)**	**(512)**
TOTAL		**(493)**	**(531)**
TRANFERENCIA A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS:			
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		(2)	26
Por valoración de otros instrumentos financieros		221	-
Por coberturas de flujos de efectivo		117	40
Diferencias de conversión		(2)	542
Entidades valoradas por el método de la participación		13	-
Efecto impositivo	14	(66)	(14)
TOTAL		**281**	**594**
TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS		**21**	**2.307**
a) Atribuidos a la entidad dominante		15	2.222
b) Atribuidos a intereses minoritarios		6	85

[1] Corresponde a la suma de los siguientes epígrafes de la cuenta de pérdidas y ganancias: "*Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas*" y "*Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos*".

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos estados de ingresos y gastos reconocidos consolidados.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

Estados de cambios en el patrimonio neto consolidados correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012

En millones de euros	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante							
	Fondos Propios							
	Capital	Prima de Emisión y reservas	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Ajustes por cambios de valor	Total Patrimonio Neto atribuible a la sociedad dominante	Intereses minoritarios	Total Patrimonio Neto
Saldo final al 31/12/2011	**1.221**	**23.226**	**(2.572)**	**2.193**	**(530)**	**23.538**	**3.505**	**27.043**
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	**1.221**	**23.226**	**(2.572)**	**2.193**	**(530)**	**23.538**	**3.505**	**27.043**
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	**-**	**(17)**	**-**	**2.060**	**179**	**2.222**	**85**	**2.307**
Operaciones con socios o propietarios								
Ampliación / (Reducción) de capital	61	(61)	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	(70)	(70)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	45	1.327	-	-	1.372	-	1.372
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	-	-	-	-	-	(8)	(8)
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(426)	-	-	-	(426)	-	(426)
Otras variaciones de patrimonio neto								
Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	2.193	-	(2.193)	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(4)	-	-	-	(4)	(2.742)	(2.746)
Saldo final al 31/12/2012	**1.282**	**24.956**	**(1.245)**	**2.060**	**(351)**	**26.702**	**770**	**27.472**
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	**1.282**	**24.956**	**(1.245)**	**2.060**	**(351)**	**26.702**	**770**	**27.472**
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	**-**	**(1)**	**-**	**195**	**(179)**	**15**	**6**	**21**
Operaciones con socios o propietarios								
Ampliación / (Reducción) de capital	42	(42)	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	(51)	-	-	-	(51)	(61)	(112)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	(206)	1.219	-	-	1.013	-	1.013
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras operaciones con socios y propietarios		(464)	-	-	-	(464)	-	(464)
Otras variaciones de patrimonio neto								
Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	2.060	-	(2.060)	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(12)	-	-	4	(8)	(2)	(10)
Saldo final al 31/12/2013	**1.324**	**26.240**	**(26)**	**195**	**(526)**	**27.207**	**713**	**27.920**

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos estados de cambios en el patrimonio neto consolidados.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estados de flujos de efectivo consolidados correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012

	Notas	Millones de euros	
		31/12/2013	**31/12/2012 [1]**
Resultado antes de impuestos		**1.864**	**2.903**
Ajustes de resultado:		**3.639**	**3.337**
Amortización del inmovilizado	**6, 7 y 8**	2.559	2.499
Otros ajustes del resultado (netos)		1.080	838
Cambios en el capital corriente		**(502)**	**624**
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		**(1.005)**	**(1.655)**
Cobros de dividendos	**9**	33	26
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(893)	(1.399)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(145)	(282)
Flujos de Efectivo de las actividades de explotación [2]	**28**	**3.996**	**5.209**
Pagos por inversiones:	**6-8 y 30**	**(3.971)**	**(3.892)**
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio		(183)	(255)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(3.438)	(3.409)
Otros activos financieros		(350)	(228)
Cobros por desinversiones:	**31**	**683**	**1.125**
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio		155	635
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		102	55
Otros activos financieros		426	435
Otros flujos de efectivo		**-**	**(122)**
Flujos de Efectivo de las actividades de inversión [2]		**(3.288)**	**(2.889)**
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	**14**	**1.014**	**1.388**
Adquisición		(106)	(61)
Enajenación		1.120	1.449
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	**18**	**(1.325)**	**714**
Emisión		8.876	7.943
Devolución y amortización		(10.201)	(7.229)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	**14**	**(528)**	**(947)**
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación:		**(974)**	**(444)**
Pagos de intereses		(827)	(830)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		(147)	386
Flujos de Efectivo de las actividades de financiación [2]		**(1.813)**	**711**
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		(54)	(78)
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes		**(1.159)**	**2.953**
Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas		129	1.569
Flujos de efectivo de las actividades de inversión de operaciones interrumpidas		2.319	(868)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación de operaciones interrumpidas		246	(421)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio op. interrumpidas		(4)	(7)
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes operaciones interrumpidas		**2.690**	**273**
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	**11**	**5.903**	**2.677**
Efectivo y equivalentes al final del periodo	**11**	**7.434**	**5.903**
COMPONENTES DEL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO		**31/12/2013**	**31/12/2012**
Caja y bancos		4.650	4.036
Otros activos financieros		2.784	1.867
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO		**7.434**	**5.903**

[1] Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 en relación con la venta de parte de los activos y negocios del GNL de acuerdo a lo descrito en la Nota 31 "Desinversión" y la Nota 2.1.2 "comparación de la información".
[2] Incluye los flujos de efectivo correspondientes a operaciones continuadas.

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos estados de flujos de efectivo.

MEMORIA CONSOLIDADA CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2013
Repsol S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol.

INDICE

(1) INFORMACIÓN GENERAL....10

(2) BASES DE PRESENTACIÓN Y PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES....10

2.1) Bases de presentación....10

2.2) Políticas Contables....14

(3) ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES....36

(4) EXPROPIACIÓN DE LAS ACCIONES DEL GRUPO REPSOL EN YPF S.A. E YPF GAS S.A....37

4.1) Decreto de Intervención y Ley de Expropiación de YPF e YPF Gas....37

4.2) Acuerdos entre Repsol y el grupo Petersen, otros acuerdos de préstamo relacionados con el grupo Petersen....39

4.3) Tratamiento contable de la expropiación....40

(5) FONDO DE COMERCIO....44

(6) OTRO INMOVILIZADO INTANGIBLE....46

(7) INMOVILIZADO MATERIAL....48

(8) INVERSIONES INMOBILIARIAS....51

(9) INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN....52

(10) ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA....54

(11) ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES....56

(12) EXISTENCIAS....61

(13) DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR....61

(14) PATRIMONIO NETO....62

14.1) Capital social....62

14.2) Prima de emisión....65

14.3) Reservas....65

14.4) Acciones y participaciones en patrimonio propias....66

14.5) Ajustes por cambios de valor....67

14.6) Retribución al accionista....68

14.7) Beneficio por acción....69

14.8) Intereses minoritarios....69

(15) SUBVENCIONES....70

(16) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES....70

(17) PLANES DE PENSIONES Y OTRAS OBLIGACIONES CON EL PERSONAL....72

(18) PASIVOS FINANCIEROS....78

(19) GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL....85

19.1) Gestión de riesgos financieros....85

19.2) Gestión del capital 90

(20) OPERACIONES CON DERIVADOS 91

20.1) Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos 93

20.2) Coberturas de Flujo de Efectivo 93

20.3) Coberturas de Inversión Neta 95

20.4) Otras operaciones con derivados 95

(21) OTROS PASIVOS NO CORRIENTES 98

21.1) Deudas por arrendamiento financiero 99

21.2) Ingresos diferidos 100

21.3) Fianzas y depósitos 100

(22) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR 100

(23) SITUACIÓN FISCAL 101

(24) NEGOCIOS CONJUNTOS 107

(25) INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN 108

(26) INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS 111

(27) RESULTADO DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS 112

(28) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION 112

(29) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS 113

(30) COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y AUMENTOS DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN SIN CAMBIO DE CONTROL 116

(31) DESINVERSIONES Y ENAJENACIÓN DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES 117

(32) INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS 121

(33) INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO 126

(34) CONTINGENCIAS, COMPROMISOS Y GARANTÍAS 131

(35) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE 141

35.1) Activos Ambientales 141

35.2) Provisiones Ambientales 142

35.3) Gastos Ambientales 142

35.4) Marco Aplicable 143

35.5) Emisiones de CO_2 143

(36) REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES 143

(37) HECHOS POSTERIORES 144

(1) INFORMACIÓN GENERAL

Repsol, S.A. y las sociedades que configuran el Grupo Repsol (en adelante "Repsol", "Grupo Repsol" o "Grupo") componen un grupo integrado de empresas del sector de hidrocarburos que inició sus operaciones en 1987.

El Grupo Repsol realiza todas las actividades del sector de hidrocarburos, incluyendo la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, el transporte de productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural, el refino, la producción de una amplia gama de productos petrolíferos y la comercialización de productos petrolíferos, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP y gas natural, así como las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad.

Las actividades del Grupo se desarrollan en más de 40 países y su sede social está en España.

La denominación social de la entidad matriz del Grupo de empresas que elabora y registra las presentes cuentas anuales es Repsol, S.A. que figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en la hoja número M-65289. Está provista de C.I.F. número A-78/374725 y C.N.A.E. número 742.

El domicilio social se encuentra en la calle Méndez Álvaro, número 44 de Madrid, donde también se encuentra la Oficina de Atención al Accionista, cuyo número de teléfono es el 900.100.100.

Repsol, S.A. es una entidad de derecho privado, constituida con arreglo a la legislación española, sujeta al Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, y a la normativa relativa a las sociedades anónimas cotizadas.

Las acciones de Repsol, S.A. están representadas por anotaciones en cuenta y figuran admitidas a cotización en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires). La Compañía también dispone de un Programa de ADS, los cuales, desde el 9 de marzo de 2011, cotizan en el mercado OTCQX, plataforma dentro de los mercados OTC (*over-the-counte*r) de los Estados Unidos que distingue a aquellos emisores con mejores políticas de información al mercado y sólidas actividades de negocio.

Las presentes cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. en su reunión de fecha 25 de febrero de 2014, se someterán, al igual que las de las sociedades participadas, a la aprobación de las respectivas Juntas Generales Ordinarias de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación.

Las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 fueron aprobadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 31 de mayo de 2013.

(2) BASES DE PRESENTACIÓN Y PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES

2.1) Bases de presentación

Las cuentas anuales consolidadas adjuntas se presentan en millones de euros y se han preparado a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y de sus sociedades participadas y se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) tal como han sido emitidas por el Internacional Accounting Standards Board (IASB), así como las NIIF adoptadas por la Unión Europea (UE) a 31 de diciembre de 2013. Las NIIF adoptadas y en vigor en la UE,

difieren en ciertos aspectos de las NIIF emitidas por el IASB, y salvo por la futura aplicación de la NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos* (ver nota 2.1.1), estas diferencias no tienen impactos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo para los años presentados. En este sentido, las cuentas anuales muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera a 31 de diciembre de 2013, así como de los resultados de las operaciones, de los cambios en el patrimonio y de los flujos de efectivo consolidados que se han producido en el Grupo en el ejercicio terminado en dicha fecha.

La preparación de las cuentas anuales consolidadas de acuerdo con NIIF, cuya responsabilidad es de los administradores de la sociedad matriz del Grupo, requiere efectuar estimaciones contables y juicios en la aplicación de las normas contables. Las áreas en las que dichos juicios, asunciones y estimaciones resultan más significativas, se detallan en la Nota 3 "*Estimaciones y juicios* contables".

2.1.1) Nuevos estándares emitidos

A) A continuación se detallan las normas, interpretaciones y modificaciones de normas, emitidas por el IASB y adoptadas por la Unión Europea, que han sido de aplicación a partir del 1 de enero de 2013:

- NIIF 13 - *Medición del valor razonable*.
- CINIIF 20 - *Costes de eliminación de residuos en la fase productiva de una actividad minera en superficie*.
- Modificaciones a la NIIF 7 - *Desgloses de información sobre activos y pasivos financieros presentados por el neto*.
- Modificaciones a la NIC 1 - *Presentación de otros elementos del resultado integral*.
- Modificaciones a la NIC 19 - *Beneficios a empleados*.
- Modificaciones a la NIIF 1 - *Hiperinflación grave y eliminación de las fechas fijadas para entidades que adopten por primera vez las NIIF*.[(1)]
- Modificaciones a la NIC 12 - *Impuestos diferidos:Recuperación de activos subyacentes*.[(1)]
- Modificaciones a la NIIF 1 - *Préstamos Gubernamentales*.
- Mejoras a las NIIFs 2009-2011.
- Modificaciones a la NIC 36 - *Desgloses sobre el importe recuperable de activos no financieros* [(2)].

(1) Estas normas fueron emitidas por el IASB con entrada en vigor para periodos anuales que comenzasen a partir del 1 de enero de 2012. Dichas normas han sido objeto de adopción por parte de la Unión Europea con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2013 y con posibilidad de aplicación anticipada.

(2) Estas modificaciones fueron emitidas por el IASB con entrada en vigor para periodos anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2014. Las modificaciones han sido objeto de adopción por parte de la UE con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2014 y han sido aplicadas de forma anticipada por el Grupo tal y como se contempla en el correspondiente Reglamento de adopción.

La NIIF 13 *Medición del valor razonable* establece un marco para la medición del valor razonable y requiere de determinados desgloses adicionales de información. Con carácter general, el Grupo aplica esta norma en la medición de determinados instrumentos financieros (ver Nota 11 y Nota 18) y de existencias de "commodities" destinadas a la actividad de "trading". Dicha aplicación no ha tenido impactos significativos en las cuentas anuales consolidadas del Grupo, puesto que la mayor parte de los instrumentos financieros o son de corto plazo o están cerrados en cámaras de compensación de mercados organizados, a excepción de ciertos desgloses de información adicionales incluidos en las notas explicativas (ver notas 11, 12 y 18).

Las Modificaciones a la NIC 36 de *Deterioro del Valor de los Activos* que modifican las consecuencias de la aplicación de la NIIF 13 sobre los desgloses requeridos por la NIC 36,

no han tenido impactos significativos en las cuentas anuales consolidadas del Grupo, a excepción de ciertos desgloses de información adicionales en relación al deterioro de valor de los activos no financieros incluidos en las notas explicativas (ver notas 6 y 7).

Las Modificaciones a la NIC 1 *Presentación de otros elementos del resultado integral*, han supuesto un cambio en la presentación de partidas en el Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos Consolidado del presente ejercicio con respecto al ejercicio 2012 y, en concreto, la diferenciación entre partidas reclasificables y no reclasificables a la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

El resto de normas, interpretaciones y modificaciones de normas detalladas en este apartado A), no han tenido un impacto significativo en las cuentas anuales consolidadas del Grupo.

B) A continuación se detallan las normas y modificaciones de las mismas que han sido emitidas por el IASB y adoptadas por la Unión Europea, y que serán de aplicación obligatoria en el ejercicio 2014:

- NIIF 10 *Estados Financieros Consolidados* [(1)].
- NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos* [(1)].
- NIIF 12 *Desgloses de información de entidades participadas* [(1)].
- NIC 27 *Estados Financieros Separados* [(1)].
- NIC 28 *Inversiones en asociadas y joint ventures* [(1)].
- Modificaciones a la NIIFs 10, 11 y 12 - *Guía de transición* [(1)].
- Modificaciones a la NIIFs 10 y 12 y a la NIC 27 *Entidades de Inversión*.
- Modificaciones a la NIC 32 - *Presentación de activos y pasivos financieros por el neto*.
- Modificaciones a la NIC 39 - *Novación de derivados y continuación de la contabilidad de coberturas*.

(1) Estas normas fueron emitidas por el IASB con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2013. Dichas normas han sido objeto de adopción por parte de la Unión Europea con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2014 y con posibilidad de aplicación anticipada, opción que no ha sido elegida por el Grupo Repsol.

En relación a la aplicación, a partir de 2014, de la NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos*, el Grupo no estima ningún impacto significativo en el Patrimonio Neto de los estados financieros consolidados del Grupo. No obstante, dicha aplicación sí supondrá cambios significativos en los estados financieros del Grupo, dado que hasta la fecha de las presentes cuentas anuales consolidadas, el Grupo ha estado aplicando el método de integración proporcional a las participaciones en entidades de control conjunto (método que no será de aplicación a partir del 1 de enero de 2014) bajo los criterios de la NIC 31 *Participaciones en Negocios Conjuntos* (Ver Nota 2.2.1). El Grupo ha llevado a cabo un análisis de todos los acuerdos conjuntos (ver relación de sociedades en Nota 24) a fin de clasificarlos como operación conjunta o como joint venture, y de determinar las necesarias reclasificaciones de los epígrafes del balance y de la cuenta de resultados. En este sentido, a continuación se presenta el efecto estimado del cambio de método de consolidación aplicable sobre el Balance de situación a 31 de diciembre de 2013 y la Cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio 2013:

	Millones de euros		
Balance de situación	**2013**	**2013 (NIIF11)**	**Variación**
Activos no corrientes	42.582	37.832	(4.750)
Activos corrientes	22.504	17.716	(4.788)
TOTAL ACTIVOS	**65.086**	**55.548**	**(9.538)**
Total Patrimonio Neto atribuido a la sociedad dominante	27.207	27.207	-
Intereses minoritarios [(1)]	713	244	(469)
Pasivos no corrientes	22.347	14.720	(7.627)
Pasivos corrientes	14.819	13.377	(1.442)
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	**65.086**	**55.548**	**(9.538)**

(1) Intereses minoritarios correspondientes a sociedades del grupo Gas Natural Fenosa (ver Nota 14.8).

	Millones de euros		
Cuenta de pérdidas y ganancias	**2013**	**2013 (NIIF11)**	**Variación**
Ingresos de explotación	56.298	47.331	(8.967)
Gastos de explotación	(53.727)	(46.371)	7.356
Resultado financiero	(755)	(483)	272
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	48	805	757
Impuesto sobre beneficios	(947)	(431)	516
Intereses minoritarios	(38)	28	66
Resultado atribuido sociedad dominante de operaciones continuadas	**879**	**879**	**-**

En lo referente al resto de normas y modificaciones de las mismas detalladas en este apartado B), el Grupo considera que su aplicación no supondrá impactos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo, a excepción de ciertos desgloses de información adicionales.

C) A la fecha de formulación de estas cuentas anuales, las normas, interpretaciones y modificaciones de las normas que han sido emitidas por el IASB y que aún no han sido aprobadas por la Unión Europea, son las siguientes:

Aplicación obligatoria en 2014:

- CINIIF 21 *Gravámenes*.
- Mejoras a las NIIFs 2010-2012 [(1)]

Aplicación obligatoria en 2015:

- Modificaciones a la NIC 19 - *Aportaciones de empleados*.
- Mejoras a las NIIFs 2010-2012 [(1)]
- Mejoras a las NIIFs 2011-2013

Aplicación obligatoria en 2016:

- NIIF 14 *Cuentas de diferimiento regulatorio* [(2)]

Aplicación en ejercicios posteriores

- NIIF 9 *Instrumentos financieros* [(3)].

(1) El documento de "*Mejoras a las NIIFs 2010-2012*" introduce modificaciones a diversas NIIFs. Pendiente la adopción por parte de la Unión Europea, algunas de estas modificaciones han sido emitidas con fecha de primera aplicación el 1 de julio de 2014, mientras que otras modificaciones han sido emitidas con fecha de primera aplicación los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de julio de 2014 que, en el caso del Grupo, dicha fecha sería el 1 de enero de 2015.

(2) Esta Norma es únicamente aplicable por aquellas entidades que lleven a cabo actividades reguladas y que apliquen por primera vez las NIIFs.

(3) Corresponde a las fases de "*Clasificación y Medición*" y de "*Contabilidad de Coberturas*" de la NIIF 9, dentro del proyecto de sustitución de la actual NIC 39: "*Instrumentos financieros - reconocimiento y medición*", e incluye la modificación posterior emitida por el IASB en noviembre de 2013, en virtud de la cual la NIIF 9 aplicará en una fecha futura pendiente de determinación, pero con posterioridad a la fecha del 1 de enero de 2015 tal y como se establecía en la NIIF 9 con anterioridad a esta modificación.

En lo referente a las normas, interpretaciones y modificaciones detalladas en el presente apartado C), el Grupo está evaluando el impacto que la aplicación de las mismas pudiese tener en sus estados financieros consolidados.

2.1.2) Comparación de la información

Como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en las Notas 29 *"Información por segmentos"*, 31 "*Desinversiones*" y 10 *"Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta",* la cuenta de pérdidas y ganancias y el estado de flujos de efectivo correspondientes al ejercicio 2012 así como sus respectivas notas, han sido re-expresados, a efectos comparativos con la información relativa al ejercicio 2013, con respecto a los estados financieros consolidados formulados correspondientes al ejercicio 2012.

Por otro lado, y de acuerdo con la normativa contable, el beneficio por acción correspondiente al 31 de diciembre de 2012 se ha modificado con respecto a la información publicada en los estados financieros consolidados formulados correspondientes al ejercicio 2012, para tener en cuenta en su cálculo el número medio de acciones en circulación tras las ampliaciones de capital llevadas a cabo como parte del sistema de retribución a los accionistas denominado "Repsol dividendo flexible" descrito en la Nota 14 *"Patrimonio Neto"*.

2.2) Políticas Contables

2.2.1) Principios de consolidación

Repsol elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo las inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos.

La consolidación se ha realizado aplicando el método de integración global a todas las sociedades dependientes, que son aquellas sobre las que Repsol ejerce, directa o indirectamente, su control, entendido como la capacidad de poder dirigir las políticas operativas y financieras para obtener beneficios de sus actividades. Esta capacidad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la titularidad, directa o indirecta, del 50% o más de los derechos políticos de la sociedad.

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes consolidadas del Grupo Repsol se presenta bajo la denominación de "*Intereses minoritarios*", dentro del epígrafe de "*Patrimonio Neto*" del balance de situación consolidado, y en "*Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas*" y "*Resultado atribuído a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas*" dentro de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Los negocios conjuntos se consolidan por el método de integración proporcional, que supone la inclusión en los estados financieros consolidados de la parte proporcional de los activos, pasivos, gastos e ingresos en función de la participación que posee el Grupo Repsol. Se entiende por

negocios conjuntos aquellos en los que existe control conjunto, que se pone de manifiesto únicamente cuando las decisiones estratégicas de las actividades, tanto financieras como operativas, requieren el consentimiento unánime de las partes que están compartiendo el control.

Los activos, pasivos, ingresos y gastos correspondientes a los negocios conjuntos se presentan en el balance de situación consolidado y en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada de acuerdo con su naturaleza específica.

En el caso de aportaciones no dinerarias al capital social de una sociedad controlada conjuntamente, o de realizarse ventas de activos a las mismas, únicamente se reconoce un beneficio o pérdida en la cuenta de resultados por la parte que corresponda al interés de los otros partícipes.

Las sociedades asociadas se registran por el método de la participación. Estas sociedades son aquellas en las que se posee una influencia significativa, entendida como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, pero sobre las que no se ejerce control, ni tampoco control conjunto. La influencia significativa en una sociedad se presume en aquellas sociedades en las que la participación es igual o superior al 20%. El método de la participación consiste en la contabilización en la línea del balance de situación consolidado "*Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación*", del valor de los activos netos y fondo de comercio si lo hubiere, correspondiente a la participación poseída en la sociedad asociada. El resultado neto obtenido en cada ejercicio correspondiente al porcentaje de participación en estas sociedades se refleja en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidadas como "*Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos*".

Las pérdidas de las sociedades asociadas atribuidas al inversor que superen el interés de éste en dichas asociadas no se reconocen, a no ser que exista por parte del Grupo la obligación presente de cubrir las mismas.

En el Anexo I se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos más significativos, participadas directa e indirectamente por Repsol, S.A. a 31 de diciembre de 2013 que han sido incluidas en el perímetro de consolidación, así como las variaciones del perímetro de consolidación en los ejercicios 2013 y 2012.

En el proceso de consolidación se han eliminado los saldos, transacciones y resultados generados entre sociedades consolidadas por integración global. En el caso de sociedades consolidadas por integración proporcional se han eliminado los saldos, transacciones y los resultados por operaciones con otras compañías del Grupo atendiendo al porcentaje en el que se ha efectuado su integración. Los resultados por operaciones entre empresas del Grupo y empresas asociadas se han eliminado en el porcentaje de participación que el Grupo posee en éstas últimas.

Los principios de contabilidad utilizados por las sociedades del Grupo se han homogeneizado con los de la matriz con el fin de presentar los estados financieros consolidados aplicando normas de valoración homogéneas.

Los estados financieros de las entidades participadas cuya moneda funcional sea distinta a la moneda de presentación (ver Nota 2.2.4) se convierten utilizando los siguientes procedimientos:

- Los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se convierten aplicando el tipo de cambio de cierre en la fecha del correspondiente balance.
- Por razones prácticas, para la conversión de partidas de gastos e ingresos se utiliza el tipo de cambio medio del periodo en el que se devengan las transacciones. No obstante, en el caso de transacciones relevantes, o cuando los tipos de cambio hayan fluctuado de forma significativa a lo largo del periodo, se utiliza el tipo de cambio de la fecha de la

transacción.

- Todas las diferencias de cambio que se produzcan como resultado de lo anterior, se reconocen dentro del epígrafe "*Diferencias de conversión*", dentro del apartado "*Ajustes por cambios de valor"* del Patrimonio Neto.

Cuando se enajena una sociedad con moneda funcional distinta al euro o en caso de enajenación parcial que implique la pérdida de control sobre una sociedad dependiente que incluye un negocio en el extranjero, las diferencias de cambio registradas como "*Diferencias de conversión*" en el patrimonio neto, relacionadas con la participación en esa sociedad, son transferidas a la cuenta de resultados en el mismo momento en que se reconoce el resultado derivado de dicha enajenación. Este mismo tratamiento se realiza igualmente en el caso de enajenaciones parciales con pérdida de control conjunto o de influencia significativa. En el caso de enajenaciones parciales sin pérdida de control de una sociedad dependiente que incluya un negocio en el extranjero, se atribuye la parte proporcional del importe acumulado de las diferencias de cambio reconocidas como "*Diferencias de conversión*" en el patrimonio a los intereses minoritarios en dicho negocio en el extranjero.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2013 y 2012 han sido:

	31 de diciembre de 2013		31 de diciembre de 2012	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano	1,38	1,33	1,32	1,28
Real brasileño	3,23	2,87	2,69	2,51

2.2.2) Clasificación de los activos y los pasivos entre corrientes y no corrientes

En el balance de situación adjunto, los activos y pasivos se clasifican en función de sus vencimientos entre corrientes, aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y no corrientes, aquellos cuyo vencimiento es superior a doce meses.

2.2.3) Compensación de saldos y transacciones

Como norma general, en los estados financieros no se compensan ni los activos y pasivos, ni los ingresos y gastos, salvo en aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y la presentación por un importe neto ponga de manifiesto un mejor reflejo del fondo de la transacción.

En este sentido, los ingresos o gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por imperativo de una norma legal, contemplen la posibilidad de compensación y el Grupo tenga la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea se presentan netos en la cuenta de resultados.

2.2.4) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera

a) Moneda funcional

Las partidas incluidas en las presentes cuentas anuales consolidadas de cada una de las sociedades del Grupo se valoran utilizando su moneda funcional, es decir, la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera. Las cuentas anuales consolidadas se presentan en euros, que es la moneda funcional de la sociedad dominante del Grupo Repsol y la moneda de presentación de los estados financieros consolidados del Grupo Repsol.

b) Moneda extranjera

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional de una sociedad se consideran transacciones en moneda extranjera y se contabilizan en su moneda funcional aplicando el tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada ejercicio los saldos de balance de las partidas monetarias en moneda extranjera se valoran aplicando el tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio, que surgen de tal valoración se registran en el epígrafe "*Diferencias de cambio*" incluido en el "*Resultado financiero*" de la cuenta de resultados del periodo en que se producen, con la excepción del tratamiento contable específico en el caso de coberturas (ver Nota 2.2.25).

2.2.5) Fondo de comercio

Corresponde a la diferencia positiva existente entre el coste de una combinación de negocios y la participación de la entidad adquirente en el valor razonable de los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la fecha de adquisición que cumplan los criterios de reconocimiento pertinentes. El fondo de comercio se reconoce como un activo no corriente en el correspondiente epígrafe del inmovilizado intangible del balance de situación consolidado en la fecha de adquisición.

Si la diferencia fuese negativa, es preciso hacer una reevaluación de la valoración de los activos adquiridos y de los pasivos asumidos. Si tras la misma la diferencia negativa siguiera existiendo, ésta se registraría como un beneficio en la línea "*Otros ingresos de explotación*" de la cuenta de resultados.

Dado que los fondos de comercio tienen una vida útil indefinida, los mismos no se amortizan y con posterioridad a su reconocimiento inicial son valorados por su coste menos las pérdidas por deterioro de valor acumuladas (ver Nota 2.2.10).

2.2.6) Otro inmovilizado intangible

El Grupo Repsol valora inicialmente estos activos por su coste de adquisición o producción, excepto los derechos de emisión recibidos a título gratuito descritos en el epígrafe b) de este apartado. El citado coste se amortiza de forma sistemática a lo largo de su vida útil, excepto en el caso de los activos con vida útil indefinida descritos más adelante, que no se amortizan, siendo evaluada la existencia de un deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor. A la fecha de cierre, estos activos se registran por su coste menos la amortización acumulada correspondiente y las pérdidas por deterioro de valor acumuladas que hayan experimentado.

A continuación se describen los principales activos intangibles del Grupo Repsol:

a) Derechos para la vinculación de estaciones de servicio y otros derechos

Incluye fundamentalmente los costes correspondientes a las distintas modalidades de contratos de adquisición de derechos para la vinculación de estaciones de servicio, los costes de abanderamiento e imagen y los contratos de suministro en exclusiva. Estos costes se amortizan linealmente en el periodo correspondiente al plazo de cada contrato, que varía entre 1 y 50 años.

b) Derechos de emisión de CO2

Los derechos de emisión adquiridos se registran como un activo intangible y se valoran inicialmente por su precio de adquisición.

Los derechos de emisión recibidos a título gratuito, conforme al al régimen de comercio de

derechos de emisión para el periodo 2013-2020, son registrados como activo intangible al valor de mercado vigente al inicio del ejercicio al cual corresponda su expedición, registrándose como contrapartida y por el mismo importe, un ingreso diferido en concepto de subvención. A medida que se consumen las toneladas de CO2 correspondientes, dicho ingreso se va imputando a resultados.

Los derechos de emisión no se amortizan dado que su valor en libros coincide con su valor residual y, por tanto, su base amortizable es cero. Los derechos de emisión están sujetos a un análisis de deterioro de valor (ver Nota 2.2.10). El valor de mercado de los derechos de emisión se calcula de acuerdo con el precio del contrato de referencia en el mercado de futuros proporcionado por el ECX-European Climate Exchange.

Por las emisiones de CO2 realizadas a lo largo del ejercicio se registra un gasto en la línea "Otros Gastos de explotación" de la cuenta de resultados reconociendo una provisión cuyo importe se calcula en función de las toneladas de CO2 emitidas, valoradas (i) por su valor en libros para aquellos derechos que se posean al cierre del periodo y (ii) por el precio de cotización al cierre, para aquellos derechos de los que no se disponga al cierre del periodo.

Cuando los derechos de emisión por las toneladas de CO2 emitidas se entregan a las autoridades, se dan de baja del balance tanto el activo intangible como la provisión correspondiente a los mismos, sin efecto en la cuenta de resultados.

Cuando se realiza una gestión activa de derechos de emisión de CO2 con objeto de aprovechar las oportunidades de negociación en el mercado (ver Nota 35), la cartera de derechos para negociación es clasificada contablemente como existencias para trading.

c) Otros activos intangibles

En este epígrafe se recogen fundamentalmente los siguientes conceptos:

i. Concesiones y similares: se registran por su coste de adquisición si se adquieren directamente a un organismo público o similar, o al valor razonable atribuido a la concesión correspondiente en el caso de adquirirse como parte de una combinación de negocios. Posteriormente, se valoran por su coste menos amortizaciones y pérdidas por deterioro de valor acumulado. Dichas concesiones se amortizan generalmente de forma lineal a lo largo de la vida de los contratos.

   Entre estas concesiones figuran aquellos acuerdos de concesión de servicios de carácter público, en los que se dispone del derecho a cargar las tarifas establecidas directamente a los usuarios del servicio, si bien las autoridades competentes regulan o controlan dichas tarifas o los usuarios a los que se debe prestar el servicio y, adicionalmente, el estado retiene el derecho sobre el valor residual de los activos. Estas concesiones se valoran en el reconocimiento inicial por su valor razonable.

   Asimismo, se incluyen las concesiones de distribución de energía eléctrica en España que no tienen límite legal ni de ningún otro tipo, por lo que, al tratarse de activos intangibles de vida útil indefinida, no se amortizan, si bien se analiza su posible deterioro de valor con periodicidad anual.

ii. Costes de adquisición de permisos de exploración: Los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración por un periodo de tiempo se capitalizan en este epígrafe por su precio de compra. Durante la fase de exploración y evaluación, estos costes no se amortizan, siendo evaluada la existencia de un deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor, conforme a los indicadores de

la NIIF 6 *Exploración y Evaluación de Recursos Minerales*. El registro en la cuenta de resultados de cualquier pérdida por deterioro de valor, o en su caso la reversión de la misma, se realiza conforme a los criterios generales de la NIC 36 *Deterioro de Valor de Activos*. Una vez finalizada la fase de exploración y evaluación, en caso de que no se encuentren reservas, los importes capitalizados son registrados como gasto en la cuenta de resultados. En caso de resultados positivos en la exploración, dando lugar a un descubrimiento comercialmente explotable, los costes se reclasifican al epígrafe "*Inversión en zonas con reservas*" (ver Nota 2.2.7 c) por su valor neto contable en el momento que así se determine.

iii. Los gastos de desarrollo incurridos se activan sólo si se cumplen todas las condiciones establecidas en la norma contable de referencia. Los gastos de investigación en los que incurre el Grupo se registran como gastos del ejercicio.

iv. Otros costes, tales como los relativos a aplicaciones informáticas y la propiedad industrial, se amortizan linealmente a lo largo de su vida útil (en un periodo entre 3 y 20 años).

Las marcas u otros activos intangibles de naturaleza similar desarrollados internamente por el Grupo no se registran como activo y los gastos incurridos se imputan a la cuenta de resultados en el periodo en que se incurren.

2.2.7) Inmovilizado material

El Grupo Repsol sigue el modelo del coste por el que los elementos del inmovilizado material se valoran inicialmente por su coste de adquisición.

a) Coste

El coste de los elementos del inmovilizado material comprende su precio de adquisición, todos los costes directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento.

Asimismo, en su caso, se incluirá en el coste de los elementos del inmovilizado material el valor presente de los desembolsos que se espera sean necesarios para cancelar cualquier coste de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación del emplazamiento físico donde se asienta, cuando constituyan obligaciones incurridas bajo determinadas condiciones. Los cambios posteriores en la valoración de las obligaciones por desmantelamiento y similares derivados de cambios en los flujos de efectivo estimados y/o en el tipo de descuento, se añaden o deducen del valor neto contable del activo correspondiente en el periodo en el que se producen, salvo en aquellos casos en los que el ajuste a la baja del pasivo exceda del valor neto contable del activo correspondiente, en cuyo caso, el exceso es registrado en la cuenta de resultados.

Los costes por intereses de la financiación directamente atribuibles a la adquisición o construcción de activos que requieren de un periodo superior a un año para estar en condiciones de uso, son capitalizados formando parte del coste de dichos activos y de acuerdo a los límites establecidos en la norma de referencia.

También se consideran como mayor valor del activo los gastos de personal y otros de naturaleza operativa soportados que son directamente atribuibles a la construcción del propio inmovilizado.

Los costes de ampliación, modernización o mejoras que representen un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes, se capitalizan como mayor valor de los mismos, siempre que se cumplan las condiciones generales para su activación.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. Adicionalmente, algunas instalaciones requieren revisiones periódicas. En este sentido, los elementos objeto de sustitución susceptibles de ser capitalizados son reconocidos de forma específica y amortizados en el periodo que media hasta la siguiente reparación.

Este epígrafe incluye asimismo las inversiones efectuadas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver epígrafe c) de este apartado, así como el coste del inmovilizado material adquirido en régimen de arrendamiento financiero (ver Nota 2.2.22).

b) Amortización

Los elementos del inmovilizado material, excepto el afecto a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver epígrafe c) de este apartado), se amortizan siguiendo el método lineal, mediante la distribución, entre los años de vida útil estimada de los elementos, del coste de adquisición de los activos, minorado por su valor residual estimado. A continuación se detallan las vidas útiles de los principales activos registrados para cada clase de inmovilizado:

	Años de vida útil estimada
Edificios y otras construcciones	20-50
Maquinaria e instalaciones:	
Maquinaria, instalaciones y utillaje [1]	8-40
Mobiliario y enseres	9-15
Instalaciones complejas especializadas:	
Unidades	8-25
Tanques de almacenamiento	20-40
Líneas y redes	12-25
Infraestructura y distribución de gas y electricidad	12-40
Elementos de transporte	5-30

(1) Adicionalmente, el Grupo participa a través de Gas Natural Fenosa en activos de generación hidráulica cuyo plazo de amortización se eleva, en el caso de no existir concesión, hasta 100 años en función de la vida útil estimada de los mismos.

La amortización de los activos comienza cuando los mismos están en condiciones de uso.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y se entiende que tienen una vida útil indefinida y, por tanto, no son objeto de amortización.

c) Registro de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos

Repsol registra las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos utilizando políticas contables basadas en el método de exploración con éxito ("successful-efforts"). De acuerdo con estas políticas, el tratamiento contable de los diferentes costes incurridos es el siguiente:

i. Los costes originados en la adquisición de nuevos intereses en zonas con reservas probadas y no probadas (incluyendo bonos, costes legales, etc.) se capitalizan en el epígrafe "*Inversiones en zonas con reservas*", asociados a reservas probadas o a reservas no probadas, según corresponda, cuando se incurre en ellos.

ii. Los *costes de exploración* (fundamentalmente gastos de geología y geofísica y otros costes relacionados con la actividad de exploración) excluyendo los costes de perforación de los sondeos de exploración, son registrados en la cuenta de pérdidas y

ganancias en el momento en que se incurren.

iii. Los *costes de perforación* de sondeos de exploración, incluyendo pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan en el epígrafe "*Otros costes de exploración*" pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas probadas, los costes de perforación inicialmente capitalizados son registrados en la cuenta de resultados. Sin embargo, si como consecuencia de los sondeos de exploración, incluyendo los pozos exploratorios estratigráficos, se encuentran reservas pero no se pueden clasificar como probadas, su registro contable depende de las siguientes circunstancias:

- En aquellos casos en que el área requiera inversiones adicionales antes de que pueda iniciarse la producción, los costes de perforación permanecen capitalizados solamente durante el tiempo que se cumplan las siguientes condiciones (i) la cantidad de reservas probadas encontradas justifica su terminación como pozo productivo si la inversión requerida es efectuada, y (ii) la perforación de sondeos o pozos exploratorios estratigráficos adicionales está en marcha o se encuentra planificada para un futuro próximo. Si alguna de las dos condiciones anteriores no se cumpliera, los sondeos o pozos estratigráficos correspondientes se registran en la cuenta de resultados.

- En todas las demás circunstancias, la determinación de si las reservas pueden ser clasificadas como probadas tiene que producirse en el periodo de un año desde la finalización de la prospección. Si la determinación no se ha producido en ese periodo, los correspondientes costes de sondeos son registrados en la cuenta de resultados.

Los costes de perforación de sondeos exploratorios que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables son reclasificados al epígrafe "*Inversión en zonas con reservas*". Los pozos se califican como "comercialmente explotables" únicamente si se espera que generen un volumen de reservas que justifique su desarrollo comercial considerando las condiciones existentes en el momento del reconocimiento (por ejemplo, precios, costes, técnicas de producción, marco regulatorio, etc.)

iv. Los *costes de desarrollo* incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenaje de petróleo y gas (incluyendo costes de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan en el epígrafe "*Inversión en zonas con reservas*".

v. Los *costes por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos* (medioambientales, de seguridad, etc.) están calculados campo por campo y se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en el balance, y se registran en el epígrafe "*Inversiones en zonas con reservas*". Esta capitalización se realiza con abono al epígrafe de provisiones por desmantelamientos de campos (ver Nota 16).

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores se amortizan de acuerdo con el siguiente método:

i. Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas y las inversiones en instalaciones comunes, se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas del campo al inicio del periodo de amortización.

ii. Las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son evaluadas, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que éstas pudieran haberse deteriorado.

iii. Los costes originados en sondeos para el desarrollo y extracción de las reservas de hidrocarburos se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del periodo de amortización.

Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las amortizaciones con carácter prospectivo.

A la fecha de cierre o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos con su valor neto contable. Cualquier dotación o reversión de una pérdida de valor, que surja como consecuencia de esta comparación, se registrará en los epígrafes "*Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de inmovilizado*" o, en su caso, "*Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenación del inmovilizado*" de la cuenta de resultados (ver Nota 2.2.10 y Notas 6, 7, y 25).

d) Inmovilizado material de naturaleza medioambiental

La identificación del inmovilizado material de naturaleza medioambiental, entendiendo como tal aquel cuya finalidad es la de minimizar el impacto medioambiental y la protección y mejora del medio ambiente, se realiza teniendo en cuenta la naturaleza de las actividades desarrolladas, de acuerdo con criterios técnicos del Grupo basados en las directrices relativas a esta materia emitidas por el American Petroleum Institute (API).

El inmovilizado de naturaleza medioambiental y su correspondiente amortización acumulada, figuran en el balance de situación, junto con el resto de elementos que forman parte del inmovilizado material, clasificados de acuerdo con su naturaleza contable.

La determinación de su coste, así como de los criterios de amortización y correcciones valorativas a efectuar, se realiza de acuerdo con lo establecido para esas partidas de inmovilizado, según se explica en los apartados 2.2.7.a) a 2.2.7.b) de este epígrafe.

2.2.8) Inversiones inmobiliarias

Son aquellos activos (edificios, terrenos) destinados a la obtención de rentas mediante su explotación en régimen de alquiler, o bien a la obtención de plusvalías por su venta. Estos activos no están afectos a las actividades del Grupo ni están destinados para uso administrativo. Repsol registra contablemente las inversiones inmobiliarias según el modelo de coste aplicando los mismos criterios señalados para los elementos del inmovilizado material (ver epígrafes 2.2.7.a) y 2.2.7.b) del apartado anterior).

2.2.9) Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas

El Grupo clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta aquellos activos o grupos de activos y sus pasivos vinculados, cuyos importes en libros serán recuperados a través de una operación de venta y no a través de un uso continuado de los mismos.

Esta condición se considera cumplida cuando la venta sea altamente probable y el activo esté disponible para la venta inmediata en su estado actual. La venta previsiblemente se completará en el plazo de un año desde la fecha de clasificación, si bien, ésta pudiera dilatarse a un plazo mayor por motivos regulatorios o similares circunstancias.

Estos activos o grupos de activos se presentan valorados por el menor importe entre su valor en libros y el valor razonable menos costes de venta, excepto por lo mencionado en el párrafo siguiente, y no están sujetos a amortización mientras estén clasificados como mantenidos para la venta, o mientras formen parte de un grupo de activos para su disposición clasificado como mantenido para la venta.

En el caso concreto de activos financieros, activos por impuestos diferidos, propiedades de inversión y activos asociados a beneficios a empleados, dichos activos aun cuando figuren clasificados como mantenidos para la venta, siguen siendo valorados de acuerdo a su naturaleza, con independencia de su presentación bajo este epígrafe.

Adicionalmente, el Grupo considera actividades interrumpidas los componentes (unidades o grupos de unidades generadoras de efectivo) que representan una línea de negocio o área geográfica significativa y que pueda considerarse separada del resto, que se hayan vendido o dispuesto por otra vía, o bien que reúnen las condiciones descritas para ser clasificadas como mantenidas para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta se presentan en el activo del balance de situación consolidado en un único epígrafe denominado "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*". En el pasivo del balance, bajo el epígrafe "*Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*" figuran los pasivos vinculados con los activos que cumplen la definición descrita en los párrafos anteriores. Los resultados después de impuestos de las actividades interrumpidas se presentan en una única línea de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada denominada "*Resultado del ejercicio procedente de actividades interrumpidas neto de impuestos*".

Bajo el epígrafe *"Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación"* se presenta la participación en acciones de YPF S.A e YPF Gas S.A. sujetas a proceso de expropiación por parte del gobierno argentino (para mayor información sobre los criterios contables de valoración, ver Nota 4).

2.2.10) Deterioro del valor de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio, y metodología para la estimación del valor recuperable.

Para revisar si los activos han sufrido una pérdida por deterioro de valor, el Grupo compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable al menos con carácter anual, y siempre que existan indicios de que algún activo pudiera haberla sufrido.

A tal efecto, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGE) siempre que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGE. La agrupación de los activos en distintas UGE implica la realización de juicios profesionales y la consideración, entre otros parámetros de los segmentos de negocio y las áreas geográficas en las que opera la compañía. En este sentido, en el segmento *Upstream*¸ cada UGE se corresponde con cada una de las distintas áreas contractuales comúnmente denominadas "bloques"; por excepción, en aquellos casos en que los flujos de caja generados por varios bloques son interdependientes entre sí dichos bloques se agrupan en una única UGE. En el caso del *Downstream*, las UGE se corresponden con actividades (principalmente Refino, Química, Estaciones de Servicio y GLP) y áreas geográficas. En relación con el GNL, y tras la venta de parte de los activos y negocios de este segmento en 2013, se mantiene una UGE única que incluye fundamentalmente los activos de Norteamérica. Por otro lado y a efectos de evaluar la recuperabilidad de los activos de Gas Natural Fenosa se consideran las mismas UGE identificadas por dicho grupo en sus cuentas anuales.

El fondo de comercio adquirido en una combinación de negocios se distribuye entre cada una de las UGE o grupos de UGE que se benefician de las sinergias de la combinación de negocios y se realiza una estimación del valor recuperable de las mismas, con carácter general a través del descuento de los flujos de caja estimados de cada una de ellas.

El importe recuperable es el valor superior entre el valor razonable menos el coste de venta y el valor en uso. Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es inferior a su valor neto contable, el importe en libros del mismo (o de la UGE) se reduce hasta su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor como gasto en la línea "*Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado*" de la cuenta de resultados.

Una vez se ha registrado una pérdida por deterioro de valor, la base de amortización a considerar a partir de ese momento tendrá en cuenta con carácter prospectivo la reducción del valor del activo por cualquier pérdida de valor acumulada.

Cuando tienen lugar nuevos eventos, o cambios en circunstancias ya existentes, que evidencian que una pérdida por deterioro registrada en un periodo anterior pudiera haber desaparecido o haberse reducido, se realiza una nueva estimación del valor recuperable del activo correspondiente, para ver si es procedente revertir las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores.

En el caso de una reversión de un deterioro de valor previamente registrado, el importe en libros del activo (o de la UGE) se incrementa hasta la estimación revisada de su valor recuperable, de tal modo que este nuevo valor no supere el importe en libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo (o la UGE) en periodos anteriores. Esta reversión se registra en la línea *"Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado"* de la cuenta de resultados. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en periodos posteriores.

La metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de los activos es, en general, el valor en uso calculado a partir del valor actual de los flujos de efectivo futuros esperados, derivados de la explotación de tales activos.

Las proyecciones de flujos de caja se basan en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las UGE, empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. El presupuesto anual y el plan estratégico establecen un marco macroeconómico para todos los países en los que el Grupo tiene actividad, en el que se contemplan variables macroeconómicas como la inflación, crecimiento del PIB, tipo de cambio, etc. que son las utilizadas en la cuantificación de las mencionadas estimaciones de ingresos y gastos. El marco macroeconómico mencionado se elabora de acuerdo a la información recogida en informes internos que reflejan las previsiones propias, basadas en información externa relevante disponible (consultores y organismos especializados).

La valoración de los activos de Exploración y Producción (*Upstream*) utiliza proyecciones de flujos de caja que abarcan la vida económicamente productiva de los campos de petróleo y gas limitada por la finalización de los permisos, acuerdos o contratos de explotación. Los principios generales aplicados para la determinación de las variables que más afectan a los flujos de caja de ese negocio se describen a continuación:

a) Precios de venta de hidrocarburos. Las referencias internacionales que utiliza el Grupo son: Brent, WTI y HH (Henry Hub). En aquellos países en los que los precios internacionales no reflejan las circunstancias del mercado de referencia, los precios utilizados tienen en cuenta las referencias de dicho mercado. Para el primer año se utilizan las bases del presupuesto anual que son aprobadas en el Comité de Dirección de

Repsol. A partir del siguiente ejercicio, se utiliza una senda de precios elaborada de acuerdo con informes internos de entorno global energético que no sólo reflejan las previsiones propias sino un "consenso" calculado a partir de la opinión de consultores, bancos de inversión y de las cotizaciones del mercado de futuros, de forma coherente a la considerada para la toma de decisiones de inversión. Finalmente, si la vida productiva de los campos excede el periodo cubierto por la senda corporativa, los precios se escalan en línea con los costes operativos e inversiones.

b) Reservas y perfiles de producción. Los perfiles de producción se estiman en función de la producción de pozos existentes y de los planes de desarrollo de cada campo productivo. Como consecuencia de los mismos se estiman las reservas probadas y no probadas. La estimación de las reservas probadas de crudo y gas se realiza teniendo en cuenta las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas establecidas para la industria del crudo y del gas por la Securities Exchange Commission (SEC) así como los criterios establecidos por el sistema Petroleum Resource Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE). Las reservas no probadas se estiman teniendo en cuenta los criterios y directrices del PRMS-SPE y se ponderan los valores por factores de riesgo asociados a las mismas y en función de la tipología de cada uno de los activos de exploración y producción.

c) Costes operativos e inversiones. Se calculan para el primer año de acuerdo con el presupuesto anual del Grupo y en los años siguientes de acuerdo con los planes de desarrollo de los activos. El factor de escalación que se ha aplicado al elaborar el test de deterioro de valor correspondiente al ejercicio 2013 ha sido del 2,5% hasta 2016 y del 3% en adelante.

En el caso del *Downstream*, para la estimación de los flujos de caja de sus negocios se calcula la evolución prevista de las variables clave, márgenes de contribución unitarios, costes fijos y flujos de inversión necesarios para seguir manteniendo el nivel de actividad, de acuerdo con las expectativas consideradas en el presupuesto anual y en los planes estratégicos específicos de cada negocio. No obstante, no se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o mejoras en el desempeño del activo. El periodo de proyección de flujos de caja contemplado en la evaluación es, en general, de cinco años, extrapolándose para años posteriores el flujo correspondiente al quinto año sin aplicar una tasa de crecimiento. De forma particular, en Refino y por el efecto de los proyectos de ampliación y mejora de las refinerías, se realizan proyecciones a 25 años. A los efectos del cálculo de los valores residuales, se consideran únicamente las inversiones de mantenimiento y en su caso las inversiones de renovación necesarias para mantener la capacidad productiva de las UGE.

Los flujos de caja de los negocios de GNL que no han sido objeto de la transacción de venta descrita en la Nota 31, han sido estimados conforme a las siguientes hipótesis más representativas:

a) Precios del gas y del GNL: Las referencias internacionales que utiliza el Grupo son: Brent, HH (Henry Hub) y NBP (National Balancing Point), ajustándose en su caso de acuerdo con referencias del mercado correspondiente, en caso de que los precios internacionales no reflejen las circunstancias del mismo. Al igual que lo descrito para el segmento de Exploración y Producción, estos precios se obtienen tanto de las bases del presupuesto anual como, a partir del segundo año, de la senda de precios elaborada de acuerdo con informes internos de entorno global energético.

b) Volúmenes y márgenes de comercialización de gas y GNL: Los volúmenes considerados en los flujos de caja se estiman conforme a los contratos vigentes al cierre del ejercicio, así como a la estimación de la actividad de trading, todo ello conforme al plan estratégico del negocio. Los márgenes tienen en consideración tanto datos históricos,

como la estimación de precios indicada en el punto anterior, así como la expectativa de evolución futura.

Estos flujos de efectivo futuros netos estimados se descuentan a su valor actual a partir de una tasa específica para cada UGE, en función de la moneda de sus flujos de caja y de los riesgos asociados a éstos incluyendo el riesgo país. Repsol utiliza como tasa de descuento el coste medio ponderado del capital empleado (WACC) después de impuestos y diferente para cada país y negocio, que se revisa al menos anualmente. Esta tasa trata de reflejar las evaluaciones actuales del mercado en lo referente al valor temporal del dinero y a los riesgos específicos del activo. Por lo tanto, la tasa de descuento utilizada tiene en cuenta el riesgo-país, la moneda en la que se generan los flujos de caja y el riesgo de negocio. Para que los cálculos sean consistentes y no incluir duplicidades, las estimaciones de flujos de caja futuros no van a reflejar los riesgos que ya se han ajustado en la tasa de descuento utilizada. La tasa de descuento utilizada, considera el apalancamiento medio del sector como aproximación razonable de la estructura de capital óptima, tomando como referencia el apalancamiento de empresas petroleras comparables durante los últimos 5 años.

Las tasas utilizadas en los ejercicios 2013 y 2012, por segmento y por área geográfica son las siguientes:

	2013	**2012**
UPSTREAM (*)		
América	8,1% - 11,9%	7,7% - 11,8%
Europa, Norte de África y Asia	8,1% - 10,4%	7,7% - 10%
DOWNSTREAM	4,6% - 10,2%	4,9% - 12,3%
GNL (*)	4,7% - 4,8%	4,3 % - 7,7%

(*) Tasas de descuento en USD.

Las hipótesis y las tasas de descuento utilizadas en el cálculo de los flujos de caja correspondientes a las UGE de Gas Natural Fenosa son las definidas por dicho grupo en sus cuentas anuales.

Para aquellas UGE que tienen fondo de comercio y/o activos de vida útil indefinida asignados, Repsol analiza si cambios razonablemente previsibles en las hipótesis clave para la determinación del importe recuperable, tendrían un impacto significativo en los estados financieros. En el caso de aquellas UGE en las que el superávit de valor recuperable frente al valor contable excede en un porcentaje significativo del valor de este último, no se considera que dichas "variaciones razonablemente previsibles" pudieran tener impacto significativo. En el caso de aquellas UGE en las que la diferencia está por debajo de ese umbral, el Grupo realiza un análisis de sensibilidad del valor recuperable de estas UGE a las variaciones que considera razonablemente previsibles. En concreto, los análisis de sensibilidad más relevantes que se han llevado a cabo han considerado las siguientes hipótesis:

Análisis de sensibilidad

Descenso en el precio de los hidrocarburos (Brent, WTI y HH)	10%
Descenso en el volumen de ventas	5%
Aumento de los costes operativos e inversión	5%
Descenso en el margen de contribución unitario	5%
Aumentos en la WACC	50 p.b

En este sentido, Repsol considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente previsibles en los supuestos clave para la determinación del valor razonable, sobre los que se basa la determinación de las cantidades recuperables no conllevarían impactos significativos en los estados financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2013 y 2012.

2.2.11) Activos financieros corrientes y no corrientes

El Grupo determina la clasificación de sus inversiones en activos financieros en el momento del reconocimiento inicial y revisa la misma a cada fecha de cierre. Esta clasificación depende de la naturaleza de los activos financieros y del propósito para el cuál dichos activos han sido adquiridos.

Dentro de este epígrafe podemos distinguir las siguientes categorías:

a) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

a.1) Activos financieros mantenidos para negociar: dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no sean designados como instrumentos de cobertura.

a.2) Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados: dentro de esta categoría se incluyen aquellos activos financieros adquiridos para su negociación o venta que no sean instrumentos derivados.

b) Activos financieros disponibles para la venta

Son activos financieros, específicamente designados como disponibles para la venta, o que no han sido clasificados dentro de ninguna otra categoría de activos financieros.

c) Préstamos y partidas a cobrar

Son activos financieros no derivados con cobros fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo y respecto a los que el Grupo no tiene la intención de venderlos inmediatamente o en un futuro próximo. Surgen cuando se entregan bienes o se prestan servicios o se financia directamente a un tercero.

d) Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

Son activos financieros con cobros fijos o determinables y vencimientos fijos sobre los que el Grupo tiene la intención y capacidad de mantenerlos hasta su vencimiento.

El reconocimiento inicial de un activo financiero se realiza por su valor razonable (ver Nota 2.2.25). Los costes de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión de un activo financiero serán incluidos como parte del valor del mismo en su reconocimiento inicial, salvo en el caso de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados que son

registrados en la cuenta de pérdidas y ganancias, según se incurren.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, todos los activos financieros, excepto los "Préstamos y partidas a cobrar" y las "Inversiones mantenidas hasta el vencimiento", serán valorados a su valor razonable. Asimismo, las inversiones en acciones de sociedades que no tengan un precio de mercado cotizado en un mercado activo y cuyo valor razonable no pueda ser medido con fiabilidad, serán valoradas a coste.

En el caso de los "Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados", los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se incluyen en los resultados del periodo. En cuanto a los "Activos financieros disponibles para la venta", los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se reconocen directamente en el patrimonio neto hasta que el activo se enajena o se determine que ha sufrido un deterioro de valor, momento en el cual los beneficios o las pérdidas acumuladas reconocidos previamente en el patrimonio neto se incluyen en los resultados del periodo.

Los "*Préstamos y cuentas a cobrar*" y las "*Inversiones mantenidas al vencimiento*", son valorados a coste amortizado, reconociendo en la cuenta de resultados los intereses devengados en función de la tasa de interés efectiva correspondiente.

Las cuentas a cobrar que no devengan intereses de forma explícita se valoran por su valor nominal, siempre que el efecto de no actualizar financieramente los flujos de efectivo no sea significativo. La valoración posterior, en este caso, se continúa haciendo por su valor nominal.

Una pérdida por deterioro de valor para los activos financieros valorados a coste amortizado se produce cuando existe una evidencia objetiva de que el Grupo no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo a los términos originales de los mismos. El importe de la pérdida por deterioro de valor se reconoce como gasto en la cuenta de resultados y se determina por diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de caja futuros descontados a la tasa de interés efectiva. El importe en libros del activo se reduce mediante una cuenta correctora.

Si, en periodos posteriores, se pusiera de manifiesto una recuperación del valor del activo financiero valorado a coste amortizado, la pérdida por deterioro reconocida será revertida. Esta reversión tendrá como límite el valor en libros que hubiese tenido el activo financiero en caso de no haberse registrado la pérdida por deterioro de valor. El registro de la reversión se reconoce en el resultado del periodo.

Finalmente, una cuenta a cobrar no se considera recuperable cuando concurren situaciones tales como la disolución de la empresa, la carencia de activos a señalar para su ejecución, o una resolución judicial.

El Grupo da de baja los activos financieros cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero o se transfiere el activo financiero, y la transferencia cumple con los requisitos para su baja en las cuentas.

2.2.12) Existencias

Las existencias adquiridas para uso propio se valoran por el menor valor entre el coste y el valor neto realizable. El coste, se calcula como coste medio, e incluye los costes de adquisición (deducidos los descuentos comerciales, las rebajas obtenidas y otras partidas similares), transformación, así como otros costes en los que se haya incurrido para dar a las existencias su ubicación y condiciones actuales.

En el caso de los productos refinados, la asignación de costes se efectúa en proporción al precio de venta de los correspondientes productos (método del isomargen) debido a la dificultad existente para identificar los costes de transformación de cada producto.

El Grupo realiza una evaluación del valor neto realizable de las existencias al final del ejercicio, registrando con cargo a resultados la oportuna corrección de valor cuando su importe en libros es superior al valor neto realizable. Cuando las circunstancias que previamente causaron la corrección de valor dejan de existir, o cuando exista clara evidencia de incremento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

El valor neto realizable representa la estimación del precio de venta menos todos los costes estimados de terminación y los costes que serán incurridos en los procesos de comercialización, venta y distribución.

En el caso de las materias primas y los productos similares no será necesario corregir el valor en libros por debajo del coste siempre que se espere recuperar el mismo mediante la venta de los productos terminados a los que se incorporen y sean vendidos por encima del coste.

Las existencias de "commodities" destinadas a una actividad de "trading" se valoran a valor razonable menos los costes para la venta y los cambios de valor de las mismas se registran en la cuenta de resultados. Estas operaciones no representan un volumen significativo de las existencias del Grupo (ver Nota 12).

2.2.13) Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

Se consideran equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas necesarias para cumplir con los compromisos de pago a corto plazo, que se pueden transformar en una cantidad determinable de efectivo en un plazo inferior a 3 meses y cuyo riesgo de cambios en su valor es poco significativo.

2.2.14) Beneficio por acción

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el resultado del periodo atribuido a la sociedad dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho periodo teniendo en cuenta, en su caso, las acciones propias poseídas por el Grupo (ver Notas 2.1.2, 14.1 y 14.4).

2.2.15) Acciones propias

Las acciones propias se valoran a su coste de adquisición y se presentan minorando la cifra de patrimonio neto. Asimismo, cualquier ganancia o pérdida derivada de las mismas es reconocida directamente en el patrimonio neto.

2.2.16) Pasivos financieros

Los pasivos financieros son reconocidos inicialmente a su valor razonable, neto de los costes de transacción incurridos. Excepto por los instrumentos financieros derivados, el Grupo registra sus pasivos financieros con posterioridad al reconocimiento inicial a coste amortizado, dado que no posee pasivos financieros mantenidos para su negociación. Cualquier diferencia entre el importe recibido como financiación (neto de costes de transacción) y el valor de reembolso, es reconocida en la cuenta de resultados a lo largo de la vida del instrumento financiero de deuda, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Las participaciones preferentes que se detallan en la Nota 18 corresponden a esta categoría de

pasivo. Se registran inicialmente por su valor razonable neto de los costes de emisión incurridos y posteriormente siguiendo el método del coste amortizado, salvo que formen parte de alguna operación de cobertura, en cuyo caso se aplican los criterios establecidos en la Nota 2.2.25.

Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar corrientes son pasivos financieros que no devengan explícitamente intereses y que, en el caso de que el efecto de actualización financiera no sea significativo, son registrados por su valor nominal.

El Grupo registra la baja los pasivos financieros cuando las obligaciones son canceladas o expiran.

2.2.17) Provisiones y pasivos contingentes

Conforme a lo dispuesto en la normativa contable, el Grupo distingue entre:

a) Provisiones. Se trata de obligaciones presentes, legales o asumidas por la empresa, surgidas como consecuencia de un suceso pasado para cuya cancelación es probable que se produzca una salida de recursos y cuyo importe y momento pueden ser inciertos; y

b) Pasivos contingentes. Son aquellas obligaciones posibles surgidas de sucesos pasados cuya confirmación está sujeta a la ocurrencia o no de eventos fuera del control de la empresa, u obligaciones presentes surgidas de un suceso pasado cuyo importe no puede ser estimado de forma fiable o para cuya cancelación no es probable que tenga lugar una salida de recursos que incorporen beneficios económicos.

El registro contable de una provisión se efectúa al nacimiento de la responsabilidad o de la obligación que determine la indemnización o pago cuando su cuantía se pueda estimar de forma fiable y la obligación de liquidar el compromiso sea probable.

Cuando un contrato se califica como oneroso, las obligaciones presentes que se deriven del mismo son registradas en los estados financieros como provisiones.

Los pasivos contingentes no se reconocen como provisión en los estados financieros. No obstante lo anterior, se informa de los mismos siempre que la probabilidad de salida de recursos económicos para su cancelación no sea remota (ver Nota 34).

2.2.18) Planes de fidelización dirigido a los beneficiarios de los programas de retribución plurianual y Planes de adquisición de acciones

El Grupo Repsol tiene implantados planes de fidelización y de adquisición de acciones (ver información detallada sobre ambos planes en la Nota 17.d).

El coste estimado de las acciones a entregar en aplicación de los planes de fidelización se registra en el epígrafe “Gastos de personal” y en el epígrafe “Otras reservas” a medida que los empleados afectos a cada plan consolidan los derechos a recibir las acciones.

2.2.19) Pensiones y obligaciones similares

a) Planes de aportación definida

Repsol tiene reconocidos planes de pensiones de aportación definida para algunos colectivos, tanto directamente como a través de su participación en Gas Natural Fenosa (ver Nota 17).

El coste anual de estos planes se registra en la línea “*Gastos de personal*” de la cuenta de resultados.

b) Planes de prestación definida

Repsol, principalmente a través de su participación en Gas Natural Fenosa, tiene determinados planes de prestación definida. Las prestaciones a las que tienen derecho los trabajadores a la fecha de jubilación se reconocen en la cuenta de resultados de la forma siguiente:

i. El coste de los servicios del periodo corriente (entendiendo como tal el incremento en el valor actual de las obligaciones que se originan como consecuencia de los servicios prestados en el ejercicio por los empleados), en el capítulo "Gastos de Personal".

ii. El coste por intereses (entendiendo como tal el incremento producido en el ejercicio en el valor actual de las obligaciones como consecuencia del paso del tiempo), se recoge en el epígrafe "*Resultado Financiero*".

iii. El rendimiento de los activos asignados a la cobertura de los compromisos y los cambios en su valor, menos cualquier coste originado por su administración y los impuestos que les afecten, se recoge en el epígrafe "*Resultado Financiero*".

El pasivo reconocido con respecto a los planes de prestación definida es el valor actual de la obligación en la fecha del balance menos el valor razonable de los activos afectos al plan, junto con ajustes por costes por servicios pasados. La obligación por prestaciones definidas se calcula anualmente por actuarios independientes de acuerdo con el método de la unidad de crédito proyectada.

El importe íntegro de las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de los cambios en las hipótesis actuariales aplicadas se registra directamente en el epígrafe "*Reservas*" del Patrimonio Neto.

2.2.20) Subvenciones

a) Subvenciones de capital

Son aquellas relacionadas con activos no corrientes, que se valoran (i) por el importe concedido o valor nominal o (ii) por el valor razonable de los activos recibidos, en el caso de que éstos se hayan transmitido gratuitamente. Se registran en el pasivo del balance como ingresos diferidos en el momento en el que existe certeza de que van a ser recibidas.

En este epígrafe se incluyen entre otras, las subvenciones oficiales recibidas por Gas Natural Fenosa correspondientes a los convenios con Comunidades Autónomas para la gasificación o electrificación de municipios y otras inversiones gasistas o eléctricas para las que se han cumplido todas las condiciones establecidas y que se valoran por el importe concedido.

Estas subvenciones se imputan a la cuenta de resultados en función de la vida útil del activo cuyo coste financian. En los estados financieros se presentan los importes del activo y de la subvención obtenida de forma independiente en el activo y pasivo del balance.

b) Subvenciones de explotación

Son aquellas subvenciones no relacionadas con activos no corrientes que resultan exigibles por parte de la empresa y se registran como ingresos del ejercicio en el que puedan ser exigidas.

2.2.21) Ingresos diferidos

Los ingresos diferidos, se presentan en el epígrafe de "Otros pasivos no corrientes" del balance de

situación y corresponden principalmente a los ingresos por cesión de derechos de transporte por gasoducto, los ingresos por desplazamiento de la red de distribución de gas natural a cargo de terceros, así como los importes netos percibidos cada año en contraprestación de nuevas acometidas para la construcción de instalaciones de conexión a la red de gas o electricidad. Estos conceptos se imputan linealmente a resultados en el periodo de amortización del inmovilizado relacionado que varía entre 20 y 50 años.

Adicionalmente también se incluyen en este apartado como ingresos diferidos los importes asociados a los derechos de emisión de CO_2 recibidos a título gratuito (Ver Nota 2.2.6 b)).

2.2.22) Arrendamientos

La determinación de si un acuerdo incluye o no un arrendamiento a efectos contables se basa en la sustancia económica del contrato y requiere, en la fecha de inicio del mismo, la evaluación de si el cumplimiento del acuerdo depende del uso de un activo específico y de si el acuerdo otorga el derecho de uso del mismo.

Dentro de esta categoría podemos distinguir:

a) Arrendamientos financieros

Los arrendamientos son clasificados como financieros cuando el arrendador transfiere sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo al arrendatario. La propiedad legal del activo, en su caso, puede o no ser transferida al arrendatario al final del contrato de arrendamiento.

Cuando las sociedades del Grupo actúan como arrendatarias de un bien en arrendamiento financiero, los activos arrendados se presentan en el balance de situación consolidado según la naturaleza del bien objeto del contrato y, simultáneamente, se registra un pasivo financiero en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes" del balance de situación por el mismo importe. Dicho importe será el menor entre el valor razonable del bien arrendado o el valor actual de las cantidades no contingentes ni relacionadas con la prestación de servicios a pagar al arrendador incluyendo, en su caso, el precio de ejercicio de la opción de compra cuando se prevea, al inicio del arrendamiento, su ejercicio con suficiente grado de certeza. Estos activos se amortizan conforme a los criterios aplicados para el resto de activos de la misma naturaleza o en el plazo del arrendamiento, cuando éste sea inferior, siempre y cuando no exista certeza razonable de que el arrendatario obtendrá la propiedad al término del plazo del arrendamiento.

La carga financiera correspondiente a la actualización del pasivo financiero, se distribuye entre los periodos que constituyen el plazo del arrendamiento, obteniendo una tasa de interés constante en cada periodo, sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. Los gastos financieros derivados de dicha actualización financiera se registran mediante un cargo en el epígrafe "*Resultado financiero*" de la cuenta de resultados consolidada.

b) Arrendamientos operativos

Los arrendamientos en los cuales la propiedad del bien arrendado y sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo permanecen en el arrendador, son clasificados como operativos.

Los gastos procedentes de los contratos de arrendamiento se reconocen en el epígrafe "*Otros gastos de explotación*" de la cuenta de resultados según se incurren.

En aquellos casos en los que el Grupo figura como arrendador los ingresos se reconocen en el epígrafe "*Otros ingresos de explotación*" de la cuenta de resultados según se devengan.

2.2.23) Impuesto sobre beneficios

Repsol registra en la cuenta de resultados del ejercicio el importe devengado del impuesto que grava la renta de las sociedades, para cuyo cálculo se toman en consideración las diferencias existentes entre el devengo contable y el devengo fiscal de las transacciones y otros sucesos del ejercicio corriente que hayan sido objeto de reconocimiento en los estados financieros, dando origen así a las diferencias temporarias y el correspondiente reconocimiento de determinados activos y pasivos por impuestos diferidos que aparecen en el balance de situación. Estos importes se registran aplicando a la diferencia temporaria el tipo de gravamen al que se espera que sean recuperadas o liquidadas.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias imponibles, salvo si la diferencia temporaria se deriva del reconocimiento inicial del fondo de comercio, cuya amortización no es deducible a efectos fiscales o salvo que resulte de aplicación la excepción al registro de pasivos por impuestos diferidos en casos de diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en dependientes, sucursales y asociadas.

Por su parte, los activos por impuestos diferidos, tanto los identificados como diferencias temporarias como el resto (bases imponibles negativas y deducciones pendientes de compensar) se registran cuando se considere probable que las entidades del Grupo vayan a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales contra las que poder hacerlos efectivos. Adicionalmente, para reconocer un activo por impuesto diferido identificado como diferencia temporaria, es necesario que la reversión se vaya a producir en un plazo cercano.

El gasto devengado del Impuesto sobre beneficios incluye tanto el gasto por el impuesto diferido como el gasto por el impuesto corriente, entendido éste como la cantidad a pagar (o recuperar) relativa al resultado fiscal del ejercicio (ver Nota 23).

En la línea "*Impuesto sobre beneficios*" de la cuenta de resultados adjunta se incluyen, tanto el gasto devengado del impuesto sobre beneficios, como las dotaciones netas del ejercicio de las provisiones para contingencias, en la medida en que éstas se refieran al Impuesto sobre beneficios.

Los impuestos corrientes y los impuestos diferidos se reconocen fuera del resultado si se relacionan con partidas que se reconocen fuera del resultado; los que se relacionan con partidas que se reconocen en algún epígrafe incluido dentro de "*ajustes por cambios de valor*", se registran en dicho epígrafe y los que se relacionan con partidas que se reconocen directamente en patrimonio, se registran en el epígrafe de patrimonio en que se registró el efecto de la transacción que los generó.

2.2.24) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos se valoran por el valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar y representan los importes a cobrar por los bienes entregados y los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos, y cantidades recibidas por cuenta de terceros, tales como el Impuesto sobre el valor añadido.

En las ventas en las que el Grupo actúa como agente, no se registran la totalidad de los ingresos y gastos asociados a la transacción, sino que únicamente se registra como ingreso el margen de intermediación recibido o pendiente de recibir.

Con el objetivo de minimizar los costes de transporte y optimizar la cadena logística del Grupo, se llevan a cabo operaciones de intercambio de productos petrolíferos de naturaleza similar con otras compañías en localizaciones geográficas distintas. Estos acuerdos incluyen cláusulas para adecuar a través de una contraprestación económica el valor de los productos intercambiados en

función de las especificaciones técnicas de los mismos y los lugares de entrega y recepción de la mercancía. Estas transacciones no se registran en la cuenta de resultados del ejercicio como compras y ventas individuales, sino que se registran por el neto.

Los ingresos procedentes de las ventas de bienes se registran en el momento en que los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad han sido transferidos. Los ingresos asociados a la prestación de servicios se reconocen considerando el grado de realización de la prestación a la fecha de balance, siempre y cuando el resultado de la transacción pueda ser estimado con fiabilidad. Los ingresos por intereses se devengan siguiendo un criterio financiero temporal, en función del principal pendiente de pago y el tipo de interés efectivo aplicable. Los ingresos por dividendos procedentes de inversiones se reconocen cuando los derechos de cobro de los accionistas han sido establecidos.

Los gastos se reconocen cuando se produce el decremento en los beneficios económicos futuros asociados a una disminución de un activo o a un incremento de un pasivo que se puede medir de forma fiable.

Como consecuencia del marco jurídico para la comercialización de hidrocarburos en aquellos países en los que el Grupo desarrolla su actividad, Repsol refleja como gasto y como ingreso los impuestos especiales y aquellos de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos.

Los trabajos destinados a la gestión del agua, a la protección de la atmósfera, a la gestión de residuos, a la remediación de suelos y aguas subterráneas y al desarrollo de sistemas de gestión medioambiental tienen la consideración de gasto medioambiental y su tratamiento contable se realiza de acuerdo con los criterios antes indicados.

2.2.25) Operaciones con instrumentos financieros derivados

El Grupo contrata instrumentos financieros derivados para cubrir su exposición a los riesgos financieros y comerciales por la variación de los tipos de interés, de los tipos de cambio o de los precios de determinadas "commodities". Todos los instrumentos financieros derivados son inicialmente reconocidos a valor razonable en la fecha de inicio de contrato y posteriormente son valorados a su valor razonable. Los derivados se registran como activo cuando su valor razonable es positivo y como pasivo cuando es negativo. Las diferencias en el valor razonable se reconocen en la cuenta de resultados, salvo tratamiento específico bajo contabilidad de coberturas cuando corresponda.

Para la valoración de los derivados, se utilizan precios cotizados de mercado a la fecha de cierre del balance, en el caso en que estén disponibles. Tal es el caso de los contratos a futuro sobre productos. Cuando no existen precios de mercado cotizados para los instrumentos financieros derivados contratados, se estima su valor razonable descontando los flujos de caja futuros asociados a los mismos de acuerdo con los tipos de interés, tipos de cambio, diferenciales de crédito, volatilidades y curvas de precios forward vigentes en las fechas de cierre del balance de situación. Este método de valoración se ha aplicado a los siguientes instrumentos:

- permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés;
- permutas financieras de tipo de interés;
- contratos a plazo de tipo de cambio;
- permutas sobre el precio de crudo y productos;
- opciones sobre tipo de interés.
- opciones sobre precio del crudo

Si bien el Grupo aplica técnicas de valoración habituales de mercado, cambios en los modelos de valoración o en las hipótesis aplicadas en los mismos podrían resultar en valoraciones de dichos

instrumentos distintas de las que han sido registradas en el balance de situación, la cuenta de resultados y/o el patrimonio neto.

Seguidamente se detallan los criterios de registro y valoración de los instrumentos financieros derivados atendiendo a los distintos tipos de contabilidad de coberturas:

a) Cobertura de valor razonable

Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y que pueda afectar al resultado del periodo.

Los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura y los cambios en el valor razonable de las partidas cubiertas atribuibles al riesgo cubierto, se registran en la cuenta de resultados.

b) Cobertura de flujos de caja

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido contablemente, con una transacción prevista altamente probable o con un compromiso en firme si el riesgo cubierto es el de tipo de cambio y que (ii) pueda afectar al resultado del periodo.

La parte efectiva de los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura se recogen en el patrimonio neto y la ganancia o pérdida relativa a la parte inefectiva (que se corresponde con el exceso, en términos absolutos, de la variación acumulada en el valor razonable del instrumento de cobertura sobre la correspondiente a la partida cubierta) es reconocida en la cuenta de resultados. Los importes acumulados en patrimonio neto se transfieren a la cuenta de resultados en los periodos en los que las partidas cubiertas afecten a la cuenta de resultados o, en el caso de cobertura de una transacción que termine en el reconocimiento de un activo o un pasivo no financiero, se incluyen en el coste del activo o pasivo cuando el mismo es reconocido en el balance.

c) Cobertura de inversión neta

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

Las coberturas de inversiones netas en operaciones en el extranjero son contabilizadas de forma similar a las coberturas de flujos de caja, si bien los cambios en la valoración de estas operaciones se contabilizan en el epígrafe "*Diferencias de conversión*" en el patrimonio de los balances de situación consolidados adjuntos.

Las diferencias de conversión se transferirán a la cuenta de resultados cuando se produzca la enajenación o disposición de la operación en el extranjero objeto de la cobertura.

Para los tres tipos de operaciones de cobertura anteriormente descritas, el Grupo documenta en el nacimiento de cada transacción la relación entre el instrumento de cobertura y las partidas cubiertas, así como el objetivo de gestión del riesgo y estrategia de cobertura para las diversas transacciones cubiertas. El Grupo también documenta sus valoraciones, tanto en el inicio de la cobertura así como en su comportamiento posterior.

La contabilización de coberturas es interrumpida cuando el instrumento de cobertura vence, es vendido o ejercido, o deja de cumplir los criterios para la contabilización de coberturas. En ese

momento, cualquier beneficio o pérdida acumulada correspondiente al instrumento de cobertura que haya sido registrado en el patrimonio neto se mantiene dentro del patrimonio neto hasta que se produzca la transacción objeto de cobertura.

Los compromisos en firme a largo plazo de compra y venta de gas y crudo se analizan con el fin de determinar si los mismos se corresponden con las necesidades de aprovisionamiento o comercialización de la actividad normal del Grupo o si, por el contrario, constituyen un derivado y deben ser valorados de acuerdo a los criterios establecidos en la NIC 39 *Instrumentos financieros - reconocimiento y medición*.

En los casos en que existan derivados implícitos contenidos en otros instrumentos financieros o en otros contratos principales de distinta naturaleza, los mismos se consideran contablemente como derivados separados cuando sus riesgos y características no estén estrechamente relacionados con los de los contratos principales y cuando dichos contratos principales no se registren a su valor razonable con cambios en la cuenta de resultados.

(3) ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES

La preparación de los estados financieros de acuerdo con principios contables generalmente aceptados, requiere que se realicen suposiciones y estimaciones que afectan a la valoración de los los activos y pasivos registrados, la presentación de activos y pasivos contingentes al final del ejercicio, así como a los ingresos y gastos reconocidos a lo largo del ejercicio. Los resultados actuales podrían diferir dependiendo de las estimaciones realizadas.

Los principios contables y las áreas que requieren una mayor cantidad de juicios y estimaciones en la preparación de los estados financieros son: (i) las reservas de crudo y de gas natural; (ii) provisiones por litigios y otras contingencias, (iii) el cómputo del impuesto de beneficios y activos por impuestos diferidos, (iv) el test de deterioro y el cálculo del valor recuperable del valor de los activos (ver Notas 2.2.10, 6 y 7) (v) los instrumentos financieros derivados (ver Notas 2.2.25 y 20) y (vi) los instrumentos financieros registrados como consecuencia del proceso de expropiación de YPF S.A. e YPF GAS S.A. (ver Nota 4.3).

Reservas de crudo y gas

La estimación de las reservas de crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones de la Compañía. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción (ver Nota 7). Cualquier modificación en los volúmenes de reservas podría tener un impacto significativo sobre los resultados del grupo.

Repsol prepara sus estimaciones y suposiciones relativas a las reservas de crudo y gas teniendo en cuenta las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas establecidas para la industria del crudo y el gas por la SEC (*U.S. Securities and Exchange Comission*) y los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE).

Provisiones por litigios y otras contingencias

El coste final de la liquidación de denuncias, reclamaciones y litigios puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por tanto, cualquier variación en circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la provisión por contingencias registrada.

Adicionalmente, Repsol realiza juicios y estimaciones al registrar costes y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales que están basados en la información actual relativa a costes y planes esperados de remediación. En el caso de las provisiones medioambientales, los costes pueden diferir de las estimaciones debido a cambios en leyes y regulaciones, descubrimiento y análisis de las condiciones del lugar, así como a variaciones en las tecnologías de saneamiento. Por tanto, cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de provisiones, así como en las normas y regulaciones, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas para estos costes (ver Nota 34 y Nota 35).

Cómputo del impuesto sobre beneficios y activos por impuestos diferidos

La correcta valoración del gasto en concepto de impuesto sobre beneficios depende de varios factores, incluyendo estimaciones en el ritmo y la realización de los activos por impuestos diferidos y la periodificación de los pagos del impuesto sobre beneficios. Los cobros y pagos actuales pueden diferir materialmente de estas estimaciones como resultado de cambios en las normas impositivas, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los balances de impuestos de la compañía (Ver Nota 23).

(4) EXPROPIACIÓN DE LAS ACCIONES DEL GRUPO REPSOL EN YPF S.A. E YPF GAS S.A.

Durante 1999, como parte de su estrategia de crecimiento internacional, el Grupo adquirió, a través de una serie de operaciones, el 98,94% de YPF S.A., empresa argentina líder en el sector de hidrocarburos y anterior monopolio estatal de petróleo y gas en Argentina. En 2008, Repsol vendió el 14,9% de YPF S.A. a Petersen Energía S.A. (en adelante "Petersen Energía") y le otorgó dos opciones de compra sobre una participación adicional del 10,1% de YPF S.A., las cuales fueron ejercitadas en 2008 y 2011. (Ver Nota 4.2). Durante 2010 y 2011 Repsol vendió porcentajes adicionales de YPF S.A. A 31 de diciembre de 2011 y antes de la pérdida de control de YPF S.A. por la intervención y expropiación de YPF e YPF Gas, el porcentaje de participación del Grupo en YPF S.A. ascendía a un 57,43%.

4.1) Decreto de Intervención y Ley de Expropiación de YPF e YPF Gas

El día 16 de abril de 2012, el Poder Ejecutivo de la República Argentina anunció la remisión al Poder Legislativo de un proyecto de Ley relativo a la soberanía hidrocarburífera de la República Argentina en el que se declaraba de interés público y objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como su exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización. Asimismo el artículo 7º del proyecto de Ley declaraba de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. representado por igual porcentaje de acciones "Clase D" de YPF S.A. pertenecientes a Repsol y a sus controlantes o controladas. La participación del Grupo Repsol en YPF S.A. en dicha fecha era del 57,43% de su capital.

Ese mismo día, el Gobierno de la República Argentina aprobó un Decreto de Necesidad y Urgencia (el "Decreto de Intervención"), efectivo desde esa fecha, que dispuso la intervención temporal de YPF S.A. por un plazo de 30 días y el nombramiento de un ministro del Gobierno como interventor de YPF S.A., que asumía todas las facultades de su Directorio (Consejo de Administración).

Repsol comunicó a la CNMV mediante "hecho relevante" de 16 de abril de 2012 su rechazo a las medidas expropiatorias mencionadas.

El 18 de abril de 2012, el Gobierno argentino aprobó la ampliación del alcance del Decreto de Intervención a YPF Gas S.A., en aquel momento denominada Repsol YPF Gas S.A., sociedad de nacionalidad argentina dedicada al fraccionamiento, envasado, transporte, distribución y comercialización de GLP y en la que Repsol Butano, S.A. ostentaba en dicha fecha un 84,997% de su capital social.

Tras la rápida tramitación parlamentaria del proyecto antes citado, el 7 de mayo de 2012 el Boletín Oficial de la República Argentina publica la Ley 26.741 (la "Ley de Expropiación de YPF"), que entra en vigor ese mismo día, por la que:

- Se declaran de utilidad pública y sujetos a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. representado por igual porcentaje de las acciones "Clase D" de dicha sociedad, pertenecientes a Repsol, sus controlantes o controladas de forma directa o indirecta, así como el 51% del patrimonio de YPF Gas S.A. representado por el 60% de las acciones "Clase A" de dicha sociedad pertenecientes a Repsol Butano, S.A., sus controlantes o controladas.

- Se establece que el Poder Ejecutivo Nacional ejercerá todos los derechos que confieren las acciones a expropiar, configurándose de este modo una "ocupación temporánea" de las indicadas acciones en los términos previstos en la Ley 21.499 (Ley Nacional de Expropiaciones).

- La tramitación de los procesos de expropiación se regirá por lo establecido en la indicada Ley 21.499, actuando como expropiante el Poder Ejecutivo Nacional y el precio de los bienes sujetos a expropiación se determinará conforme a lo previsto en el artículo 10 y concordantes de la citada Ley, correspondiendo la tasación al Tribunal de Tasaciones de la Nación.

El mismo 7 de mayo de 2012, el Poder Ejecutivo de la República Argentina designó al Gerente General de YPF S.A.

La intervención de YPF S.A. concluyó con la celebración, el 4 de junio de 2012, de la Asamblea de Accionistas de la compañía, que había sido convocada por el presidente de la Comisión Nacional de Valores. En esta Asamblea, el Gerente General fue designado miembro del Directorio y, posteriormente, ese órgano lo designó Presidente. Asimismo, dicha Asamblea procedió, entre otros acuerdos, a la remoción de la totalidad de los directores titulares y suplentes, de los síndicos titulares y suplentes y de los miembros, titulares y suplentes de la Comisión Fiscalizadora, y a la designación de sus remplazantes. De los 17 nuevos miembros titulares del Directorio, la Asamblea de Accionistas nombró un Director a propuesta de Repsol. Esta cifra se ha visto incrementada en 2013, la Asamblea de Accionistas de YPF S.A. de 30 de abril de 2013, continuada el 30 de mayo de 2013, nombró dos Directores a propuesta de Repsol.

Tanto las Asambleas de Accionistas de YPF S.A. de 4 de junio, 17 de julio y 13 de septiembre de 2012 y la de 30 de abril de 2013 -continuada el 30 de mayo de 2013-, así como las Asambleas de YPF Gas S.A. de 6 de julio y 20 de diciembre de 2012 y la de 16 de mayo de 2013, han sido impugnadas por Repsol, S.A. y por Repsol Butano, S.A., respectivamente, por considerar, entre otros argumentos, que las mismas no se encontraban válidamente constituidas por traer causa de un proceso expropiatorio ilegítimo e inconstitucional.

No se han producido cambios relevantes en el marco legal que instrumentó el proceso expropiatorio de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

Repsol viene señalando que la expropiación es manifiestamente ilícita y gravemente discriminatoria (ya que sólo afecta a YPF S.A. e YPF Gas S.A. y no a otras empresas petroleras en Argentina; adicionalmente, sólo se somete a expropiación la participación de uno de los accionistas de YPF S.A. y de YPF Gas S.A., Repsol); que no se justifica de forma alguna la utilidad pública que se persigue con la misma y supone un patente incumplimiento de las obligaciones asumidas por el Estado argentino cuando llevó a cabo la privatización de YPF S.A., que viola los más fundamentales principios de seguridad jurídica y de confianza de la comunidad inversora internacional, reservándose por tales motivos todos los derechos y acciones que pudieran corresponderle para preservar sus derechos, el valor de todos sus activos y los intereses de sus accionistas, al amparo del Derecho argentino, la normativa de valores de los mercados en los que YPF S.A. cotiza y el Derecho internacional, incluyendo el "Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina", suscrito entre España y Argentina en 1991.

En concreto y según se detalla en el apartado *Procedimientos iniciados como consecuencia de la expropiación de las acciones del Grupo en YPF S.A.* de la Nota 34, Repsol continua con todas las acciones legales previamente iniciadas: (i) por vulneración del "Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina", ante el tribunal arbitral del CIADI, el cual, conforme al Convenio de Washington, iniciado el procedimiento, atrae para sí la competencia exclusiva para entender sobre la legalidad de la expropiación y ante el que se ha solicitado, entre otras, la restitución de las acciones expropiadas o, alternativamente, a solicitud de las demandantes, que se condene a Argentina a satisfacer una compensación adecuada, y además la indemnización de todos los daños y perjuicios adicionales causados; (ii) por inconstitucionalidad de la intervención de YPF S.A. e YPF Gas S.A. y de la ocupación temporánea por el Gobierno argentino de los derechos derivados de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. expropiadas de titularidad del Grupo, ante los tribunales argentinos; (iii) por incumplimiento del Estado argentino de la obligación de formular una oferta pública de adquisición sobre las acciones de YPF S.A. antes de tomar el control de la sociedad, ante los tribunales del estado de Nueva York y (iv) otros procedimientos judiciales iniciados en diversas jurisdicciones (tribunales españoles y tribunales del estado de Nueva York) para preservar los activos de la sociedad confiscada y evitar que empresas petroleras competidoras (hasta la fecha Chevron y Bridas), aprovechándose de las infracciones normativas ocurridas, obtengan ventaja indebida de determinados activos pertenecientes a YPF S.A. mediante la firma de acuerdos cuya validez por tal motivo es cuestionada en esos procesos.

En noviembre de 2013, el Gobierno argentino anunció un principio de acuerdo acerca de la compensación por la expropiación de las acciones del Grupo Repsol representativas del 51% del capital social de YPF S.A. e YPF Gas S.A. El Consejo de Administración de Repsol, en su reunión de 27 de noviembre de 2013, analizó y valoró positivamente el mismo y, con el objeto de desarrollarlo y sin perjuicio del mantenimiento entretanto de todas las actuaciones contra la expropiación o relacionadas con ella, decidió iniciar un proceso de conversaciones con dicho Gobierno, a fin de explorar la posibilidad de una solución pronta, justa y eficaz a la controversia, sobre la base de una compensación cierta y líquida de 5.000 millones de USD, y en el que se debería atender a las exigencias que plantea la complejidad propia del asunto y responder a términos y garantías apropiados para asegurar su eficacia. En la misma reunión, el Consejo de Administración acordó la contratación de un Banco de Inversión de prestigio internacional para apoyar al equipo de Repsol en el proceso y facilitar una conducción profesional del mismo.

4.2) Acuerdos entre Repsol y el grupo Petersen, otros acuerdos de préstamo relacionados con el grupo Petersen.

En el año 2007 Repsol decidió potenciar la integración de la gestión de YPF S.A. en el tejido económico, empresarial y social argentino, incorporando socios locales a la gestión de la

compañía.

Con ese propósito, en 2008 Repsol vendió el 14,9% de YPF S.A. a Petersen Energía y le otorgó dos opciones de compra sobre un total del 10,1% de YPF S.A., las cuales fueron ejercitadas en 2008 y 2011. La operación, de envergadura económica, fue financiada por un grupo internacional de bancos y por Repsol. En su ejecución, de acuerdo con lo establecido en los estatutos sociales de YPF S.A., Petersen Energía realizó una Oferta Pública de Adquisición (OPA) sobre el 100% del capital de YPF S.A., autorizada por el Gobierno argentino, en cuya virtud Petersen Energía adquirió un 0,462% adicional del capital social de YPF S.A. Estas operaciones también contaron para su ejecución con un préstamo otorgado por el Banco Santander en junio de 2008 (el "Préstamo 1ª Opción"), garantizado por Repsol. A 31 de diciembre de 2011 y antes de la pérdida del control de YPF S.A. por el Grupo por la citada expropiación, el Grupo Petersen era titular del 25,46% de la petrolera argentina.

El 23 de abril de 2012, el interventor del Gobierno suspendió la celebración de la Asamblea ordinaria de Accionistas de YPF S.A., convocada por el Directorio de la sociedad para el 25 de abril de 2012, lo que determinó la imposibilidad de Grupo Petersen de afrontar los vencimientos de los préstamos obtenidos para financiar la adquisición de su participación en YPF S.A. Esto a su vez provocó (a) el incumplimiento o default de los contratos de préstamo con los bancos financiadores y con Repsol; (b) la ejecución por parte de Repsol de las garantías pignoraticias que tenía a su favor sobre las acciones de la propia YPF S.A. de titularidad de Grupo Petersen, y (c) la entrada en concurso de acreedores de las sociedades del Grupo Petersen prestatarias.

Por otro lado, con relación al Préstamo 1ª Opción, el 18 de mayo de 2012, el Banco Santander reclamó a Repsol el pago parcial del préstamo en calidad de garante, que atendió mediante el pago de 4,6 millones de dólares. A su vez en abril de 2013, Repsol ejecutó parcialmente la prenda que tenía a su favor sobre 322.830 ADSs de YPF S.A. (0,08% del capital social de YPF S.A.). El 15 de noviembre de 2013, el Banco Santander notificó a Repsol como garante, el vencimiento final del préstamo citado, que hizo efectivo mediante pago de 92 millones de dólares. Se estima que en abril de 2014 Repsol podrá ejecutar el remanente de la prenda, otorgada a su favor.

4.3) Tratamiento contable de la expropiación

Intervención, pérdida de control y hechos relacionados con la pérdida de control.

Debido a los hechos señalados en la Nota 4.1, en 2012, se produjo la pérdida del control de YPF S.A. e YPF Gas S.A. por parte de Repsol y, como consecuencia, la desconsolidación contable de las mismas, lo que supuso dar de baja del balance consolidado de Repsol sus activos, pasivos e intereses minoritarios, así como las diferencias de conversión correspondientes.

En 2012, y desde la pérdida de control, de acuerdo con la normativa contable aplicable, las actividades de YPF S.A. y de YPF Gas S.A. se consideraron actividades interrumpidas, por lo que los resultados aportados al Grupo por ambas sociedades se clasificaron en los epígrafes específicos para las mismas. A 31 de diciembre de 2012 el importe aportado por YPF S.A. e YPF Gas S.A. en el epígrafe "*Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas"* por los resultados netos de impuestos y de intereses minoritarios, desde el inicio del ejercicio y hasta el momento de la pérdida de control, ascendió a 147 millones de euros y 2 millones de euros, respectivamente (véase Nota 27 Resultado de Operaciones Interrumpidas).

En el cuadro siguiente se incluye el desglose de los activos, pasivos e intereses minoritarios de YPF S.A. e YPF Gas S.A. que formaban parte del balance consolidado y que se dieron de baja en el ejercicio 2012:

	Millones de euros [1]		
ACTIVO	**YPF**	**YPF Gas**	**Total**
Inmovilizado Intangible:	2.040	4	2.044
a) Fondo de Comercio	1.804	4	1.808
b) Otro inmovilizado intangible	236	-	236
Inmovilizado material	8.781	32	8.813
a) Inversiones en zonas con reservas	5.886	-	5.886
b) Otros costes de exploración	120	-	120
c) Maquinaria e instalaciones	1.085	7	1.092
d) Elementos de transporte	51	1	52
e) Otros epígrafes del inmovilizado	1.639	24	1.663
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	33	1	34
Activos financieros no corrientes	83	-	83
Activos por impuesto diferido	210	3	213
Otros activos no corrientes	97	-	97
ACTIVO NO CORRIENTE	**11.244**	**40**	**11.284**
Existencias	1.270	3	1.273
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	1.120	29	1.149
Otros activos corrientes	73	-	73
Otros activos financieros corrientes	12	-	12
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	229	22	251
ACTIVO CORRIENTE	**2.704**	**54**	**2.758**
TOTAL ACTIVO	**13.948**	**94**	**14.042**
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE [2]	**(589)**	**(16)**	**(605)**
INTERESES MINORITARIOS	**2.735**	**7**	**2.742**
Subvenciones	46	-	46
Provisiones no corrientes	1.623	5	1.628
Pasivos financieros no corrientes	741	-	741
Pasivos por impuesto diferido	1.063	-	1.063
Otros pasivos no corrientes	30	-	30
PASIVO NO CORRIENTE	**3.503**	**5**	**3.508**
Provisiones corrientes	172	-	172
Pasivos financieros corrientes	1.250	-	1.250
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	2.157	39	2.196
PASIVO CORRIENTE	**3.579**	**39**	**3.618**
TOTAL PATRIMINIO NETO, INTERESES MINORITARIOS Y PASIVO	**9.228**	**35**	**9.263**
VALOR NETO	**4.720**	**59**	**4.779**

(1) Los activos, pasivos e intereses minoritarios de ambas compañías se corresponden con los registrados en el balance de situación consolidado a 31 de marzo de 2012.

(2) Corresponde a las diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio por la participación del Grupo en YPF S.A. y en YPF Gas S.A.

Las diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio neto por la participación del Grupo en YPF S.A. e YPF Gas S.A. generadas hasta el momento de la pérdida de control fueron traspasadas a los epígrafes relativos a operaciones interrumpidas de la cuenta de resultados correspondiente al ejercicio 2012.

Por otra parte, se identificaron otros activos y pasivos relacionados con las inversiones en YPF S.A., que se vieron afectados por el cambio de control y el proceso de expropiación, tales como los préstamos y garantías relacionadas con la financiación al grupo Petersen para la adquisición de su participación en YPF S.A. Los efectos contables derivados de la valoración de estas operaciones se registraron en los epígrafes de la cuenta de resultados relativos a operaciones interrumpidas del ejercicio 2012, dado que los mismos estaban estrechamente relacionados con el proceso de expropiación de las acciones del Grupo en YPF S.A.

El Grupo había concedido al grupo Petersen dos préstamos con la garantía de sendas prendas sobre acciones Clase D de YPF S.A., en la forma de ADSs, titularidad del grupo Petersen. El 30 de mayo de 2012, Repsol notificó al grupo Petersen el vencimiento anticipado de dichos contratos de préstamo. El importe provisionado por dichos préstamos, neto del valor de mercado de las acciones pignoradas, ascendió a 1.402 millones de euros.

Por otro lado, y respecto al Préstamo 1ª Opción, a 31 de marzo de 2012 el importe garantizado por Repsol al respecto ascendía a 96 millones de dólares. El 18 de mayo de 2012 Repsol en calidad de garante de dicho préstamo efectuó al Banco Santander el pago de 4,6 millones de dólares. Como consecuencia de lo anterior el Grupo registró una provisión para riesgos y gastos por un importe bruto de 54 millones de euros que cubría el importe máximo de las responsabilidades asumidas por Repsol menos el importe correspondiente al valor de realización en el mercado de las acciones pignoradas como contragarantía y que representaban el 0,56% del capital de YPF S.A.

La participación del Grupo Repsol en el capital de YPF S.A. y de YPF Gas S.A. derivada tanto de las acciones sujetas al procedimiento de expropiación - que continúan siendo titularidad del Grupo - como del resto de las acciones, se registraron, como consecuencia de la pérdida de control, por su naturaleza, es decir, como instrumentos financieros. En concreto, las acciones objeto de expropiación, se registraron por un importe inicial de 5.373 millones de euros en el epígrafe *"Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación"* (5.343 millones de euros por las acciones de YPF S.A. sujetas a expropiación y 30 millones por las acciones de YPF Gas S.A.) y el resto de las acciones que no habían sido objeto de expropiación, se registraron como "*Activos financieros disponibles para la venta*" por un importe inicial de 300 millones de euros (280 millones de euros por las correspondientes a YPF S.A. y 20 millones de euros por las de YPF Gas S.A.)

Posteriormente las variaciones de valor, tanto en el caso de las acciones clasificadas como "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación"*, como en el de las registradas en el epígrafe "*Activos financieros disponibles para la venta"*, se han reconocido directamente en el patrimonio, en el epígrafe "*Ajustes por cambios de valor"*, hasta que se transmita la propiedad de las acciones o se determine que han sufrido un deterioro de valor, momento en el cual los beneficios o las pérdidas acumulados reconocidos previamente en el patrimonio se transferirán a la cuenta de resultados.

Sin perjuicio de los derechos y reclamaciones de Repsol en los foros oportunos por la ilegalidad de la expropiación y de las valoraciones que se efectúen en dicho proceso, la determinación del valor de las acciones, a efectos de su registro contable, se realizó de conformidad con lo dispuesto en la NIC 39. La referencia de la norma contable al valor razonable o valor de realización obliga a distinguir entre las acciones sujetas a expropiación y el resto de las acciones titularidad de Repsol.

Para las primeras, registradas en el epígrafe *"Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación",* la determinación del valor razonable debe tener como referencia el valor recuperable esperado como consecuencia del proceso de expropiación, esto es, el precio o indemnización que finalmente el Gobierno Argentino haría efectivo a Repsol. Para la estimación de ese valor Repsol tomó en consideración los criterios de valoración que razonablemente cabía esperar que fueran aplicables por los órganos y tribunales llamados a decidir sobre la fijación del precio o indemnización derivado del proceso expropiatorio. Puesto que este precio o compensación todavía no se había fijado y que resultaba posible que debiera hacerse en el curso de un proceso litigioso en el que influirían circunstancias ajenas al control del Grupo, había que tener presente que la estimación del valor recuperable conllevaría incertidumbres tanto sobre su cuantía como sobre la fecha y la forma en que se haría efectiva.

Por lo que se refiere a las acciones de YPF S.A. registradas como "*Activos financieros disponibles para la venta"* (que forman parte del epígrafe "*Activos financieros no corrientes"* del balance de situación adjunto), fueron valoradas inicialmente a su valor de mercado, que se correspondía con su precio de cotización al ser susceptibles de negociación en el mercado de valores correspondiente.

Por último la totalidad de las acciones de YPF Gas S.A. al no estar negociadas en un mercado organizado activo, se valoraron inicialmente siguiendo criterios análogos a los indicados para la participación expropiada de YPF S.A.

Los impactos fiscales de todos los hechos descritos supusieron el registro inicial de un activo por impuesto diferido por importe de 524 millones de euros.

El efecto neto registrado en 2012, en la cuenta de resultados del Grupo como consecuencia de todos los efectos anteriormente mencionados por el proceso de expropiación ascendió a una pérdida neta de impuestos de 38 millones de euros que figura registrada en el epígrafe "*Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos"* de la cuenta de resultados (Véase Nota 27).

Valoración posterior de activos y pasivos tras la pérdida de control

Al cierre del ejercicio 2013 se han revaluado las acciones expropiadas para ajustar su valor al importe que sería recuperable como consecuencia de un posible acuerdo transaccional que ponga fin a la controversia sobre la expropiación. Atendiendo al principio de acuerdo anunciado en noviembre de 2013 y a las bases del proceso negociador establecidas por Repsol, ese valor recuperable se ha estimado en 5.000 millones de dólares, estando sujeto en cualquier caso a la incertidumbre propia del desenlace final de la negociación en curso (véase Nota 37 *"Hechos posteriores"*). En este sentido, se ha registrado un deterioro del valor de las acciones clasificadas como "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*" por importe neto de 1.279 millones de euros en el epígrafe "*Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas*". Dicho importe incluye 161 millones de euros por el efecto neto acumulado por variaciones en el tipo de cambio que había sido registrado en el epígrafe "*Ajustes por cambios de valor*" dentro del patrimonio neto del Grupo. Cualquier modificación en las hipótesis consideradas como razonables en la valoración de los derechos expropiados podría generar cambios positivos y negativos en el importe por el que se registró la participación en YPF S.A. e YPF Gas S.A. y por tanto, tener un efecto significativo en los estados financieros del Grupo.

A 31 de diciembre de 2013 y 2012 el saldo registrado en dicho epígrafe "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*" por las acciones sujetas a expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. asciende a 3.625 y 5.392 millones de euros, respectivamente.

En relación con los préstamos concedidos a Petersen, el 8 de noviembre de 2012 Repsol ejecutó las prendas asociadas a esos préstamos por un total de 21.174.920 acciones Clase D de YPF S.A., en forma de ADSs, que representan un 5,38% del capital social de YPF S.A., registrando dichas acciones como "*Activos financieros disponibles para la venta*". El importe de los préstamos se encuentra totalmente provisionado a 31 de diciembre de 2013 y 2012.

En relación con el Préstamo 1ª Opción, en abril de 2013 Repsol ejecutó parcialmente la citada prenda sobre 322.830 ADSs de YPF S.A., representativas de un 0,08% de su capital social, registrando las acciones como "*Activos financieros disponibles para la venta*" por su valor de mercado en el momento de la adquisición por importe de 4 millones de euros.

En noviembre de 2013, la provisión para riesgos y gastos que cubría el importe máximo de las responsabilidades asumidas por Repsol en relación al Préstamo 1ª Opción se ha cancelado como consecuencia del pago por parte de Repsol, en su calidad de garante, del último vencimiento del préstamo junto con sus intereses por importe de 92 millones de dólares. Tras la cancelación, se ha reconocido en el epígrafe "*Activos financieros disponibles para la venta*" el derecho a recibir las acciones correspondientes (1.887.362 ADSs) como contragarantía por su valor de realización por importe de 35 millones de euros (véase Nota 11.3).

En el ejercicio 2013 las variaciones de valor de las acciones clasificadas como "*Activos financieros disponibles para la venta*", incluyendo aquellas adquiridas por la ejecución de la contragarantía a favor de Repsol, S.A. en relación con el Préstamo 1ª Opción, se han reconocido directamente en el patrimonio, en el epígrafe "*Ajustes por cambios de valor*", por un importe positivo antes de impuestos de 607 millones de euros, y corresponden fundamentalmente a la evolución de su cotización y del tipo de cambio. A 31 de diciembre de 2013 el saldo registrado por las acciones que no han sido objeto de expropiación asciende a 1.177 millones de euros. A 31 de diciembre de 2012 y desde el registro inicial de dichas acciones, la variación ascendió a 59 millones, con un saldo a 31 de diciembre de 2012 de 530 millones de euros.

(5) FONDO DE COMERCIO

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Sociedades Grupo Gas Natural Fenosa	2.061	2.086
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	118	118
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	95	96
Otras compañías	220	224
TOTAL	**2.648**	**2.678**

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Saldo al inicio del ejercicio	**2.678**	**4.645**
Adquisiciones	-	5
Variaciones del perímetro de consolidación	(2)	(95)
Desinversiones	(1)	(1)
Diferencias de conversión	(27)	(2)
Saneamientos	-	(6)
Reclasificaciones y otros movimientos	-	(2)
Movimientos de operaciones interrumpidas (1)	-	(58)
Expropiación de YPF e YPF Gas (2)	-	(1.808)
Saldo al cierre del ejercicio	**2.648**	**2.678**

(1) En 2012 incluye los movimientos del fondo de comercio correspondiente a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo.

(2) Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo de YPF e YPF Gas, y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 4.

En 2012 el epígrafe "*Variaciones del perímetro de consolidación"* recoge, principalmente, la baja del fondo de comercio de Empresas Lipigas, S.A. por importe de 99 millones de euros tras la venta de Repsol Butano Chile, S.A., sociedad que poseía el 45% de dicha sociedad (ver Nota 31 "*Desinversiones*").

A continuación se detallan el fondo de comercio bruto y el importe acumulado de las pérdidas de valor registradas a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Fondo de comercio bruto	2.680	2.710
Pérdidas de valor acumuladas	(32)	(32)
FONDO DE COMERCIO NETO	**2.648**	**2.678**

La asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2013 y 2012 por segmentos y área geográfica es la siguiente:

	Millones de euros	
	2013	**2012**
Upstream (1)	**95**	**100**
Latinoamérica	79	84
Resto del Mundo	16	16
Downstream (2)	**492**	**492**
Europa	423	420
Resto del Mundo	69	72
Gas Natural Fenosa(3)	**2.061**	**2.086**
TOTAL	**2.648**	**2.678**

(1) Corresponde principalmente a la UGE constituida por los activos netos de exploración y producción del Grupo en Venezuela.

(2) Corresponde a un total de 22 UGE siendo el importe individualmente más significativo el 24% del total del segmento.

(3) A 31 de diciembre de 2013 y 2012 incluye 1.727 y 1.752 millones de euros correspondientes a los fondos de comercio registrados por Gas Natural Fenosa por la participación de ésta en las sociedades de su grupo cuya distribución geográfica en España, Latinoamérica y resto del mundo asciende a 1.466, 199 y 62 millones de euros respectivamente.

(6) OTRO INMOVILIZADO INTANGIBLE

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2013 y 2012 son los siguientes:

	millones de euros					
	Derechos para la vinculación de EE.SS y otros derechos	Derechos Emisión de CO_2	Aplicaciones Informáticas	Permisos de exploración	Otro inmovilizado	Total
COSTE						
Saldo a 1 de enero de 2012	994	192	570	766	2.812	5.334
Inversiones (1)	34	6	82	20	54	196
Retiros o bajas	(29)	-	(1)	-	(7)	(37)
Diferencias de conversión	(6)	-	-	(15)	(64)	(85)
Variación del perímetro de consolidación (2)	-	-	(1)	-	4	3
Reclasificaciones y otros movimientos (3)	16	(76)	(10)	142	(92)	(20)
Movimientos de operaciones interrumpidas (4)	(1)	(1)	-	3	(19)	(18)
Expropiación de YPF e YPF Gas (5)	(26)	-	(43)	(51)	(621)	(741)
Saldo a 31 de diciembre de 2012	982	121	597	865	2.067	4.632
Inversiones (1)	16	15	89	54	44	218
Retiros o bajas	(54)	(1)	(2)	(45)	(6)	(108)
Diferencias de conversión	(14)	-	(4)	(37)	(96)	(151)
Variación del perímetro de consolidación (2)	-	(1)	(1)	-	-	(2)
Reclasificaciones y otros movimientos (3)	15	(47)	(3)	15	-	(20)
Movimientos de operaciones interrumpidas	-	1	-	-	-	1
Saldo a 31 de diciembre de 2013	945	88	676	852	2.009	4.570
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS						
Saldo a 1 de enero de 2012	(583)	(76)	(394)	(160)	(983)	(2.196)
Amortizaciones	(56)	-	(62)	(29)	(84)	(231)
Retiros o bajas	23	-	1	-	2	26
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	1	(8)	-	-	1	(6)
Diferencias de conversión	4	-	-	3	21	28
Variación del perímetro de consolidación	-	-	1	-	1	2
Reclasificaciones y otros movimientos (3)	(1)	76	8	(1)	(15)	67
Movimientos de operaciones interrumpidas (4)	-	-	(2)	-	11	9
Expropiación de YPF e YPF Gas (5)	23	-	25	1	456	505
Saldo a 31 de diciembre de 2012	(589)	(8)	(423)	(186)	(590)	(1.796)
Amortizaciones	(55)	-	(46)	(11)	(90)	(202)
Retiros o bajas	53	-	2	-	4	59
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	1	(16)	-	-	(22)	(37)
Diferencias de conversión	9	-	3	6	34	52
Variación del perímetro de consolidación	-	-	1	-	1	2
Reclasificaciones y otros movimientos (3)	(3)	7	(3)	39	-	40
Movimientos de operaciones interrumpidas (6)	-	-	-	-	(11)	(11)
Saldo a 31 de diciembre de 2013	(584)	(17)	(466)	(152)	(674)	(1.893)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2012	**393**	**113**	**174**	**679**	**1.477**	**2.836**
Saldo neto a 31 de diciembre de 2013	**361**	**71**	**210**	**700**	**1.335**	**2.677**

NOTA: El movimiento en el ejercicio 2012 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente a dicho ejercicio para reflejar en una única línea los movimientos generados por los activos y negocios del GNL relacionados con el proceso de venta (ver Nota 31 "Desinversiones" y Nota 10 "Activos no corrientes mantenidos para la venta"), y aquellos movimientos que en 2012 generaron YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control (ver Nota 4).

(1) Las inversiones en 2013 y 2012 proceden de la adquisición directa de activos. Las inversiones en permisos de exploración corresponden principalmente a bonos exploratorios en Bulgaria y Oriente Medio en 2013 y en el Golfo de Méjico y Namibia en 2012.

(2) Ver Nota 30 *"Combinaciones de negocios"* y Nota 31 *"Desinversiones"*.

(3) En el ejercicio 2013, la columna "*Derechos de Emisión de CO_2*" incluye, fundamentalmente, 60 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO_2 asignados de manera gratuita para el 2013 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el

ejercicio 2012 por importe de 110 millones de euros. En el ejercicio 2012, la misma columna "*Derechos de Emisión*" incluía, fundamentalmente, 132 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO_2 asignados de manera gratuita para el 2012 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja correspondiente a los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2011 por importe de 95 millones de euros.

(4) Recoge, fundamentalmente, los movimientos correspondientes a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo en dichas sociedades y adicionalmente los movimientos generados por los activos y negocios del GNL relacionados con el proceso de venta.

(5) Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control en YPF e YPF Gas como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 4.

(6) Incluye el deterioro de los activos de GNL en Norteamérica ver apartado "*Deterioro de valor de Otro Inmovilizado Intangible*" de esta Nota.

Los derechos para la vinculación de estaciones de servicio (EE.S), y otros derechos, así como las concesiones administrativas y los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración, son derechos legales cuya titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan tal y como se describe en la Nota 2.2.6).

El epígrafe "*Otro inmovilizado*" incluye principalmente:

a) Inmovilizado intangible de Gas Natural Fenosa, por importe de 469 y 540 millones de euros en 2013 y 2012, respectivamente, que incluye básicamente contratos de aprovisionamiento de gas y otros derechos contractuales adquiridos.

b) Activos relacionados con concesiones de servicios en los que se dispone del derecho a cargar las tarifas establecidas directamente a los usuarios del servicio, si bien las autoridades competentes regulan o controlan dichas tarifas o los usuarios a los que se debe prestar el servicio y, adicionalmente, el estado retiene el derecho sobre el valor residual de los activos (ver Nota 2.2.6) por importe de 422 y 465 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

   Estos activos corresponden principalmente a acuerdos de concesión mediante los cuales Gas Natural Fenosa participa en los servicios de transporte y distribución de gas en Argentina, Brasil e Italia.

   En el ejercicio 2013 y 2012 los ingresos correspondientes a los servicios de construcción o mejora de infraestructuras ascienden a 33 y 35 millones de euros, respectivamente, que han sido registrados en el epígrafe "*Ingresos de explotación*".

c) Concesiones de distribución eléctrica que el Grupo posee a través del Grupo Gas Natural Fenosa a 31 de diciembre de 2013 y 2012 por importe de 205 millones de euros.

d) La concesión del gasoducto del Magreb Europa por importe de 73 millones de euros (85 millones de euros en 2012) a través de la participación en Gas Natural Fenosa.

El inmovilizado intangible incluye activos con vida útil indefinida por importe de 207 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 206 millones de euros en 2012. Estos activos no son amortizados, si bien se someten al test de deterioro de valor al menos anualmente y se refieren principalmente a las concesiones de distribución de energía eléctrica en España que el Grupo posee a través de Gas Natural Fenosa descritas más arriba (ver Nota 2.2.6).

En el inmovilizado intangible se incluyen activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero por importe de 117 millones de euros y 112 millones de euros en 2013 y 2012 respectivamente, correspondientes a los derechos de vinculación de estaciones de servicio.

Deterioro de valor de "*Otro Inmovilizado Intangible*"

En el ejercicio 2013 Gas Natural Fenosa registró pérdidas de valor por importe de 21 millones de euros (teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en dicho grupo) dentro del epígrafe "*Otro inmovilizado intangible*", que corresponde a la pérdida por deterioro del valor

asignado en la combinación de negocios de Unión Fenosa a los derechos de procesamiento de gas que mantiene a través de su participada Unión Fenosa Gas en la planta de licuefacción de Damietta (Egipto), como consecuencia de la parada temporal de la actividad de dicha planta por la suspensión de entregas por parte del suministrador de gas natural, y cuyo valor recuperable de este activo es cero conforme a su valor de uso. Unión Fenosa Gas ha iniciado en el ejercicio 2013 acciones legales en defensa de sus derechos contractuales.

Las correcciones valorativas de los derechos de emisión de CO_2 por importe de 16 y 8 millones de euros a cierre de los ejercicios 2013 y 2012, respectivamente, por la depreciación de los derechos de emisión de CO_2 (ver Nota 35), se vieron compensadas, casi en su totalidad, por un ingreso procedente de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos de emisión recibidos gratuitamente por el Plan Nacional de Asignación.

Adicionalmente en 2013 se ha registrado un deterioro por importe de 11 millones de euros por los activos asociados a las actividades de GNL en Norteamérica, en el epígrafe "*Movimientos de operaciones interrumpidas*" (ver Nota 31).

(7) INMOVILIZADO MATERIAL

La composición y el movimiento del epígrafe "*Inmovilizado material*" y de su correspondiente amortización y provisión acumulada al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

	Millones de euros							
	Terrenos, edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Inversión zonas con reservas	Otros costes de exploración	Elementos de transporte	Otro inmovilizado material	Inmovilizado en curso	Total
COSTE								
Saldo a 1 de enero de 2012	3.029	29.380	37.913	2.162	2.045	1.994	3.285	79.808
Inversiones	41	207	1.438	514	2	100	845	3.147
Retiros o bajas	(8)	(154)	(16)	(134)	(8)	(131)	(24)	(475)
Diferencias de conversión	(6)	(22)	(252)	(36)	-	3	(3)	(316)
Variación del perímetro de consolidación (1)	(16)	(59)	(196)	(2)	(6)	(97)	(2)	(378)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	252	1.426	377	104	6	65	(1.766)	464
Movimientos de operaciones interrumpidas (6)	(17)	(104)	(596)	20	(36)	(5)	(4)	(742)
Expropiación de YPF e YPF Gas (3)	(618)	(4.156)	(25.715)	(295)	(171)	(406)	(1.146)	(32.507)
Saldo a 31 de diciembre de 2012	2.657	26.518	12.953	2.333	1.832	1.523	1.185	49.001
Inversiones	9	205	1.488	558	1	100	834	3.195
Retiros o bajas	(23)	(341)	(15)	(18)	(3)	(40)	(20)	(460)
Diferencias de conversión	(25)	(218)	(617)	(108)	(2)	(24)	(18)	(1.012)
Variación del perímetro de consolidación (1)	(22)	(378)	-	(19)	(1)	(22)	(11)	(453)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	41	499	286	34	(1.485)	24	(670)	(1.271)
Movimientos de operaciones interrumpidas (5)	1	-	-	-	(67)	(1)	-	(67)
Saldo a 31 de diciembre de 2013	2.638	26.285	14.095	2.780	275	1.560	1.300	48.933
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS								
Saldo a 1 de enero de 2012	(889)	(13.971)	(25.215)	(1.152)	(488)	(1.334)	-	(43.049)
Amortizaciones	(62)	(992)	(831)	(295)	(13)	(76)	-	(2.269)
Retiros o bajas	4	136	14	134	8	125	-	421
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	-	(21)	1	(19)	-	(42)	-	(81)
Diferencias de conversión	1	4	112	17	-	(4)	-	130
Variación del perímetro de consolidación (1)	5	27	311	2	4	58	-	407
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	4	(20)	(204)	(122)	1	2	-	(339)
Movimientos de operaciones interrumpidas (5)	4	38	322	5	(60)	4		313
Expropiación de YPF e YPF Gas (3)	251	3.064	19.828	175	119	256		23.693
Saldo a 31 de diciembre de 2012	(682)	(11.735)	(5.662)	(1.255)	(429)	(1.011)	-	(20.774)
Amortizaciones	(64)	(998)	(862)	(346)	(14)	(74)	-	(2.358)
Retiros o bajas	20	346	-	3	3	36	-	408
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(1)	(19)	(7)	-	-	(71)	-	(98)
Diferencias de conversión	6	58	258	53	1	10	-	386
Variación del perímetro de consolidación (1)	6	145	-	19	-	4	-	174
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(3)	4	(4)	(31)	379	(2)	-	343
Movimientos de operaciones interrumpidas (5)	(251)	(437)	-	-	(52)	(30)	-	(770)
Saldo a 31 de diciembre de 2013	(969)	(12.636)	(6.277)	(1.557)	(112)	(1.138)	-	(22.689)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2012	**1.975**	**14.783**	**7.291**	**1.078**	**1.403**	**512**	**1.185**	**28.227**
Saldo neto a 31 de diciembre de 2013 (4)	**1.669**	**13.649**	**7.818**	**1.223**	**163**	**422**	**1.300**	**26.244**

NOTA: El movimiento en el ejercicio 2012 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente a dicho ejercicio para reflejar en una única línea los movimientos generados por los activos y negocios del GNL relacionados con el proceso de venta (ver Nota 31 "Desinversiones" y Nota 10 "Activos no corrientes mantenidos para la venta"), y aquellos movimientos que en 2012 generaron YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control (ver Nota 4).

(1) Ver Nota 30 *"Combinaciones de negocios"* y Nota 31 *"Desinversiones"*. En 2013 incluye la baja de parte de los activos de GNL por importe neto de 221 millones de euros.

(2) En 2013 incluye reclasificaciones del epígrafe "*Inmovilizado en curso*" fundamentalmente a "*Maquinaria e instalaciones*", por importe de 159 millones de euros por diversos proyectos realizados en el ejercicio. Adicionalmente incluye reclasificaciones de 1.111 millones al epígrafe de *"Activos no corrientes mantenidos para la venta*" de los activos del GNL en procesos de desinversión (véase Nota 31) que a 31 de diciembre estaban pendientes de transmisión. En 2012 incluía reclasificaciones del epígrafe "*Inmovilizado en curso*" fundamentalmente a "*Maquinaria e instalaciones*", por importe de 891 millones de euros, por la puesta en marcha de la ampliación y mejora de la Refinería de Petronor, 253 correspondientes a la nueve sede corporativa denominada Campus.

(3) Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo en YPF e YPF Gas y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 4.
(4) A 31 de diciembre de 2013 el importe de las provisiones acumuladas ascendía a 1.010 millones de euros (224 millones de euros en 2012).
(5) En 2013 incluye 837 millones de euros correspondientes a los movimientos de operaciones de los negocios del GNL objeto de desinversión, principalmente el registro del deterioro de valor de los activos de GNL en Norteamérica (ver apartado "*Deterioro de valor del Inmovilizado Material*" de esta Nota).
(6) Recoge los movimientos correspondientes a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo en dichas sociedades y adicionalmente los movimientos generados por los activos y negocios del GNL relacionados con el proceso de venta.

En el ejercicio 2013 las principales inversiones se realizaron en España 875 millones de euros, en EE.UU 708 millones de euros, en Brasil 395 millones de euros, en el resto de Centro y Sudamérica 833 millones de euros, en Rusia 65 y en Portugal 40 millones de euros. Las principales inversiones en 2012 se realizaron en España 1.092 millones de euros, en Estados Unidos 792 millones de euros, en Brasil 254 millones de euros, en el resto de Centro y Sudamérica 863 millones de euros, en Rusia 64 millones de euros y en Portugal 58 millones de euros. Por otro lado, las inversiones de explotación realizadas por YPF e YPF Gas y sus sociedades participadas en el ejercicio 2012 antes de la pérdida de control ascendieron a 328 millones de euros.

En el epígrafe "*inmovilizado material*" en los ejercicios 2013 y 2012 se incluyen 1.471 millones de euros y 2.844 millones de euros respectivamente, correspondientes a activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero. Entre los activos adquiridos en arrendamiento financiero al cierre del ejercicio 2013 destacan los gasoductos y otros activos para el transporte de gas en Norteamérica y Canadá cuyo importe ascendía a 1.269 millones de euros y a 1.329 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012 respectivamente (ver Nota 21). En diciembre de 2013 se reclasificaron al epígrafe de *"Activos no corrientes mantenidos para la venta"* del balance de situación (véase Nota 10) los buques metaneros adquiridos para el transporte de GNL por importe de 1.111 millones de euros, como consecuencia del proceso de venta de los negocios del GNL (véase Nota 31).

También incluye inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 976 y 767 millones de euros al 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2014 y 2054.

Repsol capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en la Nota 2.2.7. En 2013 y 2012, el coste medio de activación ha sido 3,83% y 4,19% y el gasto activado por este concepto ha ascendido a 113 y 103 millones de euros, respectivamente, registrados en el epígrafe "*Resultado financiero*" de la cuenta de resultados adjunta.

Las concesiones de las centrales hidráulicas en España que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa se encuentran fuera del alcance de la CINIIF 12, entre otras razones como consecuencia de que los precios de venta de energía se fijan en el mercado. El resto de concesiones del ámbito internacional, también a través de Gan Natural Fenosa, se encuentran fuera del alcance de la CINIIF 12 como consecuencia de que el concedente no controla la participación residual significativa en la infraestructura al término de la vigencia del acuerdo y simultáneamente determina el precio del servicio. Su importe a 31 de diciembre de 2013 y 2012 asciende a 1.014 y 1.138 millones de euros respectivamente.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, respectivamente, a 635 y 1.300 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 638 y 1.185 millones de euros a 31 de diciembre de 2012, respectivamente.

El epígrafe "*Inmovilizado material*" incluye elementos totalmente amortizados por importe de 8.649 y 8.609 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

De acuerdo con la práctica de la industria, Repsol asegura sus activos y operaciones a nivel global. Entre los riesgos asegurados se incluyen los daños en elementos del inmovilizado material, con las consecuentes interrupciones en el negocio que éstas conllevan. El Grupo considera que el actual nivel de cobertura es, en general, adecuado para los riesgos inherentes a su actividad.

Deterioro de valor del "*Inmovilizado Material*"

Como consecuencia de la transmisión de parte de los activos y negocios de GNL (ver Nota 31) se ha producido la ruptura de la Unidad Generadora de Efectivo que incluía los activos de Norteamérica junto con diversos activos que forman parte del perímetro de la transacción (fundamentalmente activos de Trinidad y Tobago y los contratos de comercialización de GNL asociados). En este sentido, Repsol ha ajustado el valor contable de los activos correspondientes a los negocios de GNL en Norteamérica dentro del segmento GNL (principalmente la planta de regasificación de Canaport y los gaseoductos para el transporte de gas) a su nuevo valor en uso, registrando una provisión por deterioro por un importe de 708 millones de euros en los epígrafes de "*Terrenos, edificios y otras construcciones*", "*Maquinaria e instalaciones*" y "*Otro Inmovilizado material*". Adicionalmente se ha registrado una provisión por el contrato oneroso "*Process or pay*" asociado a la planta de Canaport por importe de 691 millones de euros (ver Nota 16). El valor recuperable de los activos en Norteamérica asciende a 900 millones de euros, correspondiente al valor en uso calculado con los nuevos flujos de caja asociados a dicha UGE descontados a una tasa media del 4,75% (4,3% en 2012). Estos impactos contables han sido registrados en el epígrafe "*Resultado de operaciones interrumpidas*" al entenderse como parte de los gastos asociados al proceso de venta de los activos de GNL a Shell.

Adicionalmente en el ejercicio 2013 y como consecuencia de una optimización de la capacidad productiva del Grupo en España y Portugal se han dotado pérdidas de valor de parte de los activos del negocio químico, en determinadas líneas de producción y en el proyecto de ampliación de Sines. Los importes registrados ascienden a 17 y 64 millones de euros (18 y 36 millones de euros en 2012) en los epígrafes "*Maquinaria e instalaciones*" e "*Inmovilizado en curso*" respectivamente. Estos activos forman parte del segmento Downstream y su valor recuperable se ha considerado que es cero.

Adicionalmente en 2012 se dotaron pérdidas de valor por importe de 14 millones de euros por activos de exploración en Sierra Leona debido a las incertidumbres sobre las condiciones de explotación de los recursos asociados.

(8) INVERSIONES INMOBILIARIAS

El movimiento de las inversiones inmobiliarias en los ejercicios 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

	Millones de euros		
	Coste bruto	Amortización y pérdidas de valor acumuladas	Total
Saldo a 1 de enero de 2012	44	(20)	24
Reclasificaciones y otros movimientos	2	-	2
Amortización y (Dotación)/Reversión pérdidas de valor	-	(1)	(1)
Saldo a 31 de diciembre de 2012	46	(21)	25
Reclasificaciones y otros movimientos	2	-	2
Amortización y (Dotación)/Reversión pérdidas de valor	-	(3)	(3)
Saldo a 31 de diciembre de 2013	**48**	**(24)**	**24**

El valor razonable de los activos incluidos en este epígrafe a 31 de diciembre de 2013 y 2012 asciende a 76 y 88 millones de euros respectivamente. Dicho valor razonable, calculado a partir de informes de expertos independientes se basa fundamentalmente en técnicas de valoración propuestas por la Orden ECO/805/2003, de 27 de marzo sobre normas de valoración de bienes inmuebles, destacando el método residual dinámico consistente en un descuento de flujos futuros actuales o esperados basados en los principios de mayor y mejor uso.

Los ingresos relacionados con las inversiones inmobiliarias en 2013 ascienden a 2,3 millones de euros siendo en 2012 inferiores a 1 millón de euros.

(9) INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

El detalle de la inversión en sociedades asociadas más significativas, que han sido contabilizadas aplicando el método de la participación, a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Perú LNG Company Llc[1]	-	238
Petrocarabobo, S.A.	115	102
Transportadora de Gas del Perú, S.A. (TGP)[2]	-	65
Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago[1]	-	44
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago[1]	-	40
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	44	43
Guará, B.V.	86	61
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), Ltd.	54	44
Sociedades Grupo Gas Natural Fenosa	29	30
Transierra, S.A.	28	29
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	20	18
Dynasol Gestión, S.A.	19	6
Otras sociedades puestas en equivalencia	17	17
	412	**737**

(1) Compañías que forman parte del perímetro de venta de los activos y negocios de GNL a Shell (ver Nota 31).
(2) Compañías clasificada en el epígrafe "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*" a 31 de diciembre de 2013 (ver Nota 10).

En el Anexo I se adjunta la relación de las sociedades del Grupo más significativas contabilizadas aplicando el método de participación.

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Saldo al inicio del ejercicio	737	699
Inversiones	71	86
Desinversiones	(16)	(41)
Variaciones del perímetro de consolidación [1]	(330)	-
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia	48	47
Dividendos repartidos	(33)	(26)
Diferencias de conversión	(21)	(6)
Reclasificaciones y otros movimientos [4]	(53)	(3)
Movimientos de operaciones interrumpidas [3]	9	15
Expropiación de YPF e YPF Gas [2]	-	(34)
Saldo al cierre del ejercicio	**412**	**737**

NOTA: El movimiento en el ejercicio 2012 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente a dicho ejercicio para reflejar en una única línea los movimientos generados por los activos y negocios del GNL relacionados con el proceso de venta (ver Nota 31 "Desinversiones" y Nota 10 "Activos no corrientes mantenidos para la venta"), y aquellos movimientos que en 2012 generaron YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control (ver Nota 4).

(1) En 2013 incluye la baja de los negocios de GNL por importe de 330 millones de euros.
(2) Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo de YPF e YPF Gas, y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 4.
(3) El detalle de los movimientos netos más significativos correspondientes a los negocios del GNL objeto de desinversión son i) Resultados en 2013 de Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago, Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago y Perú LNG Company por importe de 36, 22 y 16 millones de euros, y en 2012, 25, 19 y 25 millones de euros, respectivamente ii) "Dividendos" en 2013 de Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago y Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago por importe de 36 y 20 millones de euros, y en 2012, 27 y 22 millones de euros, respectivamente.
(4) Inversión reclasificada en 2013, al epígrafe de activos no corrientes mantenidos para la venta principalmente, Transportadora de Gas del Perú, S.A. (ver Nota 10).

Las principales inversiones en el ejercicio 2013 corresponden a Guará, B.V., Petrocarabobo, S.A. y Dynasol Gestión, S.A. por importe de 37, 18 y 14 millones de euros respectivamente. En 2012 se realizaron inversiones en Guará, B.V. por importe de 60 millones de euros.

Las desinversiones en 2013 y 2012 corresponden a la devolución de capital a los accionistas de Guara, B.V. como consecuencia de la venta de una plataforma de exploración off-shore.

Los resultados en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia más significativos en 2013 y 2012 son los siguientes:

	Millones de euros	
	2013	2012 [1]
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	17	15
Oleoducto de crudos pesados (OCP), Ltd.	14	10
Transportadora de Gas de Perú, S.A. (TGP)	3	8
Guara, B.V.	5	4
Otras sociedades puestas en equivalencia	9	10
	48	**47**

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 "Comparación de la información") en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL, descrito en la Nota 31 "Desinversiones".

Las siguientes sociedades, en las que el Grupo tiene influencia significativa, entendida como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, pero sobre las que no se ejerce control, ni tampoco control conjunto, a pesar de que participa en un porcentaje menor al 20%, han sido consolidadas por el método de la participación:

Sociedad	% Participación
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. [1]	18,00%
Oleoducto Transandino de Chile, S.A.	18,00%
Regasificadora del Noroeste, S.A. [1]	11,60%
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	10,00%
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	10,00%
Qalhat LNG, S.A.O.C. [1]	3,68%
Tocardo International B.V.	18,00%

[1] Sociedades participadas a través del Grupo Gas Natural Fenosa.

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de las sociedades asociadas del Grupo Repsol, calculadas de acuerdo al porcentaje de participación poseído en las mismas, a 31 de diciembre de 2013 y 2012 (ver Anexo I):

	2013	2012 [1]
En balance		
Total Activos	581	1.765
Total Patrimonio	412	737

	Millones de euros	
	2013	2012 [2]
En resultados		
Ingresos	388	450
Resultado del periodo procedente de operaciones continuadas	48	47

(1) A 31 de diciembre de 2012 incluye: (i) "*Total Activos*" por importe de 858 millones de euros y (ii) "*Total Patrimonio*" por 323 millones de euros correspondientes a las sociedades que formaban parte del perímetro de venta de parte de los activos y negocios de GNL (ver Nota 31).

(2) Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 "Comparación de la información") en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL, descrito en la Nota 31 "Desinversiones".

(10) ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA

Las principales líneas del balance de los activos clasificados como mantenidos para la venta y pasivos vinculados a 31 de diciembre de 2013 y 2012, son las siguientes:

	Millones de euros	
	2013	2012
Inmovilizado material y otros activos intangibles	1.269	310
Otros activos no corrientes	82	22
Activos corrientes	500	8
	1.851	**340**
Pasivos no corrientes	1.174	7
Pasivos corrientes	359	20
	1.533	27
	318	**313**

Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta clasificados a 31 de diciembre 2013

En diciembre de 2013, en el marco del acuerdo de venta a Shell de parte de los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), se han reclasificado a los epígrafes *"Activos no corrientes mantenidos para la venta"* y "*Pasivos vinculados a activos no corrientes mantenidos para la venta* por importe de 1.558 y 1.456 millones de euros respectivamente, los activos y negocios de GNL que formando parte del proceso de venta a Shell, no habían sido vendidos a 31 de diciembre de 2013. Una vez obtenidas las autorizaciones necesarias y cumplidas las condiciones pactadas, la venta tuvo lugar el 1 de enero de 2014 (ver Nota 37). Dichos activos y negocios incluyen fundamentalmente los buques metaneros que fueron adquiridos en régimen de arrendamiento financiero (ver Notas 7 y 21.1) para las actividades de comercialización, transporte y trading de GNL.

En 2013 se han reclasificado al epígrafe "*Activos no corrientes mantenidos para la venta"* 53 millones de euros correspondientes a la participación del 10% del Grupo en Transportadora de Gas del Perú, S.A. (ver Notas 9 y 37).

Adicionalmente incluye el porcentaje de participación del 17,5% poseído por la Sociedad del Grupo Repsol Venezuela Gas, S.A. en el área de Cardón IV ubicada en el Golfo de Venezuela, tras la notificación oficial por la que Corporación Venezolana de Petróleos (CVP) participaría a través de la adquisición de un 17,5% del porcentaje poseído por esta sociedad del Grupo. Los activos y pasivos asociados a dicho porcentaje ascienden a 220 y 76 millones de euros en 2013.

Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta clasificados a 31 de diciembre 2012

A 31 de diciembre de 2012, y desde su adquisición el 29 de diciembre de 2011, la sociedad Eurotek se clasificó como activo no corriente mantenido para la venta. La sociedad Repsol Exploración Karabashky B.V adquirió el 100% de Eurotek, empresa que explota licencias de exploración y producción de hidrocarburos en las regiones de Khanty-Mansiysk y Yamal-Nenets ubicadas en la Federación Rusa. Esta adquisición formaba parte de un acuerdo firmado en diciembre de 2011 entre Repsol y Alliance Oil que regiría el gobierno de la sociedad AR Oil and Gaz, B.V ("AROG") en la que Repsol participa en un 49% (ver Nota 30 *"Combinaciones de negocios"*), y que serviría de plataforma de crecimiento para ambas compañías en la Federación Rusa. Una vez cumplidos los hitos marcados en dicho acuerdo, Eurotek fue vendida a AROG, B.V. el 24 de enero de 2013, por un importe de 315 millones de dólares (ver Nota 31). Eurotek desde la fecha de su adquisición en diciembre de 2011 se clasificaba en el balance de situación como activo no corriente mantenido para la venta. Esta venta, es el último hito del acuerdo firmado en diciembre de 2011 entre Repsol y Alliance Oil que regiría la constitución de AROG y por el que el Grupo adquirió un 49% de AROG en el ejercicio 2012 (ver Nota 30).

En relación a los activos y pasivos clasificados como mantenidos para la venta que fueron enajenados durante los ejercicios 2013 y 2012, véase Nota 31.

(11) ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

En esta nota se desglosan los siguientes conceptos incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2013	**2012**
Activos financieros no corrientes	1.802	1.313
Otros activos financieros corrientes	93	415
Derivados por operaciones comerciales corrientes [1]	25	45
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes [2]	7.434	5.903
	9.354	**7.676**

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado al epígrafe de "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*" como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), *"Activos financieros no corrientes"* y *"Efectivo y otros activos líquidos equivalentes"* por importe de 414 y 275 millones de euros respectivamente y cuyos saldos a 31 de diciembre de 2012 ascendían a 427 y 44 millones de euros. En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja los *"Activos financieros no corrientes", "Otros activos financieros corrientes"* y *"Efectivo y otros activos líquidos equivalentes",* correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

(1) Recogidos en el epígrafe "*Otros deudores*".
(2) Incluye 1.350 millones de euros correspondientes a operaciones con pacto de recompra de Deuda Pública española con vencimiento 2 de enero de 2014.

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2013 y 2012, clasificados por clases de activos es el siguiente:

	31 de diciembre de 2013						
	Valor contable						
NATURALEZA/CATEGORIA	**Activos financieros mantenidos para negociar**	**Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados**	**Activos financieros disponibles para la venta**	**Préstamos y partidas a cobrar**	**Inversiones mantenidas hasta el vencimiento**	**Derivados de cobertura**	**Total**
Instrumentos de Patrimonio	-	-	1.268	-	-	-	1.268
Derivados	-	-	-	-	-	1	1
Otros activos financieros	-	87	-	424	22	-	533
Largo plazo / No corriente	**-**	**87**	**1.268**	**424**	**22**	**1**	**1.802**
Derivados	42	-	-		-	4	46
Otros activos financieros	-	11	-	72	7.423	-	7.506
Corto plazo / Corrientes	**42**	**11**	**-**	**72**	**7.423**	**4**	**7.552**
TOTAL [1]	**42**	**98**	**1.268**	**496**	**7.445**	**5**	**9.354**

	31 de diciembre de 2012						
	Valor contable						
NATURALEZA/CATEGORIA	**Activos financieros mantenidos para negociar**	**Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados**	**Activos financieros disponibles para la venta**	**Préstamos y partidas a cobrar**	**Inversiones mantenidas hasta el vencimiento**	**Derivados de cobertura**	**Total**
Instrumentos de Patrimonio	-	-	641	-	-	-	641
Derivados	-	-	-	-	-	-	-
Otros activos financieros	-	84	-	578	10	-	672
Largo plazo / No corriente	**-**	**84**	**641**	**578**	**10**	**-**	**1.313**
Derivados	51	-	-	-	-	7	58
Otros activos financieros	-	11	-	401	5.893	-	6.305
Corto plazo / Corrientes	**51**	**11**	**-**	**401**	**5.893**	**7**	**6.363**
TOTAL [1]	**51**	**95**	**641**	**979**	**5.903**	**7**	**7.676**

[1] En el epígrafe "*Otros activos no corrientes*" y en los epígrafes "*Clientes por ventas y prestaciones de servicios*" y "*Otros deudores*" del balance, se incluyen en 2013, 253 millones de euros a largo plazo y 7.220 millones a corto plazo, y en 2012, 242 millones de euros a largo plazo y 7.320 millones de euros a corto plazo, respectivamente, correspondientes a cuentas comerciales a cobrar que no han sido incluidas en el desglose de activos financieros de la tabla anterior. Adicionalmente, los activos que se presentan en el epígrafe "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*" del balance de situación que se detallan en la Nota 4.3, tampoco han sido incluidos en los desgloses de activos financieros de la tabla anterior.

La clasificación de los activos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
Activos financieros a valor razonable [1]	**2013**	**2012**	**2013**	**2012**	**2013**	**2012**	**2013**	**2012**
Activos financieros mantenidos para negociar	11	8	31	43	-	-	42	51
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	98	95	-	-	-	-	98	95
Activos financieros disponibles para la venta [2]	1.177	567	-	-	-	-	1.177	567
Derivados de cobertura	-	-	5	7	-	-	5	7
Total	**1.286**	**670**	**36**	**50**	**-**	**-**	**1.322**	**720**

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento y se refieren principalmente a las acciones no expropiadas de YPF y a los fondos de inversión del Grupo.
Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.
Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

[1] En relación a las acciones sujetas a expropiación de YPF e YPF Gas que se presentan de acuerdo con NIIF 5 en el epígrafe de "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*" registrados por su valor razonable, ver lo expuesto en la Nota 4, en el apartado "*Tratamiento contable de la expropiación"*.

[2] No incluye 91 y 74 millones de euros en 2013 y 2012 correspondientes a inversiones en acciones de sociedades que se registran por su coste de adquisición de acuerdo con NIC 39 así como las acciones de YPF Gas S.A. no sujetas a expropiación, ver lo expuesto de la Nota 4, en el apartado "*Tratamiento contable de la expropiación*".

Las técnicas de valoración utilizadas para los activos financieros clasificados en la jerarquía de nivel 2, se basan, de acuerdo a la normativa contable, en un enfoque de ingreso, el cual consiste en el descuento de los flujos futuros conocidos o estimados utilizando curvas de descuento construidas a partir de los tipos de interés de referencia en el mercado (en los derivados, se estiman a través de curvas forward implícitas de mercado), incluyendo ajustes por riesgo de crédito en función de la vida de los instrumentos. En el caso de las opciones se utilizan modelos de fijación de precios basadas en las fórmulas de Black & Scholes.

Las variables fundamentales para la valoración de los activos financieros varían dependiendo del tipo de instrumento valorado, pero son fundamentalmente: tipos de cambio (spot y forward), curvas de tipos de interés, curvas de riesgo de contrapartida, precios de renta variable y volatilidades de todos los factores anteriormente mencionados. En todos los casos, los datos de mercado se obtienen de agencias de información reconocidas o corresponden a cotizaciones de organismos oficiales.

A continuación se describen los activos financieros corrientes y no corrientes de acuerdo con su clasificación por naturaleza:

11.1) Activos financieros mantenidos para negociar

Dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no han sido designados como instrumentos de cobertura contable (ver Nota 20).

11.2) Otros activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros registrados por su valor razonable con cambios en resultados en los ejercicios 2013 y 2012 corresponden fundamentalmente a fondos de inversión.

11.3) Activos financieros disponibles para la venta

En el ejercicio 2013 y 2012 se incluye fundamentalmente el 6,43% de las acciones de YPF S.A. y el 33,997% de las acciones de YPF Gas S.A. propiedad de Repsol que no fueron objeto de expropiación por el gobierno argentino, así como el 5,95% de las acciones de YPF S.A. adquiridas de las prendas de los préstamos concedidos por el Grupo y otras entidades financieras al grupo Petersen (incluidas la ejecución parcial de la contragarantía en abril de 2013 y el derecho a recibir la contragarantía restante tras la cancelación total de la obligación con el BSAN en noviembre de 2013) por importe de 1.177 y 530 millones de euros respectivamente.

Adicionalmente, este epígrafe recoge las participaciones financieras minoritarias en algunas sociedades en las que no se ejerce influencia en la gestión.

La principal inversión en 2013 corresponde a la adquisición por parte de Gas Natural Fenosa de una participación en la sociedad Medgaz, S.A. En enero de 2013 se adquirió a Sonatrach una participación del 10,0% de dicha sociedad por 16 millones de euros y en julio de 2013 una participación adicional del 4,9% a Gaz de France International, S.A.S por importe de 11 millones de euros (Importes expresados en el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa).

El movimiento de los activos financieros disponibles para la venta a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	**2012**
Saldo al inicio del ejercicio	**641**	**128**
Inversiones	28	6
Desinversiones [1]	(42)	-
Ajustes a valor razonable [2]	610	38
Variaciones del perímetro de consolidación	(5)	-
Reclasificaciones y otros movimientos [3]	36	-
Expropiación de YPF e YPF Gas [4]	-	469
Saldo al cierre del ejercicio	**1.268**	**641**

(1) Incluye la baja por la venta de la participación del 3,47% en Alliance Oil Company por importe de 39 millones de euros.

(2) En 2013 corresponde a la valoración a mercado de las acciones no sujetas a expropiación de YPF (incluyendo aquellas adquiridas mediante la ejecución de la prenda de los préstamos concedidos por el Grupo al grupo Petersen) e YPF Gas por importe de 607 millones de euros positivos (59 millones de euros positivos en 2012) y de la participación en Alliance Oil Company por importe de 3 millones de euros negativos en 2013 (21 millones de euros negativos en 2012).

(3) En 2013 incluye fundamentalmente, la ejecución de la contaragarantía del BSAN en el mes de abril y el reconocimiento del derecho a recibir la contragarantía restante tras la cancelación total de la obligación con el BSAN en el mes noviembre, descritos en la Nota 4.3.

(4) En 2012 incluye fundamentalmente la valoración inicial del 6,43% de las acciones de YPF y del 33,997% de YPF Gas no sujetas a expropiación por importe de 300 millones de euros y la valoración inicial del 5,38% de las acciones de YPF S.A adquiridas mediante la ejecución de la prenda de los préstamos concedidos por Repsol al grupo Petersen por importe de 172 millones de euros.

11.4) Préstamos y partidas por cobrar

En el siguiente desglose se detallan el valor razonable de los préstamos y partidas a cobrar de los que dispone el Grupo:

	Millones de euros			
	Valor contable		Valor razonable	
	2013	2012	2013	2012
No corrientes	424	578	424	793
Corrientes	72	401	72	401
Total préstamos y partidas a cobrar	496	979	496	1.194

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado al epígrafe "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*" como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), *"Préstamos y partidas a cobrar"* no corrientes por importe de 414 millones de euros y cuyo saldo a 31 de diciembre de 2012 ascendía a 427 millones de euros.

Dentro de los préstamos corrientes y no corrientes figuran aquellos concedidos por el Grupo al grupo Petersen en relación a la financiación de la adquisición de la participación en YPF S.A., que a 31 de diciembre se encuentran totalmente provisionados (ver Nota 4.3). Adicionalmente en 2013 y 2012 incluyen aquellos préstamos concedidos a sociedades consolidadas, por la parte no eliminada en el proceso de consolidación, por importe de 94 y 223 millones de euros, respectivamente, incluyendo dichos importes provisiones por deterioro por importe de 19 y 21 millones de euros, respectivamente.

A través de la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa, se incluye la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad. A 31 de diciembre 2013 Gas Natural Fenosa mantiene un derecho de cobro por la financiación del déficit por importe de 146 millones de euros correspondientes íntegramente al ejercicio 2013. Como consecuencia de las modificaciones regulatorias producidas durante el ejercicio 2013 en relación con el proceso de desajuste del déficit se incluye en el epígrafe "*Préstamos y partidas por cobrar corrientes*" el importe que se espera recuperar mediante su cobro en un periodo inferior a un año y el importe restante, a recuperar en un periodo máximo de quince años, se incluye en el epígrafe "*Préstamos y partidas por cobrar no corrientes*". Los importes corresponden a la parte proporcional de la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa.

También incluye la financiación otorgada por Gas Natural Fenosa a ContourGlobal La Rioja S.L por importe de 71 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y que a 31 de diciembre de 2012 su saldo ascendía a 76 millones de euros, por la venta de la central de ciclo combinado de Arrúbal (La Rioja) que se produjo en fecha 28 de julio de 2011. Este crédito está garantizado por las

acciones de esta compañía y por otros activos, devenga un interés anual de mercado y tiene vencimiento en 2021. Los importes corresponden a la parte proporcional de la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa.

La rentabilidad devengada por los activos financieros detallados en la tabla anterior (sin considerar la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad) corresponde a un interés medio de 6,92% y 6,78% en 2013 y 2012, respectivamente.

El vencimiento de los préstamos y partidas a cobrar no corrientes es el siguiente:

	Millones de euros	
Vencimiento en	2013	2012
2014	-	19
2015	24	5
2016	16	6
2017	16	20
2018	16	6
Años posteriores	352	522
	424	**578**

11.5) Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

A continuación se detalla el valor contable de las inversiones financieras mantenidas a vencimiento a 31 de diciembre de 2013 y 2012:

	Millones de euros	
	2013	2012
Inversiones Financieras no corrientes …	22	10
Inversiones Financieras temporales……	-	-
Equivalentes de efectivo ……	2.773	1.857
Caja y Bancos ……	4.650	4.036
	7.445	**5.903**

El valor razonable de las inversiones financieras mantenidas hasta el vencimiento coincide con su valor contable, a excepción de las inversiones financieras no corrientes que no difieren de forma significativa.

Las inversiones financieras corresponden principalmente a colocaciones en bancos y depósitos colaterales y han devengado un interés medio del 1,17% y 1,52% en 2013 y 2012, respectivamente.

El vencimiento de las Inversiones Financieras mantenidas a vencimiento no corrientes, es el siguiente:

	Millones de euros	
Vencimiento en	2013	2012
2014	-	-
2015	-	-
2016	-	-
2017	-	-
2018	-	-
Años posteriores	22	10
	22	**10**

(12) EXISTENCIAS

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

	Millones de euros	
	2013	**2012**
Crudo y gas natural	2.281	2.139
Productos terminados y semiterminados	2.595	2.932
Materiales y otras existencias	380	430
Total	**5.256**	**5.501**

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado al epígrafe de "Activos no corrientes mantenidos para la venta" como consecuencia de la venta de parte los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), existencias de "*Crudo y Gas natural*" así como "*Materiales y otras existencias*" por importe de 53 y 19 millones de euros respectivamente y cuyos saldos a 31 de diciembre de 2012 ascendían a 120 y 17 millones de euros, respectivamente. En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4), se dieron de baja las "Existencias" correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

A 31 de diciembre de 2013 y 2012 el importe de existencias de "commodities" destinadas a una actividad de "trading" inventariadas a valor razonable menos los costes necesarios para su venta (ver Nota 2.2.12) ha ascendido a 1.212 y 888 millones de euros, respectivamente, y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas ha representado un ingreso de 3 y 9 millones de euros en 2013 y 2012, respectivamente. Para el cálculo del valor recuperable se utiliza información y referencias de mercado. En concreto, para la estimación de los flujos se utilizan curvas forward del mercado así como una ventana temporal de preciación tomada de referencia. Las principales variables de estas operaciones son fundamentalmente: cotizaciones de publicaciones oficiales (Platt's, Argus, OPIS, brokers,…) y primas históricas.

El Grupo Repsol cumple tanto a 31 de diciembre 2013, como a 31 de diciembre de 2012 con las exigencias legales de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver Anexo III), en las sociedades españolas que integran el Grupo.

(13) DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Clientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	6.035	6.479
Provisión por insolvencias	(414)	(398)
Clientes por ventas y prestación de servicios	**5.621**	**6.081**
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores	1.255	879
Deudores por operaciones con el personal	49	39
Administraciones públicas	305	321
Derivados por operaciones comerciales [1]	25	45
Otros deudores	**1.634**	**1.284**
Activos por impuesto corriente	**471**	**416**
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	**7.726**	**7.781**

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado al epígrafe de "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*" como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), "*Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar*" por importe de 181 millones de euros y cuyo saldo a 31 de diciembre de 2012 ascendía a 192 millones de euros. En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja los *"Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar"* correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

[1] Este importe se incluye en los conceptos descritos en la Nota 11.

El movimiento de la provisión de insolvencias en los ejercicios 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Saldo al inicio del ejercicio	398	404
Dotación/(reversión) pérdidas de valor	86	92
Variaciones de perímetro de consolidación	(18)	(2)
Diferencias de conversión	(17)	2
Reclasificaciones y otros movimientos	(36)	(2)
Movimientos de operaciones interrumpidas	1	(2)
Expropiación de YPF e YPF Gas [1]	-	(94)
Saldo al cierre del ejercicio …….	**414**	**398**

[1] Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo de YPF e YPF Gas, y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 4.

(14) PATRIMONIO NETO

14.1) Capital social

El capital social suscrito e inscrito en el Registro Mercantil a 31 de diciembre de 2013 y 2012 estaba representado por 1.302.471.907 y 1.256.178.727 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, respectivamente, totalmente suscritas y desembolsadas, representadas por anotaciones en cuenta y admitidas en su totalidad a cotización oficial en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas y en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. La Compañía mantiene su programa de ADS, los cuales, desde el 9 de marzo de 2011, cotizan en el mercado OTCQX.

Tras la última operación de ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2014, que se explica más adelante en este apartado, el capital social de Repsol, S.A. asciende a 1.324.516.020 acciones de 1 euro de valor nominal cada una. De acuerdo con la normativa contable, y teniendo en cuenta que dicha ampliación de capital ha sido inscrita en el Registro Mercantil con carácter previo a la formulación de los estados financieros consolidados, la misma ha sido registrada en los estados financieros del Grupo con fecha 31 de diciembre de 2013.

En 2012 Repsol puso en marcha por primera vez el programa "Repsol Dividendo Flexible" aprobado por la Junta General de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2012. Este sistema se instrumenta a través de ampliaciones de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos con el compromiso irrevocable de Repsol de comprar los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación a un precio fijo garantizado. Al amparo de dicho programa, Repsol ofrece a sus accionistas la posibilidad de percibir su retribución, total o parcialmente, en acciones liberadas de nueva emisión de la Sociedad o en efectivo mediante la venta de los derechos de asignación gratuita que reciban, bien en el mercado al precio de cotización de los mismos, bien a la propia Sociedad.

En 2013 dicho programa fue renovado por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2013, en sustitución del que hubiera sido el tradicional pago del dividendo complementario del ejercicio 2012 y del dividendo a cuenta del ejercicio 2013, mediante la aprobación de dos ampliaciones de capital liberadas.

El 31 de mayo de 2013, tras la celebración de la Junta General, el Consejo de Administración de la Sociedad acordó delegar en la Comisión Delegada las facultades que la Junta General Ordinaria de Accionistas había otorgado al Consejo de Administración en relación con las dos ampliaciones de capital y, en particular, la facultad de llevarlas a efecto.

En ejercicio de la indicada delegación, la Comisión Delegada de Repsol, acordó el 17 de junio de 2013 la ejecución de una primera ampliación de capital liberada, cuyas principales características fueron:

- Los derechos de asignación gratuita se negociaron en las Bolsas de Valores españolas entre el 20 de junio y el 4 de julio de 2013. El plazo otorgado a los accionistas para vender sus derechos a Repsol al precio fijo garantizado finalizó el 28 de junio.

- Los titulares del 59,33% de los derechos (un total de 760.892.202 derechos) optaron por recibir nuevas acciones de Repsol en la proporción de 1 acción nueva por cada 38 derechos, dando lugar a la emisión de 20.023.479 acciones nuevas de 1 euro de valor nominal, lo que supuso un incremento de un 1,56% sobre la cifra del capital previo al aumento.

- Por otro lado, los titulares del 40,67% de los derechos (521.556.172 derechos), aceptaron el compromiso irrevocable de compra de derechos asumido por Repsol a un precio fijo garantizado de 0,445 euros brutos por derecho. Repsol adquirió los indicados derechos por un importe bruto total de 232 millones de euros y renunció a las acciones correspondientes a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra. Siendo finalmente el importe de la adquisición de derechos de asignación gratuita derivada del compromiso de compra superior al destinado a dicha adquisición en la aplicación de resultados del ejercicio 2012 (208 millones de euros) aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas el 31 de mayo de 2013 bajo el punto quinto del Orden del Día, y conforme a los términos previstos en dicha aplicación de resultados, la diferencia (24 millones de euros) redujo el importe destinado a incrementar las reservas voluntarias de la Sociedad.

- La ampliación de capital quedó inscrita en el Registro Mercantil de Madrid el 8 de julio y las nuevas acciones comenzaron a negociarse en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia a través del Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo) el día 12 de julio de 2013. Las nuevas acciones también cotizan en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

El 18 de diciembre de 2013 el Consejo de Administración de Repsol, aprobó la ejecución de la segunda de las ampliaciones de capital aprobadas por la Junta General, cuyas principales características fueron:

- El periodo de negociación de los derechos de asignación gratuita en las Bolsas de Valores españolas comenzó el 21 de diciembre de 2013 y finalizó el 9 de enero de 2014. El plazo otorgado a los accionistas para vender sus derechos a Repsol al precio fijo garantizado finalizó el 31 de diciembre.

- Los titulares del 62,62% de los derechos de asignación gratuita (un total de 815.632.181 derechos) optaron por percibir su retribución en nuevas acciones de la Sociedad en la proporción de 1 acción nueva por cada 37 derechos dando lugar a la emisión de 22.044.113 acciones nuevas de 1 euro de valor nominal, lo que supuso un incremento de un 1,69% sobre la cifra del capital previo al aumento.

- Por otro lado, los titulares del 37,38% de los derechos de asignación gratuita restante (486.839.688 derechos) optaron por aceptar el compromiso irrevocable de compra asumido por Repsol a un precio de 0,477 euros brutos por derecho, realizándose el pago a los accionistas el 14 de enero de 2014, lo que dio lugar a un desembolso bruto de 232 millones de euros. Repsol renunció a las acciones correspondientes a los derechos adquiridos en virtud del compromiso de compra. Como consecuencia de lo anterior, en el balance de situación se ha registrado una reducción patrimonial en el epígrafe "Dividendos y retribuciones" así como una obligación de pago a los accionistas que habían aceptado dicho compromiso irrevocable de compra por dicho importe.

- La ampliación de capital quedó inscrita en el Registro Mercantil de Madrid el 10 de enero de 2014 y las nuevas acciones comenzaron a negociarse en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia a través del Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo) el día 17 de enero de 2014. Se solicitó también la admisión a cotización de las nuevas acciones en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

Según la última información disponible en el momento de formulación de estas cuentas anuales, los accionistas significativos de la sociedad de Repsol son:

Accionistas significativos	% total sobre el capital social Última información disponible
CaixaBank, S.A	11,82%
Sacyr, S.A. (1)	9,23%
Petróleos Mexicanos (2)	9,30%
Temasek Holdings (Private) Limited (3)	6,26%

(1) Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L.
(2) Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A., PMI Holdings, B.V. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (equity swaps) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos.
(3) Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.

A 31 de diciembre de 2013 las siguientes sociedades del Grupo tienen acciones admitidas a cotización:

Compañía	Número de acciones cotizadas	% capital social que cotiza	Bolsas [1]	Valor de cierre	Media último trimestre	Moneda
Repsol, S.A.	1.302.471.907	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	18,32	18,74	euros
			Buenos Aires	211,00	226,01	pesos
			OTCQX [2]	25,29	25,44	dólares
Gas Natural SDG, S.A.	1.000.689.341	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	18,70	17,58	euros
Refinería La Pampilla, S.A.	1.244.679.999	100%	Bolsa de Valores de Lima	0,30	0,34	soles
Compañía Logística de Hidrocarburos, CLH	1.779.049	2,54%				
Serie A	90.000	100,00%	Bolsas de valores españolas			
Serie D	1.689.049	100,00%	(Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	27,85	26,23	euros

(1) Corresponde a aquellas bolsas o mercados en los que el Grupo ha solicitado la admisión a cotización, y por tanto, no incluye aquellas otras bolsas, mercados o plataformas multilaterales de negociación en las que las acciones se puedan estar negociando sin solicitud previa por parte del Grupo.

(2) Los American Depositary Shares (ADSs) de Repsol cotizan en el mercado OTCQX, plataforma dentro de los mercados OTC (over-the-counter) de los Estados Unidos.

14.2) Prima de emisión

La prima de emisión a 31 de diciembre de 2013 y 2012 asciende a 6.428 millones de euros. El Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para ampliar el capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

14.3) Reservas

Reserva legal

De acuerdo con el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital debe destinarse una cifra igual al 10% del beneficio del ejercicio a la reserva legal hasta que ésta alcance al menos el 20% del capital social. La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que exceda el 10% del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente, y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

Reserva de revalorización

El saldo de la cuenta "*Reserva de revalorización"* según el Real Decreto Ley 7/1996, de 7 de junio puede destinarse, sin devengo de impuestos, a eliminar los resultados contables negativos de ejercicios anteriores o del ejercicio actual o futuros y a la ampliación de capital social. A partir del 1 de enero del año 2007 puede destinarse a reservas de libre disposición, siempre que la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entiende realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contabilizada o cuando los elementos patrimoniales actualizados sean transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad. El reparto de dichas reservas originaría el derecho a la deducción por doble imposición de dividendos. Si se dispusiera del saldo de esta cuenta en forma distinta a la expuesta, dicho saldo pasaría a estar sujeto a tributación.

Otras reservas

Incluye fundamentalmente la reserva de transición a NIIF, que recoge los ajustes derivados de las diferencias entre los criterios contables anteriores y la normativa internacional, que hayan surgido de sucesos y transacciones anteriores a la fecha de transición a NIIF (1 de enero de 2004) y todos aquellos resultados generados y no repartidos como dividendos, que no se hayan registrado en ninguna de las categorías de reservas descritas anteriormente.

14.4) Acciones y participaciones en patrimonio propias

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2010, autorizó al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol, en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa.

La autorización se confirió por un plazo de 5 años, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto, en la parte no utilizada, la autorización acordada por la Junta General Ordinaria celebrada el 14 de mayo de 2009.

El 20 de diciembre de 2011 Repsol adquirió 122.086.346 acciones propias, representativas del 10 % del capital social de la compañía a dicha fecha, con valor nominal de 1 euro por acción, en cumplimiento del acuerdo adoptado por unanimidad en la sesión del Consejo de Administración celebrado el día 18 de diciembre.

En enero de 2012 Repsol realizó una colocación entre inversores profesionales y cualificados de 61.043.173 acciones de la sociedad mantenidas en autocartera, representativas del 5% del capital social de la sociedad a dicha fecha a un precio de 22,35 euros por acción, por un importe total de 1.364 millones de euros.

El 4 de marzo de 2013 la compañía de inversión de Singapur Temasek adquirió 64.700.000 millones de acciones de Repsol mantenidas en autocartera, representativas del 5,045% de su capital social a dicha fecha, a un precio de 16,01 euros por acción, lo que supuso el pago a Repsol de 1.036 millones de euros con un efecto patrimonial negativo en el primer semestre 2013 de 208 millones de euros.

En el marco del Plan de Adquisición de Acciones, 2013-2015, aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2012, el Grupo ha adquirido en 2013 un total de 406.430 acciones, representativas de un 0,03% de su capital social (porcentajes de capital social calculados tras la ampliación de capital de enero 2014 descrita en el apartado 14.1), cuyo coste ha ascendido a 7,1 millones de euros, que ha entregado a los empleados del Grupo Repsol que se han adherido a dicho plan. En 2012, en el marco del Plan de Adquisición de Acciones 2011-2012, la Compañía adquirió un total de 585.441 acciones, representativas de un 0,046% de su capital social, cuyo coste ascendió a 9,1 millones de euros, que entregó a los empleados del Grupo Repsol adheridos a dicho plan.

Adicionalmente, durante el año 2013, el Grupo ha comprado 5.619.592 acciones propias, por un importe de 98,4 millones de euros, representativas de un 0,42% de su capital social. Durante el ejercicio, también fueron enajenadas 3.423.536 acciones, representativas de un 0,26% del capital social, por un importe efectivo bruto de 60 millones de euros. En 2012, el Grupo adquirió un total de 3.619.332 acciones propias, representativas de un 0,28% del capital social, por un importe de 52 millones de euros. Durante el ejercicio 2012 también fueron enajenadas 4.736.702

acciones, representativas del 0,37% del capital social, por un impacto bruto de 76 millones de euros.

Por último, durante el ejercicio 2013, el Grupo ha vendido 982.500 acciones propias representativas del 0,07% del capital social, y comprado 100.000 acciones propias representativas del 0,01% del capital social, como consecuencia de la operativa de opciones sobre acciones propias, por un importe de 18 y 1,9 millones de euros, respectivamente.

A consecuencia de las dos ampliaciones de capital de julio 2013 y enero de 2014, descritas en la Nota 14.1 *"Capital Social"*, el Grupo recibió por la primera 19.358 y por la segunda 35.762 acciones nuevas correspondientes a las acciones que mantenía en autocartera. En 2012 y como consecuencia de las ampliaciones de julio de 2012 y enero 2013, el grupo recibió por la primera, 2.936.789 y por la segunda 1.904.926 de acciones nuevas correspondientes a las acciones mantenidas en cartera.

A 31 de diciembre de 2013 y 2012, las acciones propias mantenidas por Repsol o cualquiera de las compañías de su Grupo, representaban el 0,108% y el 5,05% de su capital social a dicha fecha, respectivamente.

14.5) Ajustes por cambios de valor

Este epígrafe incluye:

Por activos financieros disponibles para la venta

Recoge los beneficios y las pérdidas, netos de su efecto fiscal, correspondientes a cambios en el valor razonable de activos financieros no monetarios clasificados dentro de la categoría de activos financieros disponibles para la venta.

Otros instrumentos financieros

Recoge los cambios de valoración, netos de su efecto fiscal, que se reconocen directamente en el patrimonio por las acciones sujetas a expropiación (ver Nota 4.3).

Por operaciones de cobertura

Recoge la parte efectiva, neta del efecto fiscal, de los cambios en el valor razonable de instrumentos derivados definidos como instrumentos de cobertura de flujos de caja (ver Nota 2.4.25 y Nota 20).

Diferencias de conversión

Corresponden a las diferencias de cambio reconocidas en el patrimonio como resultado del proceso de consolidación descrito en la Nota 2.2.1, así como la valoración a valor razonable de los instrumentos financieros designados como cobertura de la inversión neta de inversiones en el extranjero (ver Nota 20) según el procedimiento descrito en la Nota 2.2.25.

El movimiento de los ajustes por cambio de valor se presenta en el Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos en cada concepto por los importes brutos de su efecto fiscal. Los efectos fiscales correspondientes a los movimientos presentados en dicho estado durante los ejercicios 2013 y 2012, son los siguientes:

	Millones de euros					
	Efecto en Patrimonio Neto		Transferencia a Pérdidas y Ganancias		Total	
	2013	**2012**	**2013**	**2012**	**2013**	**2012**
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(162)	(11)	1	(8)	(161)	(19)
Otros instrumentos financieros	65	(4)	(61)	-	4	(4)
Por coberturas de flujos de efectivo	(21)	6	(7)	(6)	(28)	-
Diferencias de conversión	(8)	(1)	1	-	(7)	(1)
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	-	9	-	-	-	9
	(126)	**(1)**	**(66)**	**(14)**	**(192)**	**(15)**

14.6) Retribución al accionista

En el siguiente cuadro se detallan los dividendos y otras retribuciones pagadas por Repsol, S.A. a sus accionistas en los ejercicios 2013 y 2012:

	31/12/2013			**31/12/2012**		
	% sobre Nominal	**Euros por acción**	**Importe**	**% sobre Nominal**	**Euros por acción**	**Importe**
Acciones ordinarias	4,00%	0,04	51	57,75%	0,5775	635
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
Dividendos totales pagados	**4,00%**	**0,04**	**51**	**57,75%**	**0,5775**	**635**
a) Dividendos con cargo a resultados	4,00%	0,04	51	57,75%	0,5775	635
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

La retribución percibida por los accionistas en el ejercicio 2013 incluye el pago de un dividendo en efectivo del ejercicio 2013, cuyo importe ascendió a 51 millones de euros (0,04 euros brutos por acción), pagado el 20 de junio de 2013 a cada una de las acciones en circulación de la Compañía con derecho a retribución.

La retribución percibida por los accionistas en el ejercicio 2012, incluye el dividendo a cuenta del ejercicio 2011, cuyo importe ascendió a 635 millones de euros (0,5775 euros brutos por acción), pagado el 10 de enero de 2012 a cada una de las acciones en circulación de la Compañía con derecho a retribución.

Adicionalmente, durante 2013 y 2012 los accionistas fueron también retribuidos mediante la implementación del programa denominado “Repsol Dividendo Flexible”, cuyas principales características se describen en la Nota 14.1 “Capital Social” de esta Nota y cuyos importes se recogen en la siguiente tabla.

	Nº de derechos de asignación gratuita vendidos a Repsol	Precio del compromiso de compra (€/derecho)	Desembolso en efectivo (millones de euros)	Acciones nuevas emitidas	Retribución en acciones (millones de euros)
Junio/Julio 2012	443.927.625	0,545	242	35.315.264	339
Diciembre 2012/ Enero 2013	389.278.581	0,473	184	26.269.701	410
Junio/Julio 2013	521.556.172	0,445	232	20.023.479	423
Diciembre2013/ Enero 2014	486.839.688	0,477	232	22.044.113	389

Por último, a la fecha de formulación de las Cuentas Anuales, en el marco del programa "Repsol Dividendo Flexible" y en sustitución del tradicional dividendo complementario del ejercicio, el Consejo de Administración propondrá a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas, una ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos equivalente a una retribución al accionista de unos 0,50 euros por acción.

14.7) Beneficio por acción

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el que se detalla a continuación:

	2013	2012
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	195	2.060
Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas (millones de euros)	(684)	638
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones)	1.313	1.255

BENEFICIO POR ACCIÓN (BPA) ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE (Euros)	**2013**	**2012**
Básico		
BPA básico atribuible a la sociedad dominante	0,15	1,64
BPA básico atribuible a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas	-	0,51
Diluido		
BPA básico atribuible a la sociedad dominante	0,15	1,64
BPA básico atribuible a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas	-	0,51

El capital social emitido en circulación al 31 de diciembre de 2012 ascendía a 1.256.178.727 acciones, si bien el número medio ponderado de acciones en circulación a dicha fecha ha sido modificado, con respecto al utilizado para el cálculo del beneficio por acción en los estados financieros al 31 de diciembre de 2012, para incluir el efecto de las ampliaciones de capital llevadas a cabo como parte del sistema de retribución a los accionistas denominado "Repsol dividendo flexible 2013", de acuerdo con la normativa contable aplicable (ver Nota 2.1.2 *"Comparación de la información")*.

14.8) Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponde fundamentalmente a las sociedades que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2013	2012
Sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa [1]	469	485
Refinería La Pampilla, S.A.	110	134
Petronor, S.A.	91	103
Otras compañías	43	48
Total	**713**	**770**

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja los *"Intereses minoritarios"* correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

[1] Dentro de este importe se incluyen participaciones preferentes emitidas por Unión Fenosa Preferentes, S.A., del Grupo Gas Natural Fenosa por un importe nominal de 225 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente (importes correspondientes al porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

(15) SUBVENCIONES

Las subvenciones registradas en el balance, que ascienden a 66 millones de euros y 61 millones de euros en 2013 y 2012, respectivamente, corresponden fundamentalmente a subvenciones concedidas para la construcción de infraestructura gasista o eléctrica (56 millones de euros en 2013 y 51 millones de euros en 2012).

La cuenta de resultados de los ejercicios 2013 y 2012 incluyen ingresos correspondientes a la aplicación a resultados de las subvenciones de capital en el epígrafe "*Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras*" por importe de 13 millones de euros. Por otro lado, el importe de las subvenciones de explotación registradas como ingresos del ejercicio en el epígrafe "*Otros ingresos de explotación*" ha ascendido a 28 y 21 millones de euros en 2013 y 2012, respectivamente.

(16) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El saldo a 31 de diciembre de 2013 y 2012, así como los movimientos que se han producido en este epígrafe durante los ejercicios 2013 y 2012, han sido los siguientes:

	Millones de euros						
	Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes						
	Provisión para pensiones [8]	Desmante-lamiento de campos	Provisiones por contratos	Medio Ambiente [9]	Emisión de CO_2 [10]	Otras provisiones	Total
Saldo a 1 de enero de 2012	**255**	**1.844**	**302**	**255**	**95**	**1.527**	**4.278**
Dotaciones con cargo a resultados [2]	14	30	60	13	110	229	456
Aplicaciones con abono a resultados [3]	-	(13)	-	(2)	-	(80)	(95)
Cancelación por pago	(22)	(1)	(50)	(8)	-	(201)	(282)
Variaciones del perímetro de consolidación [1]	-	(4)	-	-	-	(17)	(21)
Diferencias de conversión	5	(12)	(4)	-	-	(4)	(15)
Reclasificaciones y otros movimientos [4]	26	156	-	-	(93)	(4)	85
Movimientos de operaciones Interrumpidas [5]	(1)	(32)	1	(16)	-	(9)	(57)
Expropiación de YPF e YPF Gas [6]	(29)	(1.150)	(99)	(191)	-	(331)	(1.800)
Saldo a 31 de diciembre de 2012	**248**	**818**	**210**	**51**	**112**	**1.110**	**2.549**
Dotaciones con cargo a resultados [2]	13	28	55	9	70	1.019	1.194
Aplicaciones con abono a resultados [3]	-	(5)	(27)	(2)	-	(100)	(134)
Cancelación por pago	(25)	(3)	(50)	(5)	-	(83)	(166)
Variaciones del perímetro de consolidación [1]	-	(16)	-	-	(1)	(10)	(27)
Diferencias de conversión	(16)	(26)	(8)	-	-	(14)	(64)
Reclasificaciones y otros movimientos	21	(24)	-	(49)	(111)	(3)	(166)
Movimientos de operaciones Interrumpidas [7]	-	-	691	50	1	-	742
Expropiación de YPF e YPF Gas [6]	-	-	-	-	-	-	-
Saldo a 31 de diciembre de 2013	**241**	**772**	**871**	**54**	**71**	**1.919**	**3.928**

NOTA: El movimiento en el ejercicio 2012 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente a dicho ejercicio para reflejar en una única línea los movimientos generados por los activos y negocios del GNL relacionados con el proceso de venta (ver Nota 31 "Desinversiones" y Nota 10 "Activos no corrientes mantenidos para la venta"), y aquellos movimientos que en 2012 generaron YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control (ver Nota 4).

(1) Ver Nota 30 *"Combinaciones de negocios"* y Nota 31 *"Desinversiones"*. En 2013 incluye la baja de los activos y negocios del GNL por importe de 21 millones de euros.
(2) Incluye 134 y 131 millones correspondientes a la actualización financiera de provisiones en 2013 y 2012, respectivamente. En 2013 el epígrafe "*Otras provisiones*" incluye fundamentalmente dotaciones por provisiones legales y fiscales (ver Notas 23 y 34.1).
(3) Incluye la cancelación de provisiones por diversos conceptos registradas en sociedades del Grupo en varios países, como consecuencia de cambios en las circunstancias en base a las que se había dotado la provisión.
(4) En 2012 incluye 159 millones de euros correspondientes al alta de inmovilizado material y a la provisión por desmantelamiento de campos.
(5) Recoge fundamentalmente los movimientos correspondientes a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo en dichas sociedades.
(6) Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo en YPF e YPF Gas y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 4 *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.*".
(7) En 2013 incluye en la columna "*Provisiones por contratos*" una dotación con cargo al resultado de operaciones interrumpidas por el contrato oneroso "*Process or pay*" asocicado a la planta de Canaport en Norteamérica (ver Nota 31 "*Desinversiones*") por importe de 691 millones de euros.
(8) Ver Nota 17.
(9) Ver Nota 35.2.
(10) Ver Notas 6 y 35.5.

Dentro del epígrafe "*Otras provisiones*" se incluyen las provisiones constituidas para hacer frente a las obligaciones derivadas principalmente de reclamaciones fiscales, litigios y arbitrajes, incentivos a los empleados, seguros, provisiones correspondientes a nuestra participación en el grupo Gas Natural Fenosa y otras menores. En la Nota 23 "*Situación Fiscal"* y en la Nota 34 "*Contingencias, compromisos y garantías"* se incluye información adicional sobre las mismas.

A continuación se incluye una estimación de los vencimientos de las provisiones por riesgos y gastos registradas al cierre del ejercicio 2013. No obstante, debido a las características de los

riesgos incluidos, la valoración de estos calendarios de vencimientos está sujeta a incertidumbres y cambios más allá del control del Grupo, por lo que la misma podría variar en el futuro en función de la evolución de las circunstancias con las que se ha realizado la estimación.

	Millones de euros			
	Inferior a un año	De 1 a 5 años	Mas de 5 años y/o indeterminado	Total
Provisión por pensiones	1	32	208	241
Provisión por desmantelamientos de campos	7	57	708	772
Provisión por contratos	51	181	639	871
Provisiones de medio ambiente	-	54	-	54
Provisión por emisiones de CO_2	71	-	-	71
Otras provisiones	173	430	1.316	1.919
TOTAL	**303**	**754**	**2.871**	**3.928**

(17) PLANES DE PENSIONES Y OTRAS OBLIGACIONES CON EL PERSONAL

a) Planes de pensiones de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores en España, Repsol tiene reconocidos planes de aportación definida adaptados a la legislación vigente, cuyas principales características son las siguientes:

i. Son planes de modalidad mixta destinados a cubrir tanto las prestaciones de jubilación como los riesgos por invalidez y fallecimiento de los partícipes.

ii. El promotor (Repsol) se compromete, para los partícipes en activo, a una aportación mensual a fondos de pensiones externos de determinados porcentajes del salario.

Fuera de España, a través de sus filiales, el Grupo dispone de planes de pensiones de aportación definida para los empleados y directivos de las principales sociedades donde la empresa aporta básicamente la misma cantidad que el partícipe con un máximo establecido.

Asimismo, el grupo Gas Natural Fenosa tiene reconocidos para algunos colectivos de trabajadores planes de pensiones de aportación definida.

El coste anual cargado en la cuenta de "*Gastos de personal*" de la cuenta de resultados en relación con los planes de aportación definida descritos anteriormente ha ascendido a 57 millones de euros en 2013 y 51 millones de euros en 2012.

Para los directivos del Grupo Repsol en España existe un sistema de previsión social, complementario al plan de pensiones de empleo, denominado "Plan de Previsión de Directivos", que consiste en un plan destinado a cubrir tanto la jubilación como la invalidez y fallecimiento de los partícipes. La empresa realiza aportaciones definidas correspondientes a un porcentaje del salario de los partícipes. El plan reconoce una rentabilidad determinada y garantizada, igual al 125% del Índice General Nacional de Precios al Consumo del año anterior. Este plan está instrumentado a través de seguros colectivos de compromisos por pensiones que están suscritos con una entidad aseguradora. El pago de las primas de estas pólizas de seguro financia y exterioriza, por una parte, los compromisos correspondientes a las aportaciones ordinarias y, por otra, los correspondientes a la rentabilidad determinada garantizada. El directivo (o sus beneficiarios) tendrán derecho a recibir la prestación del plan en caso de jubilación, fallecimiento, incapacidad permanente total, absoluta o gran invalidez, así como en algunos supuestos específicos contemplados en el Reglamento del Plan. El coste por este plan cargado en el epígrafe "*Gastos de personal*" de la cuenta de resultados en los ejercicios 2013 y 2012 ha ascendido a 14 y 13 millones de euros, respectivamente.

b) Planes de pensiones de prestación definida

Repsol, principalmente a través de Gas Natural Fenosa tiene contratados planes de pensiones de prestación definida para determinados colectivos en España, Brasil, Colombia y Estados Unidos, entre otros países. El desglose por país de las provisiones registradas por estos planes es el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
España (ver b.1)	109	114
Colombia (ver b.2)	86	105
Brasil (ver b.3)	13	20
Estados Unidos (b.4)	9	8
Resto	24	1
Total	**241**	**248**

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja los saldos correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

b.1) A 31 de diciembre de 2013 y 2012, el Grupo a través de Gas Natural Fenosa, tenía en vigor los siguientes compromisos para determinados colectivos en España:

- Pensiones a pensionistas jubilados, personas discapacitadas, viudas y huérfanos pertenecientes a determinados colectivos.
- Compromisos de pago de complementos de pensiones de prestación definida con el personal pasivo del antiguo Grupo Unión Fenosa jubilado con anterioridad a noviembre de 2002 y una parte residual del personal activo.
- Cobertura de jubilación y fallecimiento a favor de determinados empleados.
- Subsidio de gas para personal activo y pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Compromisos con empleados jubilados anticipadamente hasta que alcancen la edad de jubilación y planes de jubilación anticipada.
- Complementos salariales y cotizaciones a la Seguridad Social para un colectivo de prejubilados hasta el momento de acceso a la jubilación ordinaria.
- Asistencia sanitaria y otras prestaciones.

b.2) A 31 de diciembre de 2013 y 2012 existen los siguientes compromisos para determinados empleados en Colombia:

- Compromisos por pensiones causadas para el personal pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Asistencia sanitaria y otras ayudas post jubilación.

b.3) A 31 de diciembre de 2013 y 2012 Repsol tiene en vigor, a través de su participación en Gas Natural Fenosa, las siguientes prestaciones para determinados empleados en Brasil:

- Plan de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral, con cobertura para la jubilación, fallecimiento durante el trabajo y pensiones por discapacidad y cantidades globales.
- Plan de asistencia sanitaria posterior a la relación laboral.
- Otros planes de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral que garantiza pensiones temporales, pensiones de vida y cantidades globales dependiendo de los años de servicio.

b.4) A 31 de diciembre de 2013 y 2012 existen compromisos para determinados empleados en Estados Unidos, por planes de prestación definida por pensiones y asistencia sanitaria posteriores a la relación laboral.

El detalle de las principales provisiones para pensiones y obligaciones similares, desglosado por países, reconocidas en el balance de situación consolidado, así como el movimiento del valor actual de las obligaciones y del valor razonable de los activos del plan es el siguiente:

	Millones de euros							
	2013				2012			
Valor actual de las obligaciones	España	Colombia	Brasil	EE.UU	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
A 1 de Enero	**366**	**105**	**61**	**8**	**340**	**85**	**56**	**33**
Coste del servicio del ejercicio	1	-	-	(2)	1	-	-	1
Coste de intereses	13	4	5	-	15	7	5	-
Ganancias y pérdidas actuariales	1	(1)	(10)	-	41	11	8	1
Beneficios pagados	(27)	(10)	(3)	-	(26)	(11)	(3)	-
Traspasos y cancelaciones	(2)	-	-	3	(5)	6	1	-
Diferencias de conversión	-	(12)	(11)	-	-	7	(6)	-
Expropiación de YPF e YPF Gas	-	-	-	-	-	-	-	(27)
A 31 de Diciembre	**352**	**86**	**42**	**9**	**366**	**105**	**61**	**8**
Valor razonable activos del plan								
A 1 de Enero	**252**	**-**	**41**	**-**	**233**	**-**	**37**	**-**
Rendimiento esperado	8	-	3	-	10	-	5	-
Aportaciones	7	-	2	-	2	-	2	-
Ganancias y pérdidas actuariales	(2)	-	(6)	-	30	-	4	-
Prestaciones pagadas	(21)	-	(3)	-	(20)	-	(3)	-
Traspasos	-	-	-	-	(3)	-	-	-
Diferencias de conversión	-	-	(7)	-	-	-	(4)	-
A 31 de Diciembre	**243**	**-**	**29**	**-**	**252**	**-**	**41**	**-**
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	**109**	**86**	**13**	**9**	**114**	**105**	**20**	**8**

Las cantidades reconocidas en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, para todos los planes de pensiones mencionados anteriormente son las siguientes:

	Millones de euros							
	2013				2012			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Coste de servicio del ejercicio	1	-	-	2	1	-	-	1
Coste por intereses	13	4	5	-	15	7	5	-
Rendimiento previsto activos del plan	(8)	-	(3)	-	(10)	-	(5)	-
Cargo en la cuenta de resultados	**6**	**4**	**2**	**2**	**6**	**7**	**-**	**1**

El importe acumulado de las ganancias y pérdidas actuariales netas de impuestos reconocidas

directamente en patrimonio ha ascendido a un importe positivo de 1 millón de euros y a un importe negativo de 19 millones de euros para los ejercicios 2013 y 2012, respectivamente.

Las hipótesis actuariales aplicadas han sido las siguientes:

	2013				2012			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Tipo de descuento [(1)(2)]	0,7% a 3,6%	4,8% a 8,0%	11,40%	4,92%	1,0% a 4,7%	4,8 a 6,5%	9,80 %	4,09%
Rendimiento previsto sobre activos de plan [(1)]	0,7% a 3,6%	N/A	11,40%	N/A	1,0% a 4,7%	N/A	9,80 %	N/A
Incrementos futuros en salario [(1)]	2,50%	2,50%	7,70%	N/A	3,00%	2,5% a 3,3%	7,70 %	N/A
Incrementos futuros en pensión [(1)]	2,50%	2,50%	5,50%	N/A	2,50%	2,5% a 3,3%	5,50 %	N/A
Tipo de inflación [(1)]	2,50%	2,50%	5,50%	N/A	2,50%	2,50%	5,50 %	N/A
Tabla de mortalidad	PERMF 2000	RV08	AT-83	RP 2000	PERMF 2000	RV08	AT-83	N/A

[(1)] Anuales.
[(2)] Por regla general, los tipos de interés para el descuento de las obligaciones post empleo son aplicados en función de los plazos de cada compromiso y la curva de referencia es calculada a partir de los tipos observables de bonos corporativos de alta calidad crediticia (AA), emitidos en la zona euro.

El siguiente cuadro recoge el posible efecto en 2013 de una variación de un 1% en el tipo de inflación, de un 1% en la tasa de descuento y de un 1% en el coste de la asistencia sanitaria sobre las provisiones y costes actuariales:

	España, Colombia y Brasil [(1)]			Estados Unidos		
	Inflación +1%	Descuento +1%	A.Sanitaria +1%	Inflación +1%	Descuento +1%	A.Sanitaria +1%
Valor actual de las obligaciones	33	(42)	5	-	(7)	11
Valor razonable activos del plan	-	(21)	-	-	-	-
Provisión para pensiones	33	(22)	5	-	-	-
Coste esperado de servicio del ejercicio	-	-	-	-	1	2
Coste de intereses	2	2	-	-	-	-
Rendimiento Esperado de los activos delplan	-	2	-	-	-	-

[(1)] Corresponde a los compromisos que el Grupo tiene en vigor a a través de Gas Natural en España, Colombia y Brasil.

Las principales categorías de activos de los planes de pensiones descritos anteriormente corresponden a bonos y, en menor medida a otros títulos y activos inmobiliarios.

	(%)							
	2013				2012			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Títulos	-	-	15%	-	-	-	16%	-
Bonos	100%	-	75%	-	100%	-	79%	-
Inmuebles y otros activos	-	-	10%	-	-	-	5%	-

El rendimiento real sobre activos de los planes mantenidos a través de sociedades del grupo Gas Natural Fenosa durante el ejercicio 2013 y 2012, correspondiente a España y Brasil, ha sido 12 y 15 millones de euros, respectivamente.

c) Incentivos a medio y largo plazo.

La compañía tiene implantado un instrumento de fidelización dirigido a directivos y a otras personas con responsabilidad en el Grupo, consistente en la fijación de un incentivo a medio/largo plazo como parte de su sistema retributivo. Con él se pretende fortalecer los vínculos de los

directivos y mandos con los intereses de los accionistas basados en la sostenibilidad de los resultados de la compañía a medio y largo plazo y el cumplimiento de su Plan Estratégico, al propio tiempo que se favorece la continuidad en el Grupo de las personas más destacadas.

El Presidente Ejecutivo no es partícipe de ninguno de los programas de incentivos vigentes a la fecha, si bien en su actual esquema retributivo, el grado de consecución de cada programa a su vencimiento sirve de referencia para determinar el importe de la retribución plurianual correspondiente a cada ejercicio, que es abonada en el ejercicio siguiente.

Al cierre de ejercicio se encuentran vigentes los programas de incentivos 2010-2013, 2011-2014, 2012-2015 y 2013-2016. Cabe señalar que el programa 2010-2013 se cerró, de acuerdo a sus bases, el 31 de diciembre de 2013 y sus beneficiarios percibirán la retribución variable correspondiente en el primer semestre de 2014.

Los tres programas vigentes (2011-2014, 2012-2015 y 2013-2016), son independientes entre sí, pero sus principales características son las mismas. En todos los casos se trata de planes específicos de retribución plurianual por los ejercicios contemplados en cada uno de ellos. Cada programa está ligado al cumplimiento de una serie de objetivos estratégicos del Grupo. El cumplimiento de los respectivos objetivos da a los beneficiarios de cada plan el derecho a la percepción de retribución variable a medio plazo en el primer trimestre del ejercicio siguiente al de su finalización. No obstante, en cada caso, la percepción del incentivo está ligada a la permanencia del beneficiario al servicio del Grupo hasta el 31 de diciembre del último de los ejercicios del programa, con excepción de los supuestos especiales contemplados en las propias bases del mismo.

En todos los casos el incentivo plurianual, de percibirse, además de aplicarle a la cantidad determinada en el momento de su concesión un primer coeficiente variable en función del grado de consecución de los objetivos establecidos, se multiplicaría asimismo por un segundo coeficiente variable, vinculado a la media aritmética de la Evaluación Individual de Desempeño obtenida por el beneficiario en el sistema de Gestión por Compromisos en los años comprendidos en el periodo de medición de cada programa de incentivos.

Ninguno de los planes implica para sus beneficiarios la entrega de acciones u opciones, ni está referenciado al valor de la acción de Repsol, si bien los beneficiarios de los planes actualmente vigentes podrán ser beneficiarios, a su vez de los planes descritos en la Nota 17.d) apartado i).

Para asumir los compromisos derivados de estos programas se ha registrado un gasto en la cuenta de resultados de los ejercicios 2013 y 2012 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 17 y 11 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2013 y 2012, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 44 y 45 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

d) Planes de fidelización y de adquisición de acciones

i.) “Plan de Fidelización”

Este Plan, aprobado por la Junta General de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011 y, dividido en cinco ciclos (2011-2014, 2012-2015, 2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018) tiene como finalidad fomentar el alineamiento con los intereses a largo plazo de los accionistas y la Compañía. Se instrumenta a través de un plan de compra de acciones con diversos ciclos que permite a sus beneficiarios invertir una cantidad máxima en acciones de Repsol, S.A., de forma que si mantienen las acciones durante un periodo de tres años, permanecen en el Grupo y se cumplen el resto de condiciones del Plan, se les entregaría una acción adicional por cada tres acciones que hubieran adquirido inicialmente.

Por simplicidad en la instrumentación del Plan de Fidelización en cuanto a la determinación de sus beneficiarios y del importe máximo a invertir en el mismo, se han tomado como referencia los programas de retribución plurianual de forma que sólo pueden ser beneficiarios de los programas de fidelización los que a su vez lo son de los programas de retribución plurianual y el importe máximo a invertir en el Plan de Fidelización es el equivalente al 50% del importe bruto del incentivo plurianual que cada beneficiario perciba. La compra de acciones por los beneficiarios debe realizarse no más tarde del 31 de mayo de cada año natural, una vez abonado el incentivo plurianual correspondiente.

A la fecha de formulación de las presentes cuentas anuales, se han puesto en marcha los tres primeros ciclos (2011-2014, 2012-2015 y 2013-2016) del Plan, cuyos principales datos se incluyen a continuación:

	Nº de participantes	Inversión Inicial total (nº de acciones)	Precio medio (€/acción)	Compromiso máximo de entrega de acciones
Primer ciclo (2011-2014)	350	227.498	23,54	75.710
Sregundo ciclo (2012-2015)	187	294.689	12,26	98.161
Tercer ciclo (2013-2016)[1]	200	172.302	18,22	57.366

[1] Tras el cierre del periodo de adhesión se incorporaron al Plan 13 beneficiarios cuyas solicitudes, remitidas en plazo y forma, no fueron tramitadas inicialmente. Dichos beneficiarios adquirieron un total de 3.514 acciones en las mismas condiciones que las que se les hubiesen aplicado de haberse tramitado correctamente sus solicitudes.

En el tercer ciclo del Plan, los actuales miembros del Comité de Dirección han adquirido un total de 77.155 acciones. Considerando el número de acciones que adquirieron en el primer ciclo (un total de 79.611 acciones) y segundo ciclo (un total de 131.395 acciones), Repsol habría adquirido con estas personas un compromiso de entrega de 26.534, 43.795 y 25.716 acciones, respectivamente, al vencimiento del periodo de consolidación de cada ciclo, sujeto en todo caso, al cumplimiento del resto de requisitos del Plan.

Como consecuencia de este Plan, a 31 de diciembre de 2013 y 2012, se ha registrado un gasto en el epígrafe "Gastos de personal" con contrapartida en el epígrafe "Otras reservas" del patrimonio neto por importe de 1,21 y 0,66 millones de euros, respectivamente.

ii.) "Planes de Adquisición de Acciones"

Los Planes de Adquisición de Acciones (PAA) fueron aprobados por la Junta General Ordinaria de 15 de abril de 2011 para el periodo 2011-2012, y por la Junta General Ordinaria de 31 de mayo de 2012 para el periodo 2013-2015.

Estos planes se dirigen a directivos y empleados del Grupo Repsol en España y tiene como finalidad permitir que aquéllos que lo deseen puedan percibir parte de su retribución en acciones de Repsol, S.A. con un límite anual equivalente al importe monetario máximo en acciones que, con arreglo a la legislación fiscal vigente en cada ejercicio y para cada territorio, no tenga la consideración de rendimiento sujeto a tributación en el IRPF. Las acciones se valorarán al precio de cierre de la acción de Repsol, S.A., en el sistema de interconexión bursátil (mercado continuo) de las bolsas españolas en cada una de las fechas de entrega al beneficiario, establecidas con carácter mensual.

Durante el ejercicio 2013 el Grupo ha adquirido 406.430 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 7,1 millones de euros para su entrega a los participantes del PAA 2013. En el ejercicio 2012 y en el marco del PAA 2012, el Grupo adquirió 585.441 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 9,1 millones de euros (ver Nota 14.4).

Las acciones a entregar en ambos planes i) y ii) podrán provenir de la autocartera directa o indirecta de Repsol, ser de nueva emisión o proceder de terceros con los que se hayan suscrito

acuerdos para asegurar la atención de los compromisos asumidos.

(18) PASIVOS FINANCIEROS

En esta nota se desglosan los pasivos de naturaleza financiera incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2013	2012
Pasivos financieros no corrientes	13.125	15.300
Pasivos financieros corrientes	4.519	3.790
Derivados por operaciones comerciales corrientes [1]	89	41
TOTAL	**17.733**	**19.131**

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja los *"Pasivos financieros no corrientes" y "Pasivos financieros corrientes"* correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

[1] Registrados en los epígrafes "*Otros pasivos no corrientes*" y "*Otros acreedores*" del balance.

El detalle de los pasivos financieros adquiridos, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2013				
Millones de euros	**Pasivos financieros mantenidos para negociar**	**Débitos y partidas a pagar**	**Derivados de cobertura**	**Total**	**Valor Razonable**
Deudas con entidades de crédito	-	2.815	-	2.815	2.825
Obligaciones y otros valores negociables [1]	-	10.238	-	10.238	10.885
Derivados	-	-	72	72	72
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	**-**	**13.053**	**72**	**13.125**	**13.782**
Deudas con entidades de crédito	-	879	-	879	879
Obligaciones y otros valores negociables	-	3.585	-	3.585	3.625
Derivados	136	-	8	144	136
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	**136**	**4.464**	**8**	**4.608**	**4.640**
TOTAL [2]	**136**	**17.517**	**80**	**17.733**	**18.422**

Millones de euros	31 de diciembre de 2012				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	**Débitos y partidas a pagar**	**Derivados de cobertura**	**Total**	**Valor Razonable**
Deudas con entidades de crédito	-	3.457	-	3.457	3.467
Obligaciones y otros valores negociables [1]	-	11.616	-	11.616	12.228
Derivados	28	-	199	227	227
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	**28**	**15.073**	**199**	**15.300**	**15.922**
Deudas con entidades de crédito	-	2.164	-	2.164	2.164
Obligaciones y otros valores negociables [1]	-	1.556	-	1.556	1.578
Derivados	105	-	6	111	111
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	**105**	**3.720**	**6**	**3.831**	**3.853**
TOTAL [2]	**133**	**18.793**	**205**	**19.131**	**19.775**

(1) Incluye participaciones preferentes por importe de 104 y 3.182 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente. Ver *Participaciones preferentes* en el apartado 18.2 de esta Nota.

(2) A 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, el balance recoge 1.427 y 2.745 millones de euros en el epígrafe "*Otros pasivos no corrientes*" y 170 y 224 millones de euros en el epígrafe "*Otros acreedores*" correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado, no incluidos en la tabla anterior.

La clasificación de los pasivos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

Millones de euros	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Pasivos financieros mantenidos para negociar	89	15	47	118	-	-	136	133
Derivados de cobertura	-	-	80	205	-	-	80	205
Total	**89**	**15**	**127**	**323**	**-**	**-**	**216**	**338**

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento.
Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.
Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

Las técnicas de valoración utilizadas para los pasivos financieros clasificados en la jerarquía de nivel 2, se basan, de acuerdo a la normativa contable, en un enfoque de ingreso, el cual consiste en el descuento de los flujos futuros conocidos o estimados utilizando curvas de descuento construidas a partir de los tipos de interés de referencia en el mercado (en los derivados, se estiman a través de curvas forward implícitas de mercado), incluyendo ajustes por riesgo de crédito en función de la vida de los instrumentos. En el caso de las opciones se utilizan modelos de fijación de precios basadas en las fórmulas de Black & Scholes.

Las variables fundamentales para la valoración de los pasivos financieros varían dependiendo del tipo de instrumento valorado, pero son fundamentalmente: tipos de cambio (spot y forward), curvas de tipos de interés, curvas de riesgo de contrapartida, precios de renta variable y volatilidades de todos los factores anteriormente mencionados. En todos los casos, los datos de mercado se obtienen de agencias de información reconocidas o corresponden a cotizaciones de organismos oficiales.

En relación con el riesgo de liquidez, la distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2013 y 2012 se detalla en la Nota 19.1.2.

El desglose de la financiación media y su coste por instrumentos es el siguiente:

	2013		2012	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Deudas con entidades de crédito	4.697	2,79%	5.535	2,85%
Acciones Preferentes	1.620	4,47%	3.182	4,78%
Obligaciones	11.729	4,55%	9.550	4,69%
	18.046	**4,08%**	**18.267**	**4,15%**

18.1) Deudas con entidades de crédito

En mayo de 2013 el Grupo firmó un acuerdo de financiación con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) por importe de 200 millones de euros para el programa de investigación y desarrollo (I+D) de Repsol 2013-2016. La duración de dicho préstamo está fijada en 10 años, siendo los 3 primeros de carencia y devengando un interés del Euribor a 3 meses más un diferencial del 1,402%.

Asimismo, el Banco Europeo de Inversiones (BEI) mantiene otorgada financiación a Gas Natural Fenosa por importe de 411 millones de euros, de los cuales se mantienen disponibles 68 millones de euros de una nueva línea de financiación otorgada y no dispuesta. También a través de Gas Natural existen deudas contraídas con el Instituto de Crédito Oficial (ICO) por un importe total de 92 millones de euros formalizadas mediante préstamos con vencimiento máximo 2018 (114 millones de euros a 31 de diciembre 2012). Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Durante el ejercicio 2013 el grupo Gas Natural Fenosa ha llevado a cabo una operación de reestructuración de deuda que ha supuesto la amortización anticipada del préstamo *Club Deal* por importe de 900 millones de euros con vencimiento en 2015 y la formalización de un nuevo préstamo por importe de 225 millones de euros junto con una nueva línea de crédito por importe de 450 millones de euros, no dispuesta a 31 de diciembre de 2013, con vencimiento a 5 años, todo ello también bajo la modalidad *Club Deal*. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

En junio de 2012 el Grupo cerró dos operaciones de financiación, independientes entre sí, a través de la contratación de determinados instrumentos derivados, a un plazo de 12 meses y por un importe total de 750 millones de euros. Adicionalmente, en julio de 2012, se materializó una operación de financiación a través de instrumentos derivados por importe de 250 millones de euros y un plazo de 12 meses. Estas operaciones fueron registradas en el epígrafe "Deuda con entidades de crédito y obligaciones y otros valores negociables" del balance del Grupo. A 31 de diciembre de 2013 dichas operaciones junto a sus garantías asociadas han sido canceladas en su totalidad.

18.2) Obligaciones y otros valores negociables

A continuación se detallan las emisiones, recompras y reembolsos de valores representativos de deuda (registradas en los epígrafes "*Obligaciones y otros valores negociables*" corrientes y no corrientes) que han tenido lugar durante los ejercicios 2013 y 2012:

Millones de euros	Saldo al 31/12/2012	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	(-) Recompra de Participaciones preferentes	Saldo al 31/12/2013
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo [1]	12.856	6.503	(2.780)	(60)	(2.916)	13.603
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	316	100	(186)	(10)	-	220
TOTAL	**13.172**	**6.603**	**(2.966)**	**(70)**	**(2.916)**	**13.823**

(1) En el caso de las Participaciones Preferentes emitidas por el Grupo a través de Repsol International Capital Ltd., cuyos tenedores aceptaron las Ofertas de Recompra y Suscripción, se ajustó su valoración (columna "*Ajustes por tipo de cambio y otros*" de acuerdo a las condiciones de dichas Ofertas. El 1 de julio de 2013 se dieron de baja del balance de situación las Participaciones Preferentes recompradas (columna "*Recompras o reembolsos*"), y simultáneamente se reconocieron (columna "Emisiones") las obligaciones simples Serie I/2013 de Repsol, S.A. (véase el apartado Participaciones Preferentes de esta Nota)

Millones de euros	Saldo al 31/12/2011	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	(-) Desconsolidación de YPF y R. YPF Gas	Saldo al 31/12/2012
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	11.836	5.168	(4.271)	123	-	12.856
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	501	43	(54)	6	(180)	316
TOTAL	**12.337**	**5.211**	**(4.325)**	**129**	**(180)**	**13.172**

Participaciones preferentes

A 31 de diciembre de 2012 el epígrafe de *"Obligaciones y otros valores negociables no corrientes"* incluía participaciones preferentes por importe de 3.182 millones de euros, correspondientes a las emitidas por Repsol International Capital Ltd., y a las emitidas por el grupo Gas Natural Fenosa a través de Unión Fenosa Financial Services USA, LLC.

El 31 de mayo de 2013 los Consejos de Administración de Repsol International Capital Ltd. y Repsol, S.A. acordaron en sus respectivas competencias el lanzamiento de una operación consistente en: (i) la realización de una Oferta de Recompra en efectivo y de carácter voluntario de las Participaciones Preferentes Serie B y las Participaciones Preferentes Serie C emitidas por Repsol International Capital Ltd., en mayo y diciembre de 2001 respectivamente y, simultáneamente y de forma vinculada a la Oferta de Recompra, (ii) la realización de una Oferta Pública de Suscripción de obligaciones simples Serie I/2013 de Repsol, S.A. dirigida a los aceptantes de la Oferta de Recompra.

Los tenedores de Participaciones Preferentes Serie B y C, cuyo valor nominal ascendía a 1.000 euros, recibirían un pago de efectivo de 975 euros por título, con el compromiso de destinar 500 euros a la suscripción de obligaciones de Repsol de 500 euros de valor nominal, con un tipo de interés nominal del 3,5% anual, pagadero trimestralmente, y vencimiento a 10 años.

El periodo de aceptación de la Oferta de Recompra comenzó el día 5 de junio y finalizó el 25 de junio de 2013. La ejecución de la operación concluyó con la recompra de las Participaciones Preferentes y el desembolso de las obligaciones el 1 de julio de 2013.

La aceptación de la Oferta de Recompra de las Participaciones Preferentes ascendió a un 97,21% del importe nominal total de ambas emisiones (Serie B 97,02% y Serie C del 97,31%), quedando en circulación el resto. En total Repsol International Capital Ltd. abonó a los aceptantes de la Oferta de Recompra 2.843 millones de euros en efectivo, de los cuales 1.458 millones de euros se aplicaron a la suscripción de las obligaciones de Repsol, admitidas a negociación en el mercado AIAF de Renta Fija el 2 de julio de 2013, para su contratación a través del Sistema Electrónico de Negociación de Deuda (SEND).

El 1 de julio de 2013, con el abono efectivo a los aceptantes del precio de recompra, se dieron de baja del balance de situación las participaciones recompradas. Simultáneamente se reconocieron en el epígrafe *"Obligaciones y otros valores negociables no corrientes"* las obligaciones simples que fueron suscritas por los aceptantes de la oferta de recompra. El efecto en la cuenta de resultados como consecuencia de esta transacción ha supuesto un beneficio neto de impuestos de 53 millones de euros, incluyendo los efectos asociados a las operaciones de cobertura.

Por otra parte, con fecha 16 de abril de 2013 el Consejo de Administración de Gas Natural aprobó la realización de una Oferta de Compra de participaciones preferentes emitidas el 20 de mayo de 2003 por la sociedad del Grupo Unión Fenosa Financial Services USA, LLC por un importe nominal de 609 millones de euros (183 millones teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en dicho grupo). Se ofreció la compra en efectivo de dichas participaciones al 93% de su valor nominal y el 16 de mayo de 2013, una vez finalizado el plazo de aceptación, el importe nominal agregado respecto al cual se cursaron las correspondientes aceptaciones fue de 539 millones de euros (162 millones teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en dicho grupo), un 88,56% del importe nominal total de la emisión, quedando en circulación el resto.

A 31 de diciembre de 2013 el epígrafe *"Obligaciones y otros valores negociables no corrientes"* incluye participaciones preferentes por importe de 104 millones de euros, correspondientes a las emitidas por Repsol Internatiopnal Capital ltd, y a las emitidas por el Grupo Gas Natural Fenosa a través de Unión Fenosa Financial Services USA, LLC.

Principales emisiones en el ejercicio 2013

Tal y como se explica en el apartado anterior, en relación con la Oferta Pública de Suscripción de obligaciones simples Serie I/2013 de Repsol, S.A. dirigida a los aceptantes de la Oferta de Recompra de las participaciones preferentes. Repsol, S.A. ha emitido Obligaciones Simples, Serie I/2013, por un importe de 1.458 millones de euros a un tipo de interés nominal del 3,5% anual, pagadero trimestralmente, y vencimiento a 10 años, a la que nos hemos referido en el apartado anterior de *"Participaciones preferentes"*.

El Grupo, a través de Repsol International Finance B.V, mantiene un programa de bonos a medio plazo "*Euro 10,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Term Note Programme*" (EMTNs), renovado con fecha 17 de octubre de 2013 por un importe máximo de 10.000 millones de euros y registrado ante la Commission de Surveillance du Secteur Financier de Luxemburgo. Al amparo de este programa, el 28 de mayo de 2013, Repsol International Finance, B.V. realizó una emisión de bonos en el euromercado por importe de 1.200 millones de euros, con un cupón del 2,625%, un precio de emisión del 99,414%, y vencimiento a 7 años. El 7 de octubre de 2013, Repsol International Finance B.V., al amparo del mismo Programa, realizó una nueva emisión de bonos en el euromercado por importe de 1.000 millones de euros a 8 años, con un cupón del 3,625% y un precio de emisión del 99,734%. Ambas emisiones, están garantizadas por Repsol, S.A.

Adicionalmente, el Grupo, a través de su filial Repsol International Finance B.V. (RIF), mantiene un Programa Euro Commercial Paper (ECP) formalizado el 26 de marzo de 2010 por importe máximo de 1.500 millones de euros, garantizado por Repsol, S.A. El 25 de octubre de 2010 el importe del Programa fue ampliado a 2.000 millones de euros. Durante 2013, RIF ha realizado emisiones de ECP por importe de 1.382 millones de euros nominales, 430 millones de dólares y 20 millones de francos suizos nominales al amparo de este Programa. El saldo vivo de las emisiones realizadas al amparo de este programa a 31 de diciembre de 2013 es de 588 millones de euros nominales.

Gas Natural Fenosa mantiene un programa de *European Medium Term Notes* (EMTN) a medio plazo cuyo límite al 31 de diciembre de 2013 es de 4.200 millones de euros, al amparo del cual, el 9 de enero de 2013, realizó una emisión de bonos en el euromercado por importe de 180 millones

de euros a diez años, con un cupón anual del 3,875%. El 14 de enero de 2013, una segunda emisión por importe de 75 millones de francos suizos, vencimiento en febrero de 2019, y con un cupón anual del 2,125%. En el mes abril de 2013 se cerraron otras dos emisiones de bonos por un importe de 225 y 90 millones de euros y vencimientos en abril de 2022 y 2017, y un cupón anual del 3,875% y un 2,310%, respectivamente. En julio de 2013 se realizó una emisión de 240 millones de coronas noruegas con un cupón del 3,974% y vencimiento en 2023. Adicionalmente, en octubre de 2013 Gas Natural Fenosa realizó otra emisión de bonos por un importe de 150 millones de euros y vencimiento en abril de 2021, y con un cupón anual del 3,5%.

Adicionalmente, Gas Natural Fenosa mantiene un programa Euro Commercial Paper (ECP) formalizado el 23 de marzo de 2010 por un importe de 300 millones de euros siendo el emisor la sociedad de su grupo Gas Natural Fenosa Finance B.V. (antes Unión Fenosa Finance B.V.). Durante el ejercicio 2013 se han seguido realizando emisiones bajo dicho programa por un importe total de 481 millones de euros. A 31 de diciembre de 2013 el saldo vivo del programa ECP era de 44 millones de euros, siendo el disponible 256 millones de euros. Gas Natural Fenosa no ha procedido a la renovación del programa de Pagarés de empresa renovado en julio de 2011 por importe máximo de 300 millones de euros. A 31 de diciembre de 2013 no existían emisiones vivas bajo el citado programa. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

La sociedad del grupo Gas Natural, Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. ubicada en Panamá, formalizó durante el mes de Mayo de 2010 un programa de emisión de Valores Comerciales Negociables de hasta 15 millones de dólares estadounidenses (12 millones de euros). El importe dispuesto a 31 de diciembre de 2013 era de 9 millones de euros con vencimiento en 2014, emitidos durante el ejercicio 2013. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Principales emisiones en el ejercicio 2012

Repsol International Finance B.V., al amparo del programa de EMTNs registrado el 27 de octubre de 2011 realizó el 19 de enero de 2012 una emisión de bonos en el euromercado por importe de 750 millones de euros a una tasa de interés fijo del 4,875% y con vencimiento de 7 años y 1 mes. Esta emisión fue ampliada el 14 de febrero de 2012 con otra por importe de 250 millones de euros, con la misma tasa de interés y vencimiento. Ambas emisiones, garantizadas por Repsol, S.A., se integraban en una misma serie con nominal consolidado de 1.000 millones de euros admitida a cotización en la Bolsa de Luxemburgo. Adicionalmente, el 20 de septiembre 2012 se realizó una emisión de bonos en el euromercado al amparo de este programa por importe de 750 millones de euros a una tasa de interés fijo del 4,375% y con vencimiento de 5 años y 5 meses, admitidos a cotización en la Bolsa de Luxemburgo.

Adicionalmente, Repsol International Finance B.V., al amparo del programa de ECP formalizado el 26 de marzo de 2010 realizó durante 2012 emisiones por importe de 2.192 millones de euros y 57 millones de dólares nominales. El saldo vivo de las emisiones realizadas al amparo de este programa a 31 de diciembre de 2012 era de 189 millones de euros.

Gas Natural Fenosa al amparo del programa de EMTN a medio plazo, en los meses de febrero, septiembre y octubre 2012, realizó tres emisiones de bonos en el euromercado por importe de 225, 240 y 150 millones de euros, y vencimientos 2.018, 2.020 y 2017, respectivamente. A 31 de diciembre de 2012 el importe total dispuesto al amparo de este programa ascendió a 2.881 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Adicionalmente, Gas Natural Fenosa al amparo del programa de ECP formalizado el 23 de marzo de 2010, realizó durante 2012 emisiones por un importe total de 588 millones de euros. A 31 de

diciembre de 2012 el saldo dispuesto por el programa era de 47 millones de euros, y el disponible 253 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Durante 2012 Gas Natural Fenosa, a través de su sociedad dependiente Gas Natural, S.A. ESP, ubicada en Colombia, firmó un Programa de Bonos Ordinarios por 150.050 millones de pesos colombianos (65 millones de euros) en el mercado de capitales local. En el mes de Octubre se cerraron dos emisiones por importe de 30.010 millones de pesos colombianos (13 millones de euros) y 60.020 millones de pesos colombianos (26 millones de euros) con vencimiento a cinco y siete años. El saldo disponible a 31 de diciembre de 2012 bajo este programa era de 60.020 millones de pesos colombianos (26 millones de euros). Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Emisiones de valores representativos de deudas garantizadas

A continuación se detalla el importe garantizado por las sociedades del Grupo en 2013 y 2012 en emisiones, recompras o reembolsos realizados por entidades asociadas, sociedades de control conjunto (por el porcentaje no integrado en el proceso de consolidación) o sociedades que no formen parte del Grupo:

Millones de euros	Saldo al 31/12/2012	(+) Otorgadas	(-) Canceladas [1]	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2013
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	29	-	(29)	-	-

Millones de euros	Saldo al 31/12/2011	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2012
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	31	-	(1)	(1)	29

[1] Corresponde a los importes de las emisiones de la sociedad Peru LNG Company, Llc, sociedad vendida a Shell el 31 de diciembre (ver Nota 31).

En general, la deuda financiera incorpora las cláusulas de vencimiento anticipado de uso general en contratos de esta naturaleza.

Las emisiones de bonos, representativas de deuda ordinaria, realizadas por Repsol International Finance, BV, con la garantía de Repsol, S.A., por un importe nominal de 7.686 millones de euros, contienen ciertas cláusulas por las que se asume el compromiso del pago de los pasivos de manera anticipada a su vencimiento (entre otras, vencimiento cruzado o *"cross-default")* y a no constituir gravámenes en garantía sobre los activos del emisor y del garante por las mismas o para futuras emisiones de títulos representativos de deuda. En caso de incumplimiento, el banco depositario-fiduciario a su sola discreción o a instancia de los tenedores de al menos una quinta parte de las obligaciones o en base a una resolución extraordinaria, puede declarar las obligaciones vencidas y pagaderas. Adicionalmente, los inversores de los bonos emitidos en 2009, 2011, 2012 y 2013 pueden elegir si amortizan sus bonos en caso que ocurra un evento de cambio de control de Repsol, si como consecuencia de dicho cambio de control la calificación crediticia de Repsol quedara situada por debajo del grado de inversión.

Adicionalmente, en los ejercicios 2013 y 2012, el Grupo Gas Natural Fenosa mantiene deudas financieras con entidades de crédito por importe de 335 y 384 millones de euros, respectivamente,

que se encuentran sujetas al cumplimiento de determinados ratios. Por otra parte, determinados proyectos de inversión han sido financiados de manera específica mediante préstamos que incluyen la pignoración de las acciones de dichos proyectos. El saldo vivo de este tipo de préstamos a 31 de diciembre de 2013 y de 2012, asciende a 168 y 212 millones de euros, respectivamente. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

A la fecha de formulación de estas cuentas anuales consolidadas, el Grupo Repsol no se encuentra en situación de incumplimiento de sus obligaciones financieras o de cualquier tipo de obligación que pudiera dar lugar a una situación de vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

(19) GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL

19.1) Gestión de riesgos financieros

Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros: de mercado, de liquidez y de crédito. Repsol dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos a los que está expuesto el Grupo.

19.1.1) Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables de mercado. El Grupo está expuesto a diversos tipos de riesgos de mercado: de tipo de cambio, de tipo de interés y de commodities.

La compañía realiza un seguimiento de la exposición al riesgo de mercado en términos de sensibilidades. Estas se complementan con otras medidas de riesgo en aquellas ocasiones en las que la naturaleza de las posiciones de riesgo así lo requiere.

Para cada uno de los riesgos de mercado descritos a continuación se incluye un análisis de sensibilidad de los principales riesgos inherentes a los instrumentos financieros, mostrando cómo podría verse afectado el resultado y el patrimonio (en los epígrafes que constituyen los "*Ajustes por cambios de valor*") de acuerdo con lo requerido por la NIIF 7 *Instrumentos financieros: información a revelar.*

El análisis de sensibilidad utiliza variaciones de los factores de riesgo representativos de su comportamiento histórico. Las estimaciones realizadas son representativas tanto de variaciones favorables como desfavorables. El impacto en resultados y/o patrimonio se estima en función de los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al cierre de cada ejercicio.

a) Riesgo de tipo de cambio:

Los resultados y el patrimonio del Grupo están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que opera. La divisa que genera la mayor exposición es el dólar estadounidense.

Repsol obtiene financiación parcialmente en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio (ver Nota 20).
La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al 31 de diciembre, de las principales apreciaciones o depreciaciones del tipo de cambio se detalla a continuación:

Efecto de la variación del tipo de cambio del euro frente al dólar:

	Apreciación (+) / depreciación (-) en el tipo de cambio	Millones de euros	
		2013	2012
Efecto en el resultado después de impuestos	5%	(46)	3
	-5%	51	(4)
Efecto en el patrimonio neto	5%	(122)	(287)
	-5%	136	318

Adicionalmente, una apreciación del euro frente al real brasileño del 5%, por los instrumentos poseídos al 31 de diciembre, hubiera supuesto en 2013 y 2012 una disminución aproximada en el resultado neto después de impuestos de 6 millones de euros.

Asimismo, la apreciación del euro frente al real brasileño del 5% habría supuesto en 2013 un descenso en patrimonio de 0,2 millones de euros, mientras que en 2012 habría supuesto un descenso de 0,1 millones de euros.

Por otra parte, la apreciación del euro frente al rublo ruso del 5% habría supuesto en 2013 un descenso en el patrimonio de 2 millones de euros mientras que no habría generado efecto alguno en el resultado neto de impuestos. En 2012, dicha apreciación hubiera un descenso en patrimonio de 1 millón de euros, mientras que no habría generado efecto alguno en el resultado neto de impuestos.

En 2013 y 2012 una apreciación del euro frente al peso argentino del 5% por los instrumentos poseídos a 31 de diciembre, no hubiera supuesto efecto alguno en el resultado neto de impuestos mientras que hubiera supuesto un descenso del patrimonio de 2 millones de euros.

b) Riesgo de tipo de interés:

Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable; asimismo, pueden modificar el valor razonable de activos y pasivos financieros que tienen un tipo de interés fijo.

Repsol contrata derivados de tipo de interés para reducir el riesgo de variaciones en las cargas financieras o en el valor de mercado de su deuda. Estos derivados son designados contablemente, en general, como instrumentos de cobertura (ver Nota 20).

A 31 de diciembre de 2013 y 2012 la deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes a tipo fijo ascendía a 14.052 y 11.943 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 144% y 97%, respectivamente, de la deuda financiera neta total incluyendo participaciones preferentes, e incluyendo los instrumentos financieros derivados de tipo de interés. En 2013 el aumento de dicho porcentaje se explica por una mayor deuda bruta a tipo fijo asociada a las emisiones del ejercicio (ver nota 18), junto al incremento de los activos financieros a variable por la entrada de caja recibida de las desinversiones realizadas sobre activos de GNL.

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al 31 de diciembre, de la variación de los tipos de interés, es la que se detalla en el cuadro a continuación:

	Incremento (+) /descenso (-) en el tipo de interés (puntos básicos)	Millones de euros	
		2013	2012
Efecto en el resultado después de impuestos	+50	11	(7)
	-50	(11)	7
Efecto en el patrimonio neto	+50	21	48
	-50	(22)	(48)

c) Riesgo de precio de commodities:

Como consecuencia del desarrollo de las operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, gas natural y sus productos derivados.

Repsol contrata derivados sobre estos riesgos con el fin de reducir la exposición al riesgo de precio. Estos derivados ofrecen una cobertura económica de los resultados, aunque no siempre son designados como cobertura a efectos de su reconocimiento contable (ver Nota 20).

A 31 de diciembre de 2013 y 2012, un aumento o disminución del 10% en los precios de los crudos y productos petrolíferos hubiera supuesto las siguientes variaciones en el resultado neto, como consecuencia de su efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo en dicha fecha:

	Aumento(+)/ disminución (-) en los precios del crudo y productos petroliferos	Millones de euros	
		2013	2012
Efecto en el resultado después de impuestos	+10%	(4)	(23)
	-10%	4	23

19.1.2) Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Repsol mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubren el 73 % de la totalidad de su deuda bruta y el 72% de la misma incluyendo las participaciones preferentes. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 5.234 y 5.899 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2013 y 2012:

	Vencimientos (millones de euros)						
31 de diciembre de 2013	2014	2015	2016	2017	2018	Siguientes	Total
Proveedores	4.115	-	-	-	-	-	4.115
Otros acreedores	4.056	-	-	-	-	-	4.056
Préstamos y otras deudas financieras [1]	4.866	1.241	2.145	2.041	2.073	7.979	20.345
Participaciones preferentes [1] [2]	4	4	4	4	4	105	125
Derivados [3]	67	13	10	7	4	9	110

	Vencimientos (millones de euros)						
31 de diciembre de 2012	2013	2014	2015	2016	2017	Siguientes	Total
Proveedores	4.376	-	-	-	-	-	4.376
Otros acreedores	4.507	-	-	-	-	-	4.507
Préstamos y otras deudas financieras [1]	3.944	3.531	1.840	1.798	1.792	4.811	17.716
Participaciones preferentes [1] [2]	140	140	316	122	112	3.000	3.830
Derivados [3]	105	64	32	20	10	52	283

NOTA: Los importes mostrados son los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los importes incluidos en el balance.

(1) Corresponden a los vencimientos futuros de los importes registrados en los epígrafes "*Pasivos financieros no corrientes*" y "*Pasivos financieros corrientes*" incluyendo los intereses o dividendos futuros correspondientes a dichos pasivos financieros.

(2) Las participaciones preferentes emitidas son perpetuas, cancelables únicamente a elección del emisor. En la tabla de 31 de diciembre de 2013 incluye aquellas participaciones preferentes que mantiene el Grupo tras las amortizaciones descritas en el apartado Participaciones Preferentes de la Nota 18 y que se estima cancelar con posterioridad a 2017. En el periodo "Siguientes" se incluye únicamente el nominal de los instrumentos.

(3) Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la Nota 20.

19.1.3) Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo.

El riesgo de crédito en el Grupo se mide y controla por cliente o tercero individual. El Grupo cuenta con sistemas propios para la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero, alineados con las mejores prácticas.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible, entre otros, a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de las correcciones valorativas por deterioro (ver Nota 13) por importe de 7.128 y 7.202 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Las provisiones por insolvencia se determinan atendiendo a los siguientes criterios:

- La antigüedad de la deuda
- La existencia de situaciones concursales
- El análisis de la capacidad del cliente para devolver el crédito concedido.

En la Nota 13 *"Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar"*, se incluyen las pérdidas de valor por deterioro a 31 de diciembre de 2013 y 2012. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito, en este ejercicio, también es atribuible, a deudas de naturaleza financiera, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de las correcciones valorativas por deterioro. Los activos financieros deteriorados y el efecto en la cuenta de pérdidas y ganancias por deterioro están desglosados, en la Nota 11 *"Activos financieros corrientes y no corrientes"*.

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo, distinguiendo por el tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se desglosa a continuación a 31 de diciembre de 2013 y 2012:

		Millones de euros	
Exposición máxima [1]	Nota	2013	2012
- Deudas comerciales	13	7.542	7.602
- Derivados	11	47	58
- Efectivo y Equivalente al efectivo	11	7.434	5.903
- Otros activos financieros no corrientes [2]	11	1.946	2.147
- Otros activos financieros corrientes [3]	11	62	82

(1) En relación a la exposición asociada a las acciones sujetas a expropiación de YPF e YPF Gas que se presentan en el epígrafe de "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*" registrados por su valor razonable, ver lo descrito en la Nota 4, así como en la Nota 34.

(2) A 31 de diciembre de 2013 y 2012 el epígrafe "*Préstamos y partidas a cobrar no corrientes*" incluye los préstamos concedidos al grupo Petersen para la adquisición de su participación en YPF S.A. que han sido totalmente provisionados, tal y como se describe en la Nota 4, y en la Nota 11. En 2013 no incluye 136 millones de euros correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

(3) No incluye 10 y 320 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012 respectivamente correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

El riesgo de crédito de los fondos líquidos, instrumentos financieros derivados y otras inversiones financieras es, con carácter general, más limitado que las deudas comerciales por operaciones del tráfico porque las contrapartes son entidades bancarias o aseguradoras que cumplen con los estándares de solvencia conforme a los modelos de valoración interna, así como con las convenciones de mercado que regulan estas operaciones. Igualmente, la gran mayoría de las cuentas por cobrar no vencidas ni provisionadas tienen asignada una calidad crediticia de acuerdo con las valoraciones del Grupo, basadas en el análisis de la solvencia y de los hábitos de pago de cada cliente.

El Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito sobre las deudas comerciales, estando dicha exposición distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes. La concentración máxima de riesgo neto con un tercero, incluyendo organismos oficiales y empresas del sector público, no excede del 7%, si bien ningún cliente privado alcanza una concentración de riesgo superior al 1%.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por Entidades Financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere parcialmente a terceros el riesgo de crédito asociado a la operativa de algunos de sus negocios.

El Grupo, para su actividad comercial, tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 3.467 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y de 3.899 millones de euros a 31 de diciembre de 2012. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2013 y 2012 ascendían a 856 y 925 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2013, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 22 millones de euros. En 2012 esta cifra se situó en 26 millones de euros.

En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda no provisionada:

	Millones de euros	
Vencimientos	2013	2012
- Deuda no vencida	5.740	5.890
- Deuda vencida 0-30 días	323	304
- Deuda vencida 31-180 días	383	341
- Deuda vencida mayor a 180 días [1]	682	667
Total	**7.128**	**7.202**

[1] Corresponde principalmente a deudas garantizadas o mantenidas con Organismos Oficiales o Entes Públicos.

19.2) Gestión del capital

Repsol, como parte fundamental de su estrategia, ha formulado el compromiso de mantener una política de prudencia financiera. La estructura financiera objetivo está definida por este compromiso de solvencia y el objetivo de maximizar la rentabilidad del accionista optimizando el coste del capital.

La determinación de la estructura financiera objetivo tiene en cuenta el ratio de apalancamiento definidos como relación entre la deuda financiera neta (incluyendo participaciones preferentes) y el capital empleado neto, entendido éste como la suma de la deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes más el patrimonio neto:

$$\textit{Ratio Apalancamiento} = \frac{\textit{Deuda Financiera Neta incluyendo participaciones preferentes}}{\textit{Capital Empleado Neto}}$$

El cálculo de este ratio tiene en cuenta los siguientes criterios:

- Los ratios utilizan el concepto de deuda financiera neta, y no bruta, para tener en cuenta las inversiones financieras. Repsol mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubren el 73% de la totalidad de su deuda bruta y el 72% de la misma incluyendo las participaciones preferentes. Por ello, estos ratios reflejan con mayor fidelidad la solvencia del grupo utilizando el concepto de deuda neta.

- Se incluyen las participaciones preferentes en el conjunto de la financiación, si bien su condición de perpetuidad las confiere características próximas al capital en un análisis de solvencia y exigibilidad de deuda. En 2013 se han recomprado una gran parte de las participaciones preferentes que el grupo tenía de acuerdo a lo descrito en la Nota 18.

El cálculo de los citados ratios, a partir de los siguientes epígrafes del balance consolidado a 31 de diciembre de 2013 y 2012, se desglosa a continuación:

	Millones de euros	
	2013	2012
Pasivos financieros no corrientes	13.125	15.300
Participaciones preferentes	104	3.182
Resto de pasivos financieros no corrientes	13.021	12.118
Pasivos financieros corrientes	4.519	3.790
Participaciones preferentes	-	-
Resto de pasivos financieros corrientes	4.519	3.790
Activos financieros no corrientes [1]	(1.665)	(1.313)
Menos activos financieros disponibles para la venta (ver nota 11)	1.268	641
Otros activos financieros corrientes [2]	(83)	(95)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(7.434)	(5.903)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés y otros (ver nota 20)	(75)	(300)
Deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes [3]	9.655	12.120
Patrimonio neto	27.920	27.472
Capital empleado neto [4]	37.575	39.592
Deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes / Capital empleado neto	**25,7%**	**30,6%**

(1) En 2013 el epígrafe, no incluye 136 millones de euros correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

(2) No incluye 10 y 320 millones de euros en 2013 y 2012 respectivamente correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

(3) No incluye 1.597 y 2.969 millones de euros correspondientes a deudas por arrendamientos financieros corrientes y no corrientes (ver Nota 21.1).

(4) El capital empleado neto incluye aquel correspondiente a las operaciones interrumpidas.

La evolución y el análisis de este ratio se realizan de forma continuada, efectuándose además estimaciones a futuro de los mismos como factor clave y limitativo en la estrategia de inversiones y en la política de dividendos del Grupo

A 31 de diciembre de 2013 y 2012, este ratio excluyendo las operaciones interrumpidas del capital empleado neto, se han situado en 29,7% y 35,9% respectivamente.

(20) OPERACIONES CON DERIVADOS

Durante el ejercicio 2013 el Grupo Repsol ha llevado a cabo operaciones de cobertura de los siguientes tipos:

1. Coberturas de valor razonable de activos o pasivos.
2. Coberturas de flujos de efectivo.
3. Coberturas de inversión neta.

Adicionalmente, el Grupo Repsol realizó en 2013 y 2012 otras operaciones con instrumentos derivados que no califican como cobertura contable.

A continuación se detalla el efecto en el balance de los instrumentos derivados a 31 de diciembre de 2013 y 2012 como consecuencia de la variación de su valor razonable desde su contratación:

Millones de euros

Clasificación 31 de diciembre de 2013	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
Derivados de cobertura:	**1**	**3**	**(72)**	**(8)**	**(76)**
De Valor razonable:	-	3	-	-	3
- de tipo de cambio	-	3	-	-	3
De Flujos de efectivo:	1	-	(72)	(8)	(79)
- de tipo de interés	1	-	(72)	(4)	(75)
- de tipo de cambio	-	-	-	(2)	(2)
- de precio de producto	-	-	-	(2)	(2)
Otros derivados	**-**	**43**	**-**	**(136)**	**(93)**
TOTAL [1]	**1**	**46**	**(72)**	**(144)**	**(169)**

Millones de euros

Clasificación 31 de diciembre de 2012	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
Derivados de cobertura:	**-**	**7**	**(199)**	**(6)**	**(198)**
De Valor razonable:	-	4	-	-	4
- de tipo de cambio	-	4	-	-	4
De Flujos de efectivo:	-	3	(199)	(6)	(202)
- de tipo de interés	-	-	(199)	(2)	(201)
- de tipo de cambio	-	-	-	(3)	(3)
- de precio de producto	-	3	-	(1)	2
Otros derivados	**-**	**51**	**(28)**	**(105)**	**(82)**
TOTAL [1]	**-**	**58**	**(227)**	**(111)**	**(280)**

(1) Incluye en 2013 y 2012 instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 75 y 200 millones de euros, respectivamente.

El impacto de la valoración de los instrumentos financieros derivados antes de impuestos en la Cuenta de pérdidas y ganancias y en el patrimonio neto consolidados es el siguiente:

	2013			2012 [2]		
Millones de euros	Resultado de explotación	Resultado financiero	Ajustes por cambios de valor	Resultado de explotación	Resultado financiero	Ajustes por cambios de valor
Cobertura de valor razonable	1	(3)	-	3	(2)	-
Cobertura de flujos de efectivo	(4)	(112)	151	9	(49)	(25)
Cobertura de inversión neta	-	-	13	-	-	-
Otras operaciones	(12)	(131)	-	(43)	27	-
Total [1]	**(15)**	**(246)**	**164**	**(31)**	**(24)**	**(25)**

(1) Los efectos financieros en la cuenta de resultados presentados en el detalle anterior no incluyen ningún efecto por ineficiencia de los instrumentos financieros designados como cobertura contable.

(2) Los instrumentos derivados contratados para gestionar la exposición al riesgo de aquellos activos y pasivos relacionados con las inversiones en YPF, y que se vieron afectados por el cambio de control y el proceso de

expropiación de YPF e YPF Gas (ver Nota 4), han generado en los ejercicios 2013 y 2012, un resultado negativo de 3 y 32 millones de euros respectivamente, que fueron registrados como "*Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos*".

Adicionalmente al efecto desglosado en la tabla anterior, en 2012, las diferencias de conversión acumuladas que habían sido generadas por instrumentos de cobertura de inversión neta por la participación del grupo en YPF hasta al momento de la pérdida de control, fueron traspasadas a los epígrafes relativos a las operaciones interrumpidas de la cuenta de resultados, de acuerdo a lo descrito en la Nota 4.

A continuación se detallan los instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2013 y 2012, su valor razonable y el desglose por vencimientos de los valores nocionales.

20.1) Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos

Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable, bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y afectar al resultado del periodo.

Las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2013 y 2012 se detallan a continuación:

Millones de euros	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2013	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
Tipo de cambio:								
USD	34	-	-	-	-	-	34	3
BRL	32	2	2	-	-	-	36	-
DHN	3	-	-	-	-	-	3	-
MAD	-	-	-	-	-	-	-	-
								3

Millones de euros	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2012	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
Tipo de cambio:								
USD	171	-	-	-	-	-	171	4
BRL	5	-	-	-	-	-	5	-
DHN	2	-	-	-	-	-	2	-
MAD	2	-	-	-	-	-	2	-
								4

Los instrumentos vivos, cuyo valor razonable neto asciende a 3 y a 4 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012 respectivamente, corresponden fundamentalmente a coberturas contratadas por el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

20.2) Coberturas de Flujo de Efectivo

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido (como la totalidad o alguno de los pagos futuros de interés de una deuda a interés variable), o a una transacción prevista altamente probable y que (ii) pueda afectar al resultado del periodo.

Las operaciones más significativas se detallan a continuación:

Millones de euros

31 diciembre 2013	Vencimiento 2014	2015	2016	2017	2018	Sig.	Total	Valor Razonable
Tipo de interés:								
Permutas financieras (EUR)	32	37	29	104	-	-	202	(4)
Permutas financieras (USD)	222	75	-	75	-	294	666	(66)
Permutas financieras (MXN)	114	13	5	17	-	4	153	-
Collars (EUR)	-	75	60	-	-	-	135	-
Tipo de cambio:								
USD	18	-	-	-	-	-	18	(2)
NOK	-	-	-	-	-	-	-	(3)
CHF	-	7	-	-	-	-	7	(2)
Precio de commodities: [1]								
EUR	135	-	-	-	-	-	135	(1)
USD	10	-	-	-	-	-	10	(1)
ZAR	49	-					49	-
								(79)

[1] Corresponde a permutas sobre el precio del gas natural y la electricidad realizadas por Gas Natural Fenosa.

Millones de euros

31 diciembre 2012	Vencimiento 2013	2014	2015	2016	2017	Sig.	Total	Valor Razonable
Tipo de interés:								
Permutas financieras (EUR)	17	196	77	1.061	41	7	1.399	(77)
Permutas financieras (USD)	8	9	8	9	23	333	390	(123)
Permutas financieras (MXN)	5	21	23	-	-	-	49	-
Collars (EUR)	1	1	1	-	-	-	3	-
Tipo de cambio:								
USD	147	1	1	-	-	-	149	(3)
Precio de commodities: [1]								
EUR	100	-	-	-	-	-	100	1
USD	11	-	-	-	-	-	11	1
								(201)

[1] Corresponde a permutas sobre el precio del gas natural y la electricidad realizadas por Gas Natural Fenosa.

A 31 de diciembre de 2013 y 2012 las coberturas de flujos de efectivo incluyen, fundamentalmente, aquellas permutas financieras de tipo de interés relacionadas con la financiación de la inversión en el proyecto de GNL de Canaport en Canadá. A través de las mismas el Grupo paga un tipo de interés medio ponderado de 5,28% y recibe LIBOR a 3 meses. A 31 de diciembre de 2013 su nocional ascendía a 294 millones de euros y su valor razonable a un valor negativo por importe de 58 millones de euros. A 31 de diciembre de 2012 su nocional ascendía a 315 millones de euros y su valor razonable a un valor negativo de 109 millones de euros.

El resto de los instrumentos vivos a 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponden principalmente a coberturas contratadas por el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

Respecto a las participaciones preferentes emitidas en 2001 a través de su filial Repsol International Capital, Ltd, que fueron objeto de una oferta de recompra en 2013 (ver Nota 18), el Grupo tenía vinculadas una serie de permutas financieras de tipo de interés para un nocional de 1.000 millones de euros. A través de estos instrumentos, el Grupo pagaba un tipo de interés medio ponderado de 2,26% y recibe EURIBOR a 3 meses, cuyo valor razonable, con signo negativo, a 31 de diciembre de 2012 ascendía a 66 millones de euros. A 30 de junio de 2013 y como consecuencia de la recompra de las participaciones preferentes, se han discontinuado las citadas permutas transfiriéndose a la cuenta de resultados, junto con las pérdidas acumuladas registradas en el epígrafe "*Ajustes por cambio de valor*", de otras dos permutas financieras de tipo de interés

discontinuadas en el año 2007 y asociadas a dichas participaciones, por un importe total de 74 millones de euros (ver Nota 26).

20.3) Coberturas de Inversión Neta

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

En ocasiones, Repsol suscribe contratos de compra o venta de divisas a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de tipo de cambio de la inversión en sus filiales en el extranjero.

En 2012, y como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación de YPF (ver Nota 4), los instrumentos de cobertura relativos a la participación del Grupo en dicha sociedad fueron discontinuados, ver Nota 20.4.a).

20.4) Otras operaciones con derivados

Repsol tiene contratados adicionalmente una serie de instrumentos derivados para la gestión de su exposición al riesgo de tipo de interés, tipo de cambio y precio, que no se registran como cobertura contable de acuerdo con NIC 39.

(a) De tipo de cambio y tipo de interés

Millones de euros

	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2013	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	158	-	-	-	-	-	158	(21)

Millones de euros

	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2012	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	-	158	-	-	-		158	(28)
De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (JPY)	-	-	-	-	-	67	67	(1)

(b) De tipo de cambio

Repsol tiene suscritos otros contratos a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de tipo de cambio.

31 diciembre 2013	Vencimientos 2014	2015	2016	2017	2018	Sig.	Total	Valor Razonable
USD/Euro	3.598	-	-	-	-	-	3.598	(21)
Euro/USD	1.637	-	-	-	-	-	1.637	7
USD/NOK	41	-	-	-	-	-	41	(1)
USD/RUB	30	-	-	-	-	-	30	-
USD/CAD	20	-	-	-	-	-	20	-
Euro/RUB	15	-	-	-	-	-	15	-
CLP/USD	12	-	-	-	-	-	12	-
USD/PEN	6	-	-	-	-	-	6	-
GBP/EUR	4	-	-	-	-	-	4	-
CHF/EUR	4	-	-	-	-	-	4	-
MYR/USD	3	-	-	-	-	-	3	-
EUR/NOK	1	-	-	-	-	-	1	-

31 diciembre 2012	Vencimientos 2013	2014	2015	2016	2017	Sig.	Total	Valor Razonable
USD/Euro	2.898	-	-	-	-	-	2.898	(49)
Euro/USD	1.018	-	-	-	-	-	1.018	(2)
Euro/RUB	223	-	-	-	-	-	223	(5)
CAD/USD	14	-	-	-	-	-	14	-
CLP/USD	14	-	-	-	-	-	14	-
Euro/GBP	8	-	-	-	-	-	8	-
NOK/USD	5	-	-	-	-	-	5	-
PEN/USD	4	-	-	-	-	-	4	-
USD/RUB	4	-	-	-	-	-	4	-
EUR/NOK	1	-	-	-	-	-	1	-

(c) Contratos a futuro sobre productos

La cobertura del riesgo asociado a las transacciones físicas futuras de venta y/o compra de crudo y otros productos petrolíferos se lleva a cabo mediante la contratación de instrumentos derivados que principalmente son futuros y swaps. Las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2013 y 2012 eran las siguientes:

31 diciembre 2013	Vencimientos 2014	2015	2016	2017	2018	Sig.	Total	Valor Razonable
								Millones de euros
Contratos de compra								
BRENT (Miles de barriles)	5.694	-	-	-	-	-	5.694	12
WTI (Miles de barriles)	5.483	-	-	-	-	-	5.483	-
NYMEX HHO (Miles de galones)	82.362	-	-	-	-	-	82.362	4
IPE GO (Miles de toneladas)	331	-	-	-	-	-	331	6
RBOB (Miles de galones)	99.330	-	-	-	-	-	99.330	4
Aceite de Palma (Miles de toneladas)	8	-	-	-	-	-	8	-
SOJA (Miles de libras)	34.920	-	-	-	-	-	34.920	-
NYMEX (Miles de galones)	219.514	-	-	-	-	-	219.514	-
Contratos de venta								
BRENT (Miles de barriles)	9.107	-	-	-	-	-	9.107	(17)
WTI (Miles de barriles)	6.663	-	-	-	-	-	6.663	(1)
NYMEX HHO (Miles de galones)	109.158	-	-	-	-	-	109.158	(5)
IPE GO (Miles de toneladas)	416	-	-	-	-	-	416	(8)
RBOB (Miles de galones)	125.790	-	-	-	-	-	125.790	(2)
Aceite de Palma (Miles de toneladas)	3	-	-	-	-	-	3	-
SOJA (Miles de libras)	22.140	-	-	-	-	-	22.140	-
NAT GAS FUTS (Miles de galones)	141.000	-	-	-	-	-	141.000	(4)
Algonquin CityGate (Miles de galones)	28.641	-	-	-	-	-	28.641	2
NYMEX (Miles de galones)	58.502	-	-	-	-	-	58.502	(11)
Opciones								
Call (Miles de barriles)	1.058	-	-	-	-	-	1.058	(43)
Swaps								
Crudo (Miles de toneladas)	839	-	-	-	-	-	839	(3)
Propano (Miles de toneladas)	1.152	-	-	-	-	-	1.152	(1)
Nafta (Miles de toneladas)	324	-	-	-	-	-	324	2
JET (Miles de toneladas)	371	-	-	-	-	-	371	1
Gas Oil (Miles de toneladas)	1.270	-	-	-	-	-	1.270	-
Gasolina (Miles de toneladas)	9	-	-	-	-	-	9	-
Ethanol (Miles de toneladas)	17	-	-	-	-	-	17	-
Fuel Oil (Miles de toneladas)	2.333	-	-	-	-	-	2.333	(2)
Fletes ((Miles de toneladas)	249	-	-	-	-	-	249	-
ColGulf Mainline Basis-ICE (Miles de galones)	18.259	-	-	-	-	-	18.259	-
Dom NG Basis-ICE (Miles de galones)	5.275	-	-	-	-	-	5.275	-
AGC NG Basis-ICE (Miles de galones)	52.393	-	-	-	-	-	52.393	(11)
Mich Con Basis ICE (Miles de galones)	9.130	-	-	-	-	-	9.130	-

31 diciembre 2012	Vencimientos 2013	2014	2015	2016	2017	Sig.	Total	Valor Razonable
								Millones de euros
Contratos de compra								
BRENT (Miles de barriles)	9.443	-	-	-	-	-	9.443	16
WTI (Miles de barriles)	1.741	10	-	-	-	-	1.751	2
NYMEX HHO (Miles de galones)	54.012	5.615	-	-	-	-	59.627	4
IPE GO (Miles de toneladas)	445	1	-	-	-	-	446	(3)
RBOB (Miles de galones)	145.110	-	-	-	-	-	145.110	9
Aceite de Palma (Miles de toneladas)	2	-	-	-	-	-	2	-
SOJA (Miles de libras)	76.860	-	-	-	-	-	76.860	-
Contratos de venta								
BRENT (Miles de barriles)	9.381	-	-	-	-	-	9.381	(20)
WTI (Miles de barriles)	2.553	10	-	-	-	-	2.563	(5)
NYMEX HHO (Miles de galones)	71.064	-	-	-	-	-	71.064	(2)
IPE GO (Miles de toneladas)	586	1	-	-	-	-	587	-
RBOB (Miles de galones)	156.660	-	-	-	-	-	156.660	(10)
SOJA (Miles de libras)	49.140	-	-	-	-		49.140	-
Opciones								
Call (Miles de barriles)	3.290	-	-	-	-	-	3.290	(9)
Swaps								
Crudo (Toneladas)	495	-	-	-	-	-	495	2
Fletes (Toneladas)	524	-	-	-	-	-	524	-
JET (Toneladas)	163	-	-	-	-	-	163	-
Gas Oil (Toneladas)	723	-	-	-	-	-	723	(2)
Fuel Oil (Toneladas)	3.421	20	-	-	-	-	3.441	-
Propano (Toneladas)	426	-	-	-	-	-	426	-
Gasolina (Toneladas)	3	-	-	-	-	-	3	-
Nafta (Toneladas)	90	-	-	-	-	-	90	-
Ethanol (Toneladas)	1	-	-	-	-	-	1	-
AGC NG Index	1.085	1.100	-	-	-	-	2.185	(3)
AGC NG Basis	-	4.545	-	-	-	-	4.545	(1)
NBP DA Index	-	33.100	-	-	-	-	33.100	1

El epígrafe de balance "*Otros deudores*" incluye en 2013 y 2012, 20 millones de euros, correspondientes a la valoración a mercado de contratos de compra-venta de commodities valorados de acuerdo con NIC 39, según se describe en la Nota 2.2.25.

(21) OTROS PASIVOS NO CORRIENTES

Dentro del epígrafe "*Otros pasivos no corrientes*" se incluyen las partidas que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2013	2012
Deudas por arrendamientos financieros	1.427	2.745
Ingresos diferidos	241	235
Fianzas y depósitos	201	199
Derivados por operaciones comerciales (Nota 20)	-	-
Otros	310	278
Total	**2.179**	**3.457**

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado al epígrafe de "*Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*" como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), "*Deudas por arrendamientos financieros*" por importe de 1.226 millones de euros y cuyo saldo a 31 de diciembre de 2012 ascendía a 1.289 millones de euros. En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el

proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja aquellos "Otros pasivos no corrientes" correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

21.1) Deudas por arrendamiento financiero

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

	millones de euros		millones de euros	
	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2013	2012	2013	2012
Durante el siguiente ejercicio	179	301	170	224
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	714	1.195	450	704
A partir del 6º ejercicio	2.533	4.102	977	2.041
	3.426	5.598	1.597	2.969
Menos:				
Futuros gastos financieros	(1.829)	(2.629)		
	1.597	2.969		
Registrado como:				
Deuda por arrendamiento financiero no corriente			1.427	2.745
Deuda por arrendamiento financiero corriente			170	224
			1.597	2.969

El tipo interés efectivo medio de la deuda por arrendamiento financiero a 31 de diciembre de 2013 ha ascendido al 8,67% (7,22% a 31 de diciembre de 2012).

Los principales pasivos reconocidos a 31 de diciembre en este epígrafe por arrendamientos financieros son los siguientes:

- El Grupo firmó el 15 de mayo de 2006 con Emera Brunswick Pipeline Company, Ltd. un contrato para el transporte del gas natural a través de un gasoducto que une la planta de Canaport con la frontera norteamericana por un plazo de 25 años (renovable hasta un periodo de 30 años adicionales). La fecha efectiva del contrato fue julio de 2009. A 31 de diciembre de 2013 y 2012 el importe registrado en este epígrafe ascendía a 518 millones de dólares (376 millones de euros) y 499 millones de dólares (378 millones de euros), respectivamente.

- Adicionalmente, el 21 de abril de 2006 se firmó con Maritimes & North East Pipeline un contrato para el transporte por gasoducto del gas natural procedente de Canadá desde la frontera con Canadá hasta Dracut por un plazo de 25 años (renovable hasta un periodo de 30 años adicionales). La fecha efectiva inicial del contrato fue en marzo de 2009. A 31 de diciembre de 2013 y 2012 el importe registrado en este epígrafe ascendió a 1.233 millones de dólares (894 millones de euros) y 1.252 millones de dólares (949 millones de euros), respectivamente.
- Asimismo se incluyen a través de la participación en Gas Natural Fenosa, los arrendamientos financieros correspondientes a cuatro buques metaneros adquiridos por el citado grupo con anterioridad al 2006 para el transporte de GNL, con vencimiento entre 2022 y 2029.

Como consecuencia del acuerdo de venta de parte de los activos y negocios de GNL (ver Nota 31), se han reclasificado 1.226 millones de euros al epígrafe de "*Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*", de la flota de buques para el transporte del GNL que gestionaba el Grupo Repsol y que ha sido vendida el 1 de enero de 2014 (ver Nota 37) una vez cumplidas las condiciones pactadas.

21.2) Ingresos diferidos

En el epígrafe "ingresos diferidos" se incluyen, entre otros, los ingresos por cesión de derechos de transporte por gaseoducto, los ingresos por desplazamiento de red de gas natural a cargo de terceros, así como los importes de los percibidos cada año en contraprestación de nuevas acometidas para la construcción de instalaciones de conexión a la red de gas y electricidad. Adicionalmente también se incluyen los importes asociados a los derechos de emisión de CO2 recibidos a título gratuito (ver nota 6).

21.3) Fianzas y depósitos

En el epígrafe "*Fianzas y depósitos*" se incluyen, entre otros, los depósitos recibidos por Repsol Butano, S.A. de los usuarios de envases metálicos de acuerdo con lo autorizado por la normativa legal. Estos importes se reintegran cuando se cancelan los correspondientes contratos.

(22) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR

En los ejercicios 2013 y 2012, Repsol tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance "*Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar*":

	Millones de euros	
	2013	2012
Proveedores	**4.115**	**4.376**
Deuda por arrendamientos financieros (Nota 21.1)	170	224
Administraciones Públicas acreedoras	873	935
Instrumentos financieros derivados (Nota 20)	89	41
Otros	2.924	3.307
Otros acreedores	**4.056**	**4.507**
Pasivo por impuesto corriente	**293**	**319**
Total	**8.464**	**9.202**

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado al epígrafe de "Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta" como consecuencia de la venta de parte los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), "*Proveedores*" y "*Otros acreedores*"por importe de 226 millones de euros y cuyos saldos a 31 de diciembre de 2012 asciendían a 765 millones de euros. En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (ver Nota 4) se dieron de baja los "*Proveedores*", "*Otros acreedores*" y "*Pasivos por impuesto corrientes*" correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

El valor razonable de estas partidas corrientes no difiere significativamente de su valor contable.

Información sobre los aplazamientos de pago efectuados a proveedores. Disposición adicional tercera. «Deber de información» de la Ley 15/2010, de 5 de julio

De acuerdo con lo establecido en la disposición adicional tercera de la Ley 15/2010, de 5 de julio y en la consulta Nº 7/2011 del Boletín del Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas número 88, se presenta la información relativa a los aplazamientos de pago a proveedores en operaciones comerciales.

La información relativa a los aplazamientos de pago efectuados a proveedores para los ejercicios 2013 y 2012 de acuerdo con la disposición adicional tercera "Deber de información" de la citada Ley es la siguiente:

	Millones de euros			
	2013		2012	
	Importe	%	Importe	%
Dentro del plazo máximo legal	14.010	99%	13.442	99%
Resto	115	1%	79	1%
Total pagos del ejercicio	14.125		13.521	
Plazo medio ponderado excedido de pagos (días)	53		37	
Aplazamientos que a la fecha de cierre sobrepasan el plazo máximo legal	7		17	

Según las disposiciones transitorias de la Ley 15/2010 se entiende plazo máximo legal de pago 60 días para el ejercicio 2013 (75 días para el ejercicio 2012).

(23) SITUACIÓN FISCAL

Impuesto sobre beneficios

Dada la dispersión geográfica y el marcado carácter internacional de las actividades realizadas por las sociedades que conforman el Grupo Repsol, éste se encuentra sometido, en materia impositiva y, en particular, de gravamen sobre el beneficio, a distintas jurisdicciones fiscales. Por este motivo, el tipo impositivo efectivo del Grupo Repsol está condicionado por la distribución del resultado obtenido entre cada uno de los países en donde opera.

a) En España

La mayoría de las entidades residentes en territorio español tributan en el Impuesto sobre Sociedades por el régimen especial de consolidación fiscal. En este régimen, las sociedades integradas en el Grupo fiscal determinan conjuntamente el resultado fiscal y el impuesto del Grupo, repartiéndose éste entre dichas sociedades según el criterio establecido por el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas español en cuanto a registro y determinación de la carga impositiva individual.

Repsol, S.A. es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 6/80, en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España, participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo Fiscal en el ejercicio 2013 es de 50, siendo las más significativas las siguientes: la propia Repsol, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol Trading, S.A., Repsol Química, S.A., Repsol Butano, S.A., Repsol Exploración, S.A. y Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

Por su parte, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 02/01/B, en el que se integra Asfalnor, S.A., que aplica la normativa foral de Vizcaya en el Impuesto sobre Sociedades.
Además, en los estados financieros consolidados se incluye, por consolidación proporcional, todo lo relativo a la tributación por el Impuesto sobre Sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa. Dicho Grupo tributa para la mayoría de sus sociedades españolas también por el régimen especial de consolidación fiscal, siendo Gas Natural SDG, S.A. la sociedad dominante del Grupo Fiscal 59/93. Las sociedades más significativas que se integran en el mencionado Grupo Fiscal son las siguientes: la propia Gas Natural SDG, S.A., Gas Natural Distribución SDG, S.A., Gas Natural Comercializadora, S.A., Gas Natural Servicios SDG, S.A, Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A, Unión Fenosa Distribución, S.A. y Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.

Por último, las demás sociedades residentes en España que no están integradas en alguno de los anteriores grupos fiscales tributan, en el Impuesto sobre Sociedades, de forma individualizada.

Las sociedades españolas, ya tributen de manera individual o consolidada, están sujetas a un tipo general de gravamen del 30%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., que tributa individualmente por el Régimen Especial de Hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 35%, y el grupo Petronor, en virtud de la normativa foral de Vizcaya, tributa a un tipo de gravamen del 28%.

b) En el resto de países

El resto de sociedades del Grupo tributan, en cada uno de los países en los que actúan, aplicando el Impuesto sobre beneficios vigente en dichos países. Adicionalmente, en algunos países se registran impuestos a la ganancia mínima presunta con carácter complementario al Impuesto sobre beneficios.

Por otra parte, las sociedades del Grupo residentes en España que realizan parte de sus actividades en otros países, están sometidas al impuesto sobre beneficios vigente en estos países por la parte de los resultados que allí se obtienen. Este es el caso de los establecimientos permanentes de las sociedades españolas que realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos en otros países (por ejemplo, Libia, Argelia, Perú o Ecuador).

A continuación se indican los tipos de gravamen (nominales) de los impuestos sobre beneficios aplicables en las principales jurisdicciones en que opera el Grupo:

- Argelia: 30-38% más el Impuesto sobre Beneficios Excepcionales (TPE)
- Bolivia: 25%
- Brasil: 34%
- Ecuador: 22%
- Estados Unidos: 35% (tipo federal)
- Libia: 65%
- Países Bajos: 25%
- Perú: 30%
- Portugal: 25- 31,5%
- Trinidad y Tobago: 35% (gas); 55% y 57,25% (petróleo)
- Venezuela: 34% (gas) y 50% (petróleo)

Gasto devengado contablemente por Impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre beneficios para los ejercicios 2013 y 2012, de acuerdo con el criterio indicado en el apartado 2.2.23 de Políticas contables de la Nota 2, es el siguiente:

importes en millones de euros	**2013**	**2012**
Impuesto sobre beneficios corriente		
Impuesto del ejercicio	1.077	1.004
Otros ajustes al impuesto corriente	(205)	369
Impuesto sobre beneficios corriente	**872**	**1.373**
Impuesto sobre beneficios diferido		
Relacionado con movimientos del ejercicio	(244)	26
Otros ajustes al gasto por impuesto diferido	319	7
Impuesto sobre beneficios diferido	**75**	**33**
Gasto por impuesto sobre beneficios	**947**	**1.406**

La conciliación entre el impuesto sobre beneficios registrado correspondiente al ejercicio y el que resultaría de aplicar el tipo nominal del Impuesto sobre Sociedades vigente en el país de la casa matriz (España) sobre el resultado neto antes de impuestos y participadas, es la siguiente:

importes en millones de euros	**2013**	**2012**
Resultado contable antes de impuestos y antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación	**1.816**	**2.856**
Tipo nominal del impuesto sobre beneficios en España	30%	30%
Gasto por impuesto sobre beneficios al tipo nominal	**545**	**857**
Resultados que tributan a tipos nominales diferentes al español	364	582
Actualización de Balances en España	(129)	-
Efecto devaluación moneda funcional / inflación fiscal	26	(59)
Deducciones fiscales	(38)	(47)
Pérdidas fiscales por las que no se ha reconocido un activo por impuesto diferido	90	14
Gastos fiscalmente no deducibles	79	67
Otros conceptos	10	(8)
Gasto por impuesto sobre beneficios	**947**	**1.406**

El Gasto por Impuestos relativo al resultado de las operaciones interrumpidas recogido en el epígrafe "*Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos*" (ver Nota 27) asciende a 339 y 271 millones de euros de ingreso por impuesto en 2013 y 2012, respectivamente.

El 27 de diciembre de 2012 se aprobó en España la Ley 16/2012, por la que se adoptaron diversas medidas tributarias dirigidas a la consolidación de las finanzas públicas y al impulso de la actividad económica. Una de las medidas que incorpora la citada Ley es la posibilidad de efectuar una actualización de balances de las sociedades españolas del grupo. Tal y como ha dictaminado el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas en su Resolución del 31 de enero de 2013, la actualización de balances debe registrarse en las cuentas anuales de las compañías españolas del Grupo correspondientes al ejercicio 2013. El impacto fiscal será imputable, igualmente, al ejercicio 2013. Repsol ha calculado la actualización sobre los elementos del activo fijo material registrado en las sociedades españolas del Grupo que no estuvieran amortizados contable o fiscalmente. Para acreditar el derecho a deducir fiscalmente las futuras amortizaciones del mayor valor de los activos derivado de la actualización se ingresó, conjuntamente con la declaración del Impuesto sobre Sociedades del ejercicio 2012, el gravamen único del 5% por importe de 27 millones de euros.

Dicha revalorización ha sido eliminada para la elaboración de los estados financieros consolidados bajo criterios NIIF, lo cual ha supuesto el registro de un activo por impuesto diferido de 156 millones de euros. El activo por impuesto diferido generado por el aumento del valor fiscal de los activos y el gravamen único del 5% se han contabilizado con contrapartida en el epígrafe "*Impuesto sobre beneficios*", por un importe de 129 millones de euros.

La composición, por conceptos, de los activos y pasivos por impuestos diferidos reconocidos en el balance es la siguiente:

	Millones de Euros		
	2013[1]	2012	Variación
Activos por impuesto diferido:			
Provisiones insolvencias de créditos	59	65	(6)
Provisiones para el personal	132	122	10
Provisiones para contingencias	49	67	(18)
Otras provisiones	393	361	32
Diferencias de amortizaciones	525	382	143
Créditos fiscales	3.085	2.110	975
Otros activos por impuestos diferidos	654	203	451
	4.897	**3.310**	**1.587**
Pasivo por impuesto diferido			
Incentivos fiscales	(17)	(13)	(4)
Plusvalías diferidas	(114)	(127)	13
Diferencias de amortizaciones	(1.589)	(1.581)	(8)
Moneda funcional	(62)	(32)	(30)
Plusvalías adquiridas en combinaciones de negocios asignadas al valor de los activos	(737)	(817)	80
Otros pasivos por impuestos diferidos	(833)	(493)	(340)
	(3.352)	**(3.063)**	**(289)**

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado a los epígrafes de *"Activos no corrientes mantenidos para la venta"* y "*Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*" como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios de GNL (ver Nota 31), activos y pasivos por impuesto diferido por importe de 4 y 35 millones de euros y cuyos saldos a 31 de diciembre de 2012 ascendían a 0 y 37 millones de euros. En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja los *"Activos por impuesto diferido"* y *"Pasivos por impuesto diferido"* correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

(1) A 31 de diciembre de 2013 los "Activos por impuesto diferido" se han incrementado principalmente en 975 millones de euros por créditos fiscales como consecuencia de la activación de deducciones no aplicadas y de bases imponibles negativas y 156 millones por la actualización de balances.

El impacto total de los impuestos diferidos relativos a partidas cargadas directamente a las cuentas de patrimonio neto en el ejercicio asciende a un importe negativo de 127 millones de euros en el ejercicio 2013 y 3 en el ejercicio 2012.

El Grupo no ha registrado activos por impuestos diferidos por importe de 309 millones de euros en 2013 (306 millones de euros en 2012). Corresponden esencialmente a créditos fiscales por bases imponibles negativas pendientes de compensación y deducciones pendientes de aplicación, dado que no cumplen los criterios para su registro de acuerdo con NIIF. En concreto, en el ejercicio 2013 corresponde en más de un 98% a bases imponibles negativas que el Grupo estima que no podrán ser recuperadas en los plazos legales establecidos en la normativa fiscal de cada uno de los países en los que se han generado; su vencimiento varía, según la jurisdicción en la que se generaron, siendo en la mayor parte de los casos entre 3 y 20 años.

El Grupo no ha registrado pasivos por impuestos diferidos por importe de 122 y 126 millones de euros en 2013 y 2012, respectivamente, al corresponder, principalmente, a diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en sociedades dependientes, asociadas y establecimientos permanentes que cumplen los requisitos establecidos en NIIF para acogerse a la excepción de registro.

Actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal

Repsol opera en más de 40 países, desarrollando diversas actividades empresariales como

empresa petrolera y gasista integrada, lo que supone una complejidad creciente en los asuntos fiscales a gestionar en el contexto internacional actual.

Según establece la legislación vigente, los impuestos no pueden considerarse definitivamente liquidados hasta que las declaraciones presentadas hayan sido inspeccionadas por las autoridades fiscales o haya transcurrido el plazo de prescripción aplicable en cada jurisdicción.

Con carácter general, las Sociedades del Grupo mantienen abiertos a inspección fiscal los ejercicios 2010-2013 respecto de los principales impuestos a los que se hallan sujetas.

Cuando se plantean diferentes interpretaciones de la normativa fiscal aplicable a determinadas operaciones entre Repsol y las autoridades fiscales, el Grupo actúa de forma transparente y cooperativa para resolver las controversias mediante las fórmulas jurídicas disponibles con el objeto de llegar a una solución no litigiosa.

No obstante, tanto en ejercicios anteriores como en éste, se han producido actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal contrarias a las pretensiones del Grupo, que podrían poner de manifiesto pasivos fiscales contingentes de cuantía indeterminada en la actualidad. Repsol considera que su actuación en los indicados asuntos ha sido ajustada a Derecho y se sustenta en interpretaciones razonables de la normativa aplicable, por lo que ha interpuesto los oportunos recursos en defensa de los intereses del Grupo y de sus accionistas.

Es difícil predecir el plazo de resolución de dichos litigios debido a lo extenso del procedimiento de reclamación. La compañía, con base en el asesoramiento de expertos fiscales internos y externos, considera que las deudas fiscales que finalmente pudieran derivarse de dichas actuaciones no afectarían significativamente a las cuentas anuales adjuntas. En la experiencia del Grupo, el resultado de litigios por cuantías relevantes ha dado lugar a pagos no materiales o ha sido favorable para el Grupo.

El criterio del Grupo consiste en registrar provisiones para los litigios de naturaleza fiscal en los que se determina que el riesgo de pérdida es probable y no se registran provisiones cuando el riesgo de pérdida es posible o remoto. Los importes a provisionar se calculan de acuerdo con la mejor estimación del importe necesario para liquidar el litigio correspondiente, basándose, entre otros, en un análisis individualizado de los hechos y opiniones legales de sus asesores internos y externos o tomando en consideración su experiencia.

A 31 de diciembre de 2013, los principales litigios de naturaleza fiscal que afectan al Grupo son los siguientes:

<u>Brasil</u>

Petrobras, como operador del bloque BMS-9, en el que Repsol participa en un 25%, recibió de la Administración fiscal del Estado de San Pablo acta de infracción en relación con presuntos incumplimientos formales (emisión de notas fiscales de acompañamiento) relacionados con movimientos de materiales y equipos desde tierra firme hasta la plataforma de perforación marina (incluido el desplazamiento de la misma hasta su ubicación para perforar). El criterio adoptado por Petrobras está alineado con el de la *Agencia Nacional do Petróleo.* El proceso se encuentra en segunda instancia administrativa estatal.

Por otra parte, Petrobras, como operadora de los consorcios Albacora Leste, BM-S-7 y BMS-9 (y de otros consorcios en los que Repsol Sinopec Brasil no participa) recibió actas de infracción por retenciones de *Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF e Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE,* ejercicios 2008 y 2009, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de embarcaciones utilizadas en la exploración de crudo y servicios relacionados en los bloques mencionados. La compañía está

evaluando su posible responsabilidad en el asunto, tanto desde la perspectiva fiscal como contractual.

Asimismo, Repsol Sinopec Brasil recibió notificación de actas de infracción por retenciones del *Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF e Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE* del ejercicio 2009, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de embarcaciones de exporacióny servicios relacionados utilizados en los bloques BM S-48 y BM-C33 en los que Repsol Sinopec Brasil es operador. La compañía, de acuerdo con los informes de sus asesores fiscales internos y externos, considera que su actuación se ajusta a la práctica generalizada del sector y es conforme a Derecho. En defensa de los legítimos intereses del Grupo se interpondrán, en su caso, los correspondientes recursos.

Bolivia

Repsol E&P Bolivia, S.A. e YPFB Andina, S.A., en la que el Grupo Repsol tiene un participación del 48,92%, han recibido sentencias del Tribunal Supremo de Bolivia que niegan la deducibilidad de regalías y participaciones hidrocarburíferas en el Impuesto a las Utilidades de las Empresas. La cuestión afecta a los ejercicios anteriores a la nacionalización del sector petrolero. La compañía considera que existen argumentos de índole constitucional que amparan su posición, expresamente refrendada, con carácter interpretativo, en la Ley 4115, de 26 de septiembre de 2009.

Canadá

Las autoridades fiscales canadienses han discutido el criterio adoptado por Repsol Energy Canadá Ltd. y Repsol Canadá, Ltd. en la clasificación de ciertos activos industriales como *Class 43 Assets* susceptibles de amortización fiscal acelerada en los ejercicios 2005 a 2008. El litigio se encuentra pendiente de resolución del Tribunal Fiscal de Canadá y todavía cabe la posibilidad de alcanzar un acuerdo extrajudicial para solucionar la controversia.

Ecuador

El Servicio de Rentas Internas de Ecuador (SRI) ha cuestionado a los diversos consorcios petroleros en los que participa Repsol Ecuador, S.A. la deducibilidad, en el Impuesto a la Renta, de los pagos de la tarifa de transporte de crudo realizados a la entidad ecuatoriana Oleoducto de Crudos Pesados, S.A., en concepto de capacidad garantizada de transporte ("*Ship or Pay*"). La cuestión ha sido recurrida ante la Corte Nacional de Justicia.

El SRI ha cuestionado el criterio de fijación del precio de referencia aplicable a las ventas de su producción de crudo al consorcio Bloque 16, en el que Repsol Ecuador, S.A. tiene una participación del 35%. El asunto está pendiente de decisión ante el Tribunal Fiscal.

La compañía Oleoducto de Crudos Pesados, S.A., entidad participada por Repsol Ecuador, S.A. en un 29,66%, mantiene contenciosos con el Gobierno de Ecuador en relación con el tratamiento fiscal de la deuda subordinada emitida para la financiación de sus operaciones. La sociedad obtuvo sentencia favorable a sus pretensiones en la Corte Nacional; esa sentencia fue recurrida ante la Corte Constitucional por la propia Administración. La Corte Constitucional anuló la sentencia de la Corte Nacional y ordenó que se dictara un nuevo fallo.

España

En 2013 han finalizado los principales litigios del Impuesto sobre Sociedades por las actuaciones de comprobación de 1998 a 2001 y de 2002 a 2005. Las sentencias y resoluciones correspondientes han anulado un 90% de las cuotas inicialmente liquidadas por la Agencia

Tributaria y que habían sido recurridas por la compañía. En relación con las sanciones vinculadas a estas comprobaciones, los Tribunales de justicia han anulado todas aquellas sobre las que, a día de hoy, ya se han pronunciado.

Por otra parte, también en 2013 la Agencia Tributaria ha concluido los procedimientos de comprobación de los ejercicios 2006 a 2009, por los impuestos sobre sociedades, sobre el valor añadido, sobre hidrocarburos y otros impuestos especiales y retenciones a cuenta. Las liquidaciones tributarias correspondientes todavía no son firmes en vía administrativa. Los asuntos discutidos son muy diversos y, en su mayor parte, se refieren al Impuesto sobre Sociedades y suponen un cambio del criterio mantenido por la Administración en actuaciones precedentes. Repsol, de acuerdo con los informes de sus asesores fiscales internos y externos y otros expertos consultados, considera que su actuación ha sido ajustada a Derecho y, por tanto, no espera que surjan pasivos que puedan tener un impacto relevante en los resultados del Grupo. En defensa de los legítimos intereses del Grupo se interpondrán, en su caso, los correspondientes recursos judiciales frente a los actos que pongan fin a la vía administrativa.

Trinidad y Tobago

La compañía *BP Trinidad&Tobago LLC*, en la que participa Repsol con un 30% junto al Grupo BP, es habitualmente objeto de inspección por el *Board of Inland Revenue*. Existen diversos procesos relacionados con varios impuestos – *Petroleum Profit Tax* (impuesto sobre sociedades), *Supplemental Petroleum Tax* (impuesto a la producción), *VAT* (IVA) y retenciones, principalmente – y ejercicios. Los asuntos se encuentran, en su mayoría, en fase administrativa.

Dada la incertidumbre generada por la materialización de los riesgos fiscales existentes asociados a litigios y otras contingencias fiscales, el Grupo tiene, al cierre del ejercicio, dotadas provisiones, registradas en el apartado *"Otras provisiones"* (ver Nota 16), que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos. El importe registrado por estos conceptos en el balance del Grupo a 31 de diciembre de 2013 asciende a 1.471 millones de euros. Los riesgos por los litigios fiscales en curso y otras contingencias fiscales que han sido provisionados corresponden a un número elevado de causas.

(24) NEGOCIOS CONJUNTOS

Las sociedades controladas conjuntamente más significativas en las que el grupo participa a 31 de diciembre de 2013 son las siguientes:

Sociedad	% Participación Patrimonial
Quiriquire Gas, S.A. [(1)]	60,00%
Repsol Sinopec Brasil, S.A. [(1)]	60,00%
AR Oil & Gas BV	49,00%
Saneco	49,00%
TNO (Tafnefteotdacha)	49,00%
YPFB Andina, S.A. (antes Empresa Petrolera Andina)	48,92%
Petroquiriquire, S.A.	40,00%
Grupo Gas Natural SDG, S.A.	30,01%
BPRY Caribbean Ventures LLC	30,00%
Occidental de Colombia LLC (antes R. Occidental Corporation)	25,00%

(1) El Grupo considera que su participación en Quiriquire Gas, S.A. y en Repsol Sinopec Brasil, S.A. constituye control conjunto, teniendo en cuenta que en los acuerdos existentes se establece que

ciertas decisiones estratégicas, tanto financieras como operativas, requieren el consentimiento unánime de los socios que comparten el control.

A continuación se desglosan los importes agregados del Balance de situación aportados por las participaciones del Grupo Repsol en entidades de control conjunto a 31 de diciembre de 2013 y 2012:

	Millones de euros	
Balance de situación	2013	2012
Activos corrientes	7.738	8.241
Activos no corrientes	15.352	14.402
Pasivos corrientes	(4.149)	(3.767)
Pasivos no corrientes	(8.372)	(8.504)

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado a los epígrafes de "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*" y "*Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta"* como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), activos y pasivos por importe de 265 y 168 millones de euros, cuyos saldos a 31 de diciembre de 2012 ascendían a 281 y 184 millones de euros.

A continuación se desglosan los importes agregados de la cuenta de pérdidas y ganancias aportados por las participaciones del Grupo Repsol en entidades de control conjunto a 31 de diciembre de 2013 y 2012:

	Millones de euros	
Cuenta de pérdidas y ganancias	2013	2012[1]
Ingresos de explotación	9.783	10.125
Gastos de explotación	(8.166)	(8.432)
Otros ingresos	343	154
Otros gastos	(1.152)	(968)
Resultado por operaciones continuadas atribuido a la sociedad dominante	**808**	**878**

[1] Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 *"Comparación de la información"*) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 *"Desinversiones"*.

Adicionalmente, el Grupo participa a 31 de diciembre de 2013 en los activos y operaciones controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo II, por los cuales obtiene ingresos e incurre en gastos de acuerdo con su porcentaje de participación en los mismos.

A partir del 1 de enero de 2014 y en aplicación de la NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos*, el Grupo dejará de aplicar el método de integración proporcional a las participaciones en entidades de control conjunto que sean clasificadas como joint ventures según los criterios de la referida norma, y cuyo impacto se informa en el apartado *Nuevos estándares emitidos* de la Nota 2.

(25) INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN

Ventas e ingresos por prestación de servicios y otros ingresos

La distribución de los epígrafes "*Ventas*" e "*Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos*" de la cuenta de resultados adjunta, por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, es la siguiente:

Áreas Geográficas	Millones de euros 2013	2012 [1]
España	29.370	29.652
Unión Europea	5.676	8.990
Países O.C.D.E.	8.782	6.152
Resto de países	11.918	12.428
Total	**55.746**	**57.222**

[1] Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 *"Comparación de la información"*) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 *"Desinversiones"*.

El epígrafe *"Ventas"* incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos por importe de 6.099 millones de euros en 2013 y 5.244 millones de euros en 2012.

Ingresos y gastos por provisiones por deterioro y enajenaciones de inmovilizado

Los citados ingresos recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros 2013	2012
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro	5	10
Beneficios por enajenación de inmovilizado (Nota 31)	18	263
Total	**23**	**273**

Los beneficios por enajenación de inmovilizado en 2012 corresponden principalmente a la venta de la filial de distribución de gas licuado de petróleo Repsol Butano Chile, S.A., (195 millones de euros) y la venta de la filial Amodaimi Oil Company (48 millones de euros). (véase Nota 31).

El epígrafe *"Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado"*, recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros 2013	2012 [1]
Dotación de provisiones por deterioro (Notas 6 y 7)	143	104
Pérdidas por enajenación de inmovilizado	20	39
Total	**163**	**143**

[1] Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 *"Comparación de la información"*) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 *"Desinversiones"*.

Aprovisionamientos

El epígrafe "*Aprovisionamientos*" recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros 2013	2012 [1]
Compras	43.358	43.676
Variación de existencias	(188)	68
Total	**43.170**	**43.744**

[1] Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 *"Comparación de la información"*) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 *"Desinversiones"*.

El epígrafe "*Aprovisionamientos*" incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos mencionados en el apartado "*Ventas*" de esta nota.

Gastos de personal y plantilla

El epígrafe "*Gastos de personal*" recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2013	2012 [1]
Remuneraciones y otros	1.518	1.500
Costes de Seguridad Social	521	475
Total	**2.039**	**1.975**

[1] Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 *"Comparación de la información"*) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 *"Desinversiones"*.

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol a 31 de diciembre 2013 ascendía a 30.296 empleados, y se distribuyó en las siguientes áreas geográficas: España (20.131 empleados), Latinoamérica (6.291 empleados) y Resto del Mundo (3.874 empleados). La plantilla media en el ejercicio 2013 ascendió a 30.300 empleados, mientras que en 2012 fue de 29.997 personas.

Los negocios de Upstream y Downstream de Repsol, así como sus áreas corporativas, cuentan a diciembre de 2013 con un total de 705 trabajadores con discapacidad en España, de los cuales 532 son empleados por contratación directa, y otras 173 personas equivalentes por medidas alternativas (3,67% de la plantilla, de acuerdo al cómputo legal).

De acuerdo con lo establecido en la Ley Orgánica 3/2007, de 22 de marzo, para la igualdad efectiva de hombres y mujeres, publicada en el BOE de 23 de marzo de 2007, las siguientes tablas muestran la plantilla total del Grupo distribuida por categorías profesionales y por géneros a cierre de los ejercicios 2013 y 2012:

	Número de personas			
	2013		2012	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	574	151	545	134
Jefes Técnicos	2.295	659	2.138	639
Técnicos	8.811	4.577	8.833	4.448
Operarios y subalternos	9.008	4.221	8.992	4.256
Total	**20.688**	**9.608**	**20.508**	**9.477**

Otros gastos de explotación

El epígrafe *"Otros gastos de explotación"* recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2013	2012 [1]
Tributos	812	724
Servicios exteriores	3.788	3.855
Transportes y fletes	815	861
Otros Gastos	381	385
Total	**5.796**	**5.825**

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 *"Comparación de la información"*) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 *"Desinversiones"*.

Los costes de exploración en 2013 y 2012 ascienden a 668 y 551 millones de euros, de los cuales 356 y 315 millones de euros, respectivamente, se encuentran registrados en el epígrafe "Amortizaciones".

Gastos de Investigación y Desarrollo

El gasto reconocido en la cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2013 y 2012 a 89 y 83 millones de euros, respectivamente.

(26) INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

El detalle de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012[1]
Ingresos financieros	91	91
Gastos financieros	(765)	(795)
Intereses de la deuda (incluida preferentes)	**(674)**	**(704)**
Por tipo de interés	(5)	5
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(5)	5
Por tipo de cambio	(28)	40
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(126)	17
Diferencias de cambio	98	23
Otras posiciones	-	(2)
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	-	(2)
Resultado de posiciones [3]	**(33)**	**43**
Actualización financiera de provisiones	**(114)**	**(83)**
Intereses intercalarios [4]	**142**	**135**
Leasing	(140)	(145)
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros	79	(28)
Otros ingresos [2]	71	6
Otros gastos	(86)	(34)
Otros ingresos y gastos financieros	**(76)**	**(201)**
RESULTADO FINANCIERO	**(755)**	**(810)**

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 *"Comparación de la información"*) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 *"Desinversiones.*

(2) Incluye la plusvalía generada como consecuencia de la recompra de participaciones preferentes descrita en la Nota 18.

(3) Este concepto incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera (ver Nota 2.2.4) y los resultados registrados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados.

(4) Los intereses intercalarios se presentan en la cuenta de pérdidas y ganancias dentro del epígrafe "Gastos

financieros".

(27) RESULTADO DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS

En 2013 el epígrafe "*Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos*" incluye fundamentalmente los resultados generados por los activos y negocios del GNL vendidos y/o clasificados como mantenidos para la venta a 31 de diciembre de 2013 (ver Nota 31 y Nota 10), así como las plusvalías generadas por la venta, y las provisiones por deterioro de valor y onerosidad registradas en relación con los activos de GNL (ver Nota 6, 7, y 16).

Los resultados del 2012 han sido re-expresados para recoger los resultados generados en dicho ejercicio por estos activos y operaciones. Adicionalmente incluye los resultados registrados hasta el momento de la pérdida de control procedentes de la consolidación de las operaciones de YPF, YPF Gas y las Sociedades de su Grupo y el impacto en la cuenta de resultados derivada de la pérdida de control como consecuencia de la expropiación (véase Nota 4.3).

A continuación se incluye el desglose por naturaleza del epígrafe "*Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos*":

	Millones de euros	
	31/12/2013	**31/12/2012**
Ingresos de explotación	1.888	4.559
Gastos de explotación	(1.320)	(3.522)
Resultado de explotación	**568**	**1.037**
Resultado financiero	(47)	(72)
Resultado de entidades valoradas por el método de participación neto de impuestos	74	73
Resultado antes de impuestos por operaciones interrumpidas	**595**	**1.038**
Gasto por impuestos relativo al resultado antes de impuestos de las operaciones interrumpidas	(159)	(253)
Resultado después de impuestos por operaciones interrumpidas	**436**	**785**
Resultado después de impuestos por la disposición de los activos del GNL	**159**	**-**
Resultado después de impuestos de la valoración de activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación	**(1.279)**	**(38)**
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS NETO DE IMPUESTOS	**(684)**	**747**
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas	-	(109)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	**(684)**	**638**

(28) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION

En los ejercicios 2013 y 2012 la composición del epígrafe "*Flujos de efectivo de las actividades de explotación*" referentes a las actividades continuadas del estado de flujos de efectivo consolidado ha sido el siguiente:

	Notas	Millones de euros 2013	2012 [1]
Resultado antes de impuestos		**1.864**	**2.903**
Ajustes de resultado:		**3.639**	**3.337**
Amortización del inmovilizado	6 y 7	2.559	2.499
Provisiones operativas netas dotadas	16	447	411
Resultado por enajenación de activos no comerciales	31	2	(225)
Resultado financiero	26	755	811
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	9	(48)	(47)
Otros ajustes (netos)		(76)	(112)
Cambios en el capital corriente		**(502)**	**624**
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		**(1.005)**	**(1.655)**
Cobros de dividendos		33	26
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(893)	(1.399)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(145)	(282)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		**3.996**	**5.209**
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación de operaciones interrumpidas		**129**	**1.569**

[1] Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 *"Comparación de la información"*) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 *"Desinversiones"*.

(29) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

La información por segmentos del Grupo incluida en esta nota se presenta de acuerdo con los requisitos de desglose establecidos por la NIIF 8 *Segmentos de operación*.

La estructura organizativa del Grupo y los diferentes segmentos que la componen se asientan sobre las diferentes actividades de las que el Grupo puede obtener ingresos o incurrir en gastos. En base a dicha estructura, aprobada por el Consejo de Administración, el equipo directivo (Comité de Dirección de Repsol) analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento de la Compañía. El Grupo no ha realizado agrupaciones de segmentos para la presentación de la información.

La estructura organizativa está orientada a la consecución de los proyectos de crecimiento de la compañía así como a asentar las bases para futuros desarrollos. A 31 de diciembre de 2013, los segmentos de operación del Grupo son:

- *Upstream*, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos;
- *Downstream*, correspondiente a las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos, Química y GLP;
- *GNL,* correspondiente a las operaciones de la fase midstream (licuación, transporte y regasificación) del gas natural y a la comercialización de gas natural y gas natural licuado, excepto en Gas Natural Fenosa; y
- *Gas Natural Fenosa*, a través de la participación de Gas Natural SDG, S.A., cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

El 31 de diciembre de 2013 se ha llevado a cabo la venta de parte de los activos y negocios del segmento GNL (ver Notas 31, 10 y 37), considerándose por tanto los resultados generados en el ejercicio por estos activos y negocios, así como las plusvalías generadas por la venta y las provisiones por deterioro de valor y por onerosidad registradas en relación con los activos de GNL en Norteamérica (ver Notas 6, 7 y 16) como operaciones interrumpidas (Ver Nota 27). Los flujos de efectivo generados por los activos y negocios objeto de la mencionada venta también se han clasificado a los epígrafes correspondientes dentro de las actividades de operaciones interrumpidas en el estado de flujos de efectivo consolidado.

La información "*ajustada*" presentada en esta nota para los segmentos sobre los que se informa coincide con aquella presentada al equipo directivo para la toma de decisiones operativas y para la evaluación del rendimiento de los segmentos en el ejercicio 2013. Esta información "ajustada", salvo mención expresa al efecto, se ha preparado considerando que las magnitudes relacionadas con los activos y negocios de GNL objeto de venta forman parte de los resultados de operaciones continuadas. Para cada una de las magnitudes de resultado o flujos de efectivo "*ajustados*" se indican las partidas y los conceptos que permiten realizar la conciliación con las magnitudes correspondientes de la cuenta de pérdidas y ganancias y del estado de flujos de efectivo consolidado.

A continuación se muestran las principales magnitudes de la cuenta de resultados del Grupo Repsol atendiendo a esta clasificación:

	Millones de euros					
Ingresos de explotación ajustados de los segmentos sobre los que se informa	Ingresos de explotación procedentes de clientes		Ingresos de explotación entre segmentos		Total ingresos de explotación	
Segmentos	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Upstream	3.153	3.843	1.865	1.859	5.018	5.702
GNL [1]	4.508	2.611	330	379	4.838	2.990
Downstream	44.863	45.888	64	98	44.927	45.986
Gas Natural Fenosa	7.193	7.223	379	364	7.572	7.587
Corporación	11	28	480	1.455	491	1.483
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos [2]	-	-	(3.118)	(4.155)	(3.118)	(4.155)
TOTAL	**59.728**	**59.593**	**-**	**-**	**59.728**	**59.593**

(1) Los "*Ingresos de explotación ajustados de los segmentos sobre los que se informa*", incluyen en el segmento GNL en 2013 y 2012 los ingresos de explotación generados durante el ejercicio por los activos y negocios objeto de la venta indicada anteriormente, así como las plusvalías generadas durante 2013, por importe de 3.430 y 1.741 millones de euros, respectivamente. La conciliación con los "*Ingresos de Explotación*" de la cuenta de pérdidas y ganancias se explica por dichos importes.

(2) Corresponden principalmente a eliminaciones de operaciones comerciales entre segmentos.

	Millones de euros	
Segmentos	31/12/2013	31/12/2012
Upstream	1.757	2.208
GNL	959	535
Downstream	42	1.013
Gas Natural Fenosa	889	920
Corporación	(304)	(390)
Resultado de explotación ajustado de los segmentos de los que se informa [1]	**3.343**	**4.286**
Resultado operaciones interrumpidas acuerdo de venta del GNL	(772)	(620)
Resultado de explotación	**2.571**	**3.666**

(1) El "*Resultado de explotación ajustado de los segmentos sobre los que se informa*" incluye en 2013, aquellos resultados generados durante el ejercicio por los activos y negocios objeto de la venta indicada anteriormente por importe de 642 millones de euros, así como la plusvalías generadas en 2013 por importe de 1.540 millones de euros y las provisiones por deterioro de valor y onerosidad de los activos de GNL en Norteamérica, por importe

de 1.410 millones de euros. En 2012 incluye los resultados generados en el ejercicio de dichos activos y negocios.

Otras magnitudes relevantes aplicables a cada actividad al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

	Millones de Euros					
2013	Upstream	GNL	Downstream	Gas Natural Fenosa	Corporación y Ajustes	Total
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	289	-	94	29	-	412
Resultados de las entidades contabilizadas por el método de la participación [5]	26	74	20	2	-	122
Dotación de amortización de inmovilizado [4]	(1.231)	(171)	(638)	(551)	(52)	(2.643)
Ingresos/(gastos) por pérdidas de valor de los activos [3]	(14)	(1.410)	(102)	(21)	-	(1.547)
Inversiones de explotación [1][2]	2.317	30	656	444	53	3.500

	Millones de Euros					
2012	Upstream	GNL	Downstream	Gas Natural Fenosa	Corporación y Ajustes	Total
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	307	322	78	30	-	737
Resultados de las entidades contabilizadas por el método de la participación [5]	27	70	17	3	-	- 117
Dotación de amortización de inmovilizado [4]	(1.169)	(177)	(638)	(540)	(63)	(2.587)
Ingresos/(gastos) por pérdidas de valor de los activos. [3]	(24)	1	(72)	-	-	(95)
Inversiones de explotación[1][2]	2.423	35	666	432	165	3.721

(1) Incluye las inversiones devengadas en el periodo. No incluye inversiones en "*Otros activos financieros*".

(2) En 2013 y 2012 incluyen 14 y 15 millones de euros, respectivamente por las inversiones de explotación de los activos y negocios de GNL y que en el estado de flujos de efectivo consolidado se encuentran registrados en el epígrafe de "*Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas*".

(3) En 2013 incluye los gastos por las provisiones por deterioro y onerosidad de los activos y negocios de GNL en Norteamérica, que en la cuenta de pérdidas ganancias consolidada se encuentran registrados en el epígrafe de *"Resultados de operaciones interrumpidas"*

(4) En 2013 y 2012 incluye 84 y 88 por la dotación a la amortización de los activos y negocios de GNL objeto de la venta, que en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada se encuentran registrados en el epígrafe de *"Resultados de operaciones interrumpidas"*.

(5) En 2013 y 2012 incluye 74 y 70 millones de euros por los resultados generados por los activos y negocios de GNL objeto de la venta indicada anteriormente y que en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada se encuentran clasificados en el resultado de operaciones interrumpidas.

La distribución geográfica de las principales magnitudes, en los segmentos de actividad en los que este desglose resulta significativo, es el siguiente:

	Millones de euros							
	Ingresos de explotación [1]		Resultado de explotación [1]		Inversiones de explotación[1]		Total activos [1] [2]	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Upstream	**5.018**	**5.702**	**1.757**	**2.208**	**2.317**	**2.423**	**13.280**	**12.638**
Norteamérica y Brasil	1.095	1.423	205	380	1.191	1.144	5.092	4.346
Norte de África	970	1.581	752	1.298	78	44	843	918
Resto del Mundo	3.065	2.801	800	530	1.048	1.235	7.345	7.374
Ajustes	(112)	(103)	-	-	-	-	-	-
GNL	**4.838**	**2.990**	**959**	**535**	**30**	**35**	**2.902**	**4.176**
Downstream	**44.927**	**45.986**	**42**	**1.013**	**656**	**666**	**18.289**	**18.993**
Europa	43.318	44.651	65	723	585	612	17.142	17.706
Resto del Mundo	4.526	4.641	(23)	290	71	54	1.147	1.287
Ajustes	(2.917)	(3.306)	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Fenosa	**7.572**	**7.587**	**889**	**920**	**444**	**432**	**12.086**	**12.658**
Corporación y otros ajustes	**(2.627)**	**(2.672)**	**(304)**	**(390)**	**53**	**165**	**13.438**	**10.534**
Activos de operaciones interrumpidas							5.091	5.922
TOTAL	**59.728**	**59.593**	**3.343**	**4.286**	**3.500**	**3.721**	**65.086**	**64.921**

(1) Ingresos de explotación, Resultado de explotación, Inversiones de explotación y Total activos *"ajustados"* de acuerdo con lo indicado anteriormente en esta nota.

(2) El total de activos incluye en cada segmento el importe de las inversiones contabilizadas por el método de la participación correspondiente al mismo. Para los activos de:

- *GNL*. En 2013 incluye fundamentalmente los activos de GNL en Norteamérica.
- *Corporación y ajustes.* En 2013 y 2012 se incluyen activos financieros por importe de 7.915 millones de euros y 6.670 millones de euros respectivamente.
- *Activos de operaciones interrumpidas.* En 2013 no incluye los activos que han sido clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta como parte de la operación de venta del GNL (ver Notas 10) puesto que su transmisión efectiva se ha producido el 1 de enero de 2014 (ver Nota 37). Adicionalmente, en 2013 y 2012, incluye los activos relacionados con el proceso de expropiación de YPF e YPF Gas (ver Nota 4.3).

(30) COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y AUMENTOS DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN SIN CAMBIO DE CONTROL

Repsol elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo sus inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos. En el Anexo I de estas cuentas anuales consolidadas se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos más significativos, participados directa e indirectamente por Repsol, S.A. que han sido incluidas en el perímetro de consolidación durante los ejercicios 2013 y 2012.

Adquisiciones en 2013

Durante el ejercicio 2013 no se ha producido combinaciones de negocio significativas.

Adquisiciones en 2012

En Agosto de 2012, y siguiendo los hitos marcados por un acuerdo firmado el 22 de diciembre de 2011 entre Repsol y Alliance Oil, Repsol Exploración, S.A. adquirió a Alliance Oil el 49% de participación en AROG empresa que serviría de plataforma de crecimiento en el negocio de exploración y producción de hidrocarburos para ambas compañías en la Federación Rusa. Previamente a esta adquisición, y en el marco del mencionado acuerdo, Alliance había aportado a AROG el 100% de su filial Saneco que engloba las actividades de exploración y producción en la región de Samara (cuenca Volga-Urales). En diciembre de 2012, Alliance Oil aportó en AROG el 99,54% de su filial TNO (Tafnefteotdacha) con activos localizados en la región rusa de Tatarstan

(cuenca Volga-Urales) y en contrapartida Repsol Exploración S.A. adquirió acciones adicionales de AROG a Alliance Oil para mantener el 49% de participación en AROG.

Estas dos operaciones supusieron un desembolso total por importe de 301 millones de dólares (233 millones de euros), de los cuales 143 millones de dólares (109 millones de euros) se desembolsarían en enero de 2013 tras la venta de Eurotek a AROG cumpliendo con el último hito del acuerdo firmado el 22 de diciembre (ver Nota 31). El detalle de los activos netos adquiridos teniendo en cuenta el 49% de participación del Grupo en AROG, y la participación del Grupo correspondiente en Saneco y TNO (Tafnefteotdacha) es el siguiente:

	Millones de euros	
	Valor Razonable	Valor en libros de la sociedad adquirida
Activo corriente	55	55
Activo no corriente	203	130
TOTAL ACTIVO	**258**	**185**
Pasivo corriente	16	16
Pasivo no corriente	9	9
TOTAL PASIVO	**25**	**25**
ACTIVOS NETOS	**233**	**160**

El impacto de la operación sobre el resultado neto a 31 de diciembre de 2012 no fue significativo. Si la operación hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2012, el impacto de la misma sobre el importe neto de la cifra de negocios consolidada y el resultado consolidado tampoco hubiera sido significativo. Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra, se ha producido una revalorización de los activos del inmovilizado material correspondientes a los activos de exploración y producción adquiridos.

(31) DESINVERSIONES Y ENAJENACIÓN DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES

Desinversiones

En la tabla siguiente se desglosan los cobros por desinversiones registrados en los ejercicios 2013 y 2012:

	Millones de euros	
Cobros por desinversiones	**2013**	**2012**
Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio	155	635
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	102	55
Otros activos financieros	426	435
Cobros por desinversiones de operaciones interrumpidas [1]	2.610	21
Total cobros por desinversiones	**3.293**	**1.146**

[1] Incluye fundamentalmente los cobros correspondientes a la venta de los activos y negocios de GNL a Shell por importe de 2.446 millones de euros y por la venta del 25% de Bahia Bizkaia Electricidad (BBE) a BP por importe de 135 millones de euros.

Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio

Las principales desinversiones de participaciones en empresas del Grupo y entidades asociadas en los ejercicios 2013 y 2012 se detallan en el Anexo Ib "*Principales variaciones del perímetro de consolidación terminado el 31 de diciembre de 2012*". Las más significativas se describen a continuación.

Venta de parte de los activos y negocios del GNL

La principal desinversión del ejercicio 2013 corresponde a la venta de parte de los activos y negocios de GNL iniciada con la firma de un acuerdo con Shell el 26 de febrero de 2013, y concluida en tres transacciones distintas en los meses de octubre y diciembre de 2013, y enero de 2014.

Con anterioridad a la venta, el negocio del GNL de Repsol incluía: (i) las participaciones minoritarias en las plantas de licuefacción en Trinidad y Tobago y Perú, (ii) la participación minoritaria en la planta de Ciclo Combinado en España, (iii) las actividades de comercialización, transporte y trading, (iv) los negocios de regasificación, comercialización y trading de Norteamérica, (v) el proyecto integrado de GNL en Angola.

El perímetro de la operación con Shell incluía los negocios de los numerales (i), (ii) y (iii), y corresponde a las siguientes sociedades del Grupo: Repsol LNG Port of Spain B.V, Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago, Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago, Atlantic 4 LNG Company of Trinidad & Tobago y Repsol LNG Trinidad y Tobago, Ltd. (conjuntamente, y en adelante "*Atlantic LNG*"), Peru LNG Company, Llc. ("*Peru LNG*"), la sociedad Bahía Bizkaia Electricidad, S.L ("*BBE*"). Adicionalmente Repsol Comercializadora de Gas, S.A. ("Repsol Comercializadora") forma parte del perímetro de la venta y a 31 de diciembre de 2013 se encuentra clasificada en los epígrafes "*de activos no corrientes mantenidos para la venta*" y "*pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*".

El 11 de octubre Repsol vendió su participación del 25% en la central eléctrica de ciclo combinado de BBE a BP por 135 millones de euros. El activo, encuadrado inicialmente dentro del perímetro de la venta de activos de GNL a Shell, se transmitió finalmente a BP, tras el ejercicio por esta entidad de su derecho de adquisición preferente. La transacción ha generado una plusvalía antes de impuestos de 89 millones de euros que ha sido registrada en el epígrafe de "*Resultado de operaciones interrumpidas"* (ver Nota 27).

El valor neto contable de los activos netos dados de baja se detallan a continuación:

	Millones de euros
Efectivo y equivalentes de efectivo	15
Otros activos corrientes	4
Activo no corriente	48
TOTAL ACTIVO	**67**
Pasivo corriente	12
Pasivo no corriente	9
TOTAL PASIVO	**21**
ACTIVOS NETOS	**46**

El 31 de diciembre de 2013, se materializó la venta a Shell de los principales contratos de comercialización de GNL a largo plazo así como los activos y negocios de GNL en Trinidad y Tobago y Perú, correspondientes a las participaciones del Grupo Repsol en *Atlantic LNG* y *Peru LNG*, por importe de 2.446 millones de euros lo que generó una plusvalía antes de impuestos de 1.451 millones de euros registrada en el epígrafe "*Resultado de operaciones interrumpidas"* (ver Nota 27).

El valor neto contable de los activos netos dados de baja se detalla a continuación:

	Millones de euros
Efectivo y equivalentes de efectivo	24
Otros activos corrientes	211
Activo no corriente	919
TOTAL ACTIVO	**1.154**
Pasivo corriente	103
Pasivo no corriente	56
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	**159**
ACTIVOS NETOS	**995**

Como consecuencia de esta venta se ha producido la ruptura de la gestión integrada de dichos activos con los activos y negocios que Repsol mantiene en Norteamérica (fundamentalmente la planta de regasificación de Canaport y los gaseoductos para el transporte propiedad de Repsol Energy Canada, filiales del Grupo Repsol), y que formaban parte de la misma UGE, registrándose una provisión por deterioro de dichos activos (ver Notas 6 y 7), así como una provisión por el contrato oneroso "*Process or pay*" asociado a la planta de Canaport (ver Nota 16) por un importe total acumulado de 1.410 millones de euros antes de impuestos, registrado en el epígrafe de "*Resultados de operaciones interrumpidas*".

En el marco del acuerdo firmado, Repsol continúa garantizando contratos a favor de terceros de aquellas compañías que han sido objeto de venta, y que como consecuencia de ésta perdieron su consideración de empresas del Grupo. A la espera de la firma de nuevas garantías con el reemplazo de Repsol como garante por parte de Shell, esta última ha otorgado a Repsol las contragarantías oportunas equivalentes a los riesgos asociados a los contratos garantizados.

A 31 de diciembre de 2013 las actividades de comercialización, transporte y trading, correspondientes a Repsol Comercializadora, y los activos asociados a dichas actividades se han clasificado como activos no corrientes mantenidos para la venta (ver Nota 10). El 1 de enero de 2014 una vez obtenidas de las autorizaciones necesarias, cumplidas las condiciones pactadas se concluyó su venta (véase Nota 37).

Otras desinversiones del ejercicio 2013

El 24 de enero de 2013, y cumpliendo con el último hito del acuerdo firmado el 22 de diciembre de 2011 entre Repsol y Alliance Oil (ver Nota 30), Repsol Exploración Karabashky B.V. aportó el 100% de la sociedad Eurotek a AR Oil&Gas B.V. ("*AROG*", sociedad en la que el Grupo participa en un 49%) materializada mediante la adquisición de Eurotek por parte de AROG a Repsol exploración Karabashky B.V. por importe de 315 millones de dólares.

Eurotek estaba clasificada contablemente desde su adquisición en diciembre 2011 como un activo no corriente mantenido para la venta, dado que se adquirió con el propósito de aportarla a AROG. La venta del 100% de Eutotek supuso la baja del balance de situación del Grupo del 51% de los de activos y pasivos clasificados como mantenidos para la venta (véase Nota 10), y la reclasificación del 49% restante desde dichos epígrafes a las correspondientes partidas del balance según su naturaleza de acuerdo al siguiente detalle:

	Millones de euros	
	Baja del 51%	Reclasificación del 49%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	(134)	(130)
Activo corriente	-	8
Activo no corriente	-	122
TOTAL ACTIVO	**(134)**	**-**
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	(13)	(12)
Pasivo corriente	-	8
Pasivo no corriente	-	4
TOTAL PASIVO	**(13)**	**-**
ACTIVOS NETOS	**(121)**	**-**

Esta aportación y su posterior reclasificación no han tenido impacto en la cuenta de resultados consolidada, ya que la baja del 51% de los activos por importe de 121 millones de euros se compensa totalmente con la caja neta recibida por Repsol en la transacción, correspondiente al importe de la venta menos el efectivo disponible en la caja de AROG B.V (en el % de participación del Grupo en dicha compañía) y las acciones susctritas por Repsol Exploración para mantener el 49% de participación en AROG.

Ejercicio 2012

En junio de 2012 Repsol acordó con un consorcio de inversores chilenos la venta del 100% de su filial Repsol Butano Chile, S.A., sociedad que poseía una participación del 45% de Empresas Lipigas, S.A., compañía presente en el mercado chileno de comercialización del GLP, además de otros activos financieros. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta y, una vez cumplidas las condiciones habituales en este tipo de operaciones, la venta tuvo lugar en julio de 2012 por un importe de 540 millones de dólares. Esta venta generó una plusvalía de 195 millones de euros (este importe incluía las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe "*Ajustes por cambios de valor*" del patrimonio neto, que ascendían a 62 millones de euros) que fueron registradas en el epígrafe "*Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado*".

El valor neto contable de los activos netos dados de baja se detallan a continuación:

	Millones de euros
Efectivo y equivalentes de efectivo	164
Otros activos corrientes	29
Activo no corriente	203
TOTAL ACTIVO	**396**
Intereses minoritarios	4
Pasivo corriente	37
Pasivo no corriente	48
TOTAL PASIVO Y MINORITARIOS	**89**
ACTIVOS NETOS	**307**

En el mes de agosto de 2012 Repsol recibió la autorización del Gobierno de Ecuador para la venta del 100% de su filial en ese país Amodaimi Oil Company a Tiptop Energy Ltd, una filial de la compañía china Sinopec. Como consecuencia de la misma se registró una plusvalía que ascendía

a 48 millones de euros (cifra que incluye las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe "*Ajustes por cambios de valor*" del patrimonio neto, que ascendían a 2 millones de euros) que fueron registradas en el epígrafe "*Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado*". El valor neto contable de los activos netos dados de baja se detallan a continuación:

	Millones de euros
Efectivo y equivalentes de efectivo	-
Otros Activos corrientes	89
Activo no corriente	90
TOTAL ACTIVO	**179**
Pasivo corriente	56
Pasivo no corriente	30
TOTAL PASIVO	**86**
ACTIVOS NETOS	**93**

En diciembre de 2012, como consecuencia de la venta de una plataforma de exploración *off-shore* por la sociedad Guara B.V. participada en un 15% por Repsol, dicha sociedad llevó a cabo una devolución de capital a sus accionistas por el importe de la venta que para Repsol supuso el cobro de 41 millones de euros.

Con fecha 30 de junio de 2011 Gas Natural Fenosa acordó la venta de aproximadamente 245.000 clientes de gas y otros contratos asociados en la Comunidad de Madrid por un importe de 11 millones de euros. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta a Endesa se realizó el 29 de febrero de 2012 generando una plusvalía antes de impuestos de 6 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Otros activos financieros

En el ejercicio 2013 y 2012 se han cobrado 324 y 208 millones de euros, respectivamente (importe proporcional teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa) en relación a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, principalmente como resultado de las diecinueve y once emisiones, respectivamente, del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico realizadas en dichos ejercicios, en las cuales los derechos cobrados han sido cedidos de forma irrevocable al Fondo de titulización del déficit del sistema eléctrico (FADE).

Enajenación de participaciones en sociedades

En 2012 como consecuencia del proceso de expropiación de las acciones del Grupo Repsol de YPF S.A. e YPF Gas S.A. descrito en la Nota 4, se produjo la pérdida de control sobre YPF e YPF Gas con los efectos e impactos contables descritos en la dicha Nota.

(32) INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS

Repsol realiza transacciones con partes vinculadas dentro de las condiciones generales de mercado.

A los efectos de esta información, se consideran partes vinculadas:

a. Accionistas significativos: los accionistas significativos de la sociedad que a 31 de diciembre se consideraban parte vinculada de Repsol son:

Accionistas significativos	% total sobre el capital social 31 de diciembre de 2013
CaixaBank, S.A	12,02%
Sacyr, S.A. (1)	9,38%
Petróleos Mexicanos (2)	9,34%
Temasek Holdings (Private) Limited (3)	6,37%

(1) Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L.
(2) Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A., PMI Holdings, B.V. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (equity swaps) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos.
(3) Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.

Los datos ofrecidos en el anterior cuadro recogen la información disponible para la Sociedad a 31 de diciembre de 2013, proveniente de la última información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Sociedad y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

b. Administradores y directivos: entendiendo como tales a los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité de Dirección.

c. Personas o entidades del Grupo. Incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo por la parte no eliminada en el proceso de consolidación (correspondiente a la parte no poseída de las sociedades consolidadas por integración proporcional y a las transacciones realizadas con las sociedades consolidadas por el método de la participación). En el momento de la pérdida de control de YPF S.A. e YPF Gas S.A. (ver Nota 4), estas sociedades perdieron su consideración de entidades del Grupo.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2013 por operaciones con partes vinculadas:

GASTOS E INGRESOS:	Millones de euros Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo [1]	Total
Gastos financieros	30	-	-	30
Contratos de gestión o colaboración	-	-	-	-
Arrendamientos	2	-	35	37
Recepciones de servicios	6	-	430	436
Compra de bienes (terminados o en curso) [3]	3.802	-	6.885	10.687
Otros gastos	27	-	15	42
TOTAL GASTOS	3.867	-	7.365	11.232
Ingresos financieros	13	-	11	24
Contratas de gestión o colaboración	-	-	1	1
Arrendamientos	1	-	-	1
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-
Dividendos recibidos	-	-	1	1
Prestaciones de servicios	27	-	32	59
Venta de bienes (terminados o en curso)	46	-	1.062	1.108
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	-	-
Otros ingresos	5	-	93	98
TOTAL INGRESOS	92	-	1.200	1.292

OTRAS TRANSACCIONES	Millones de euros Accionistas significativos	Administradores y directivos [2]	Personas, sociedades o entidades del grupo [1]	Total
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	3	-	-	3
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	1	-	96	97
Contratos de arrendamiento financiero (arrendador)	-	-	6	6
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	-	-	-	-
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	212	-	-	212
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) [4]	519	-	4	523
Garantías y avales prestados [5]	128	-	1.477	1.605
Garantías y avales recibidos	54	-	-	54
Compromisos adquiridos [6]	1.020	-	1.925	2.945
Compromisos / garantías cancelados	10	-	2.357	2.367
Dividendos y otros beneficios distribuidos [7]	431	-	1	432
Otras operaciones [8]	2.123	-	-	2.123

[1] La tabla de Gastos e Ingresos incluye transacciones realizadas por compañías del Grupo con aquellas compañías objeto de la venta de los negocios de GNL a Shell (véase nota 31), hasta el momento que fueron enajenadas.
Los importes más significativos correspondientes a transacciones realizadas por compañías del Grupo con aquellas compañías objeto de la venta de parte de los activos y negocios de GNL incluidas en la columna *Personas, sociedades o entidades del perímetro* son; (i) Gastos por la recepción de servicios por importe de 104 millones de euros, (ii) Compras de bienes por importe de 1.352 millones de euros, (iii) Ingresos por Prestaciones de servicios por importe de 28 millones de euros, (iv) Ingresos por ventas de bienes por importe de 251 millones de euros, (v) Otros ingresos por importe de 29 millon de euros.
[2] Ver Nota 33 *"Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo"*, en lo relativo a las operaciones realizadas con *Administradores y directivos*. El importe total de los préstamos concedidos a directivos y los dividendos distribuidos es inferior a un millón de euros.
[3] Estas compras incluyen las compras realizadas de acuerdo con el contrato de compra de crudo con duración indeterminada firmado con el Grupo Pemex, que en 2013 asciende a 139.000 barriles al día.
[4] Incluye líneas de crédito por importe de 439 millones de euros con La Caixa.

(5) Incluye 1.394 millones de euros correspondientes a 3 garantías emitidas por el Grupo en relación los contratos de arrendamiento de tres plataformas flotantes de su filial Guará B.V (ver Nota 34).
(6) Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas (ver Nota 34.2). En 2013 no se incluyen aquellos compromisos correspondientes a las sociedades objeto de la venta de parte de los activos y negocios del GNL, ni aquellos que las sociedades del Grupo pudieran tener con aquellas una vez han perdido su condición de parte vinculada y cuyo importe ascendía a 13.767 millones de euros (ver Nota 34.2).
(7) Los importes consignados como dividendos y otros beneficios distribuidos incluyen los importes correspondientes por la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de las ampliaciones de capital liberadas cerradas en enero y julio 2013, en el marco del programa de retribución "Repsol Dividendo Flexible". Por el contrario, no se incluyen los importes correspondientes a la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2014, que en el caso de los accionistas significativos ha ascendido a 191 millones de euros. Tampoco se incluyen las acciones de Repsol suscritas en las referidas ampliaciones de capital.
(8) Incluye cuentas remuneradas y depósitos por importe de 500 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 685 millones de euros y de tipo de interés por 133 millones de euros con el grupo Caixa.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2012 por operaciones con partes vinculadas:

	Millones de euros			
GASTOS E INGRESOS:	**Accionistas significativos**	**Administradores y directivos**	**Personas, sociedades o entidades del grupo** (1)	**Total**
Gastos financieros	16	-	3	19
Contratos de gestión o colaboración	-	-	1	1
Arrendamientos	2	-	22	24
Recepciones de servicios	6	-	318	324
Compra de bienes (terminados o en curso) (3)	4.002	-	5.848	9.850
Otros gastos	29	-	13	42
TOTAL GASTOS	4.055	-	6.205	10.260
Ingresos financieros	25	-	14	39
Contratas de gestión o colaboración	-	-	4	4
Arrendamientos	1	-	-	1
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-
Prestaciones de servicios	44	-	40	84
Venta de bienes (terminados o en curso)	269	-	1.299	1.568
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	4	4
Otros ingresos	5	-	66	71
TOTAL INGRESOS	344	-	1.427	1.771

OTRAS TRANSACCIONES	Millones de euros			
	Accionistas significativos	Administradores y directivos [2]	Personas, sociedades o entidades del grupo [1]	Total
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	96	-	-	96
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	1	-	223	224
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	-	-	-	-
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	245	-	-	245
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) [4]	773	-	4	777
Garantías y avales prestados [5]	219	-	1.121	1.340
Garantías y avales recibidos	57	-	-	57
Compromisos adquiridos [6]	696	-	12.796	13.492
Compromisos / garantías cancelados	71	-	-	71
Dividendos y otros beneficios distribuidos [7]	467	-	-	467
Otras operaciones [8]	1.639	-	-	1.639

[1] Los importes más significativos correspondientes a transacciones realizadas por compañías del Grupo con aquellas compañías objeto de la venta de parte de los activos y negocios de GNL (véase nota 31) incluidas en la columna *Personas, sociedades o entidades del perímetro* son; (i) Gastos por la recepción de servicios por importe de 65 millones de euros, (ii) Compras de bienes por importe de 1.275 millones de euros, (iii) Ingresos por Prestaciones de servicios por importe de 34 millones de euros, (iv) Ingresos por ventas de bienes por importe de 598 millones de euros.
[2] Ver Nota 33 *"Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo*", en lo relativo a las operaciones realizadas con Administradores y directivos. El importe total de los préstamos concedidos a directivos y los dividendos distribuidos es inferior a un millón de euros.
[3] Estas compras incluyen las compras realizadas de acuerdo con el contrato de compra de crudo con duración indeterminada firmado con el Grupo Pemex, que en 2012 asciende a 100.000 barriles al día.
[4] Incluye líneas de crédito por importe de 558 millones de euros con La Caixa.
[5] Incluye 1.035 millones de euros correspondientes a dos garantías emitidas por Repsol S.A. en relación los contratos de arrendamiento de dos plataformas flotantes de su filial Guará B.V. en Brasil (ver Nota 34). No incluye la contragarantía asociada a dichas garantías por no corresponder a partes vinculadas.
[6] Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas (ver Nota 34.2).
[7] Los importes consignados como dividendos y otros beneficios distribuidos incluyen el pago del dividendo a cuenta del ejercicio 2011, abonado el 10 de enero de 2012, así como los importes correspondientes por la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación de capital liberada cerrada en julio 2012, en el marco del programa de retribución "Repsol Dividendo Flexible". Por el contrario, no se incluyen los importes correspondientes a la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2013, que en el caso de los accionistas significativos ha ascendido a 132 millones de euros. Tampoco se incluyen las acciones de Repsol suscritas en las referidas ampliaciones de capital.
[8] Incluye cuentas remuneradas y depósitos por importe de 667 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 158 millones de euros y de tipo de interés por 115 millones de euros con el grupo Caixa.

El 28 de febrero de 2012, Repsol, S.A. y Petróleos Mexicanos suscribieron una Alianza Industrial Estratégica con una duración inicial de 10 años, que abarca las áreas de negocio de Upstream y GNL en América y de Downstream en América, España y Portugal, así como la colaboración en programas de formación conjuntos.

Las operaciones realizadas por Repsol, S.A. con las empresas de su Grupo, y éstas entre sí, forman parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

(33) INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO

33.1) Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

Las retribuciones devengadas por los Consejeros Ejecutivos, por los conceptos detallados en los apartados a), b) y c) de esta nota, ascienden a la cantidad de 7,55 millones de euros, lo cual representa un 3,9% del resultado del periodo atribuido a la sociedad dominante. En el ejercicio 2012 esta cantidad ascendió a 8,059 millones de euros[1]

a) Por su pertenencia al Consejo de Administración

De acuerdo a lo dispuesto en el Art. 45 de los Estatutos Sociales, los Consejeros, en su condición de miembros del Consejo y por el desempeño de la función de supervisión y decisión colegiada propia de este órgano, tienen derecho a percibir una asignación anual fija, que no podrá exceder de la cantidad que a tal efecto fije la Junta General, correspondiendo al Consejo de Administración la fijación de la cantidad exacta a abonar dentro de dicho límite y su distribución entre los distintos Consejeros, teniendo en cuenta los cargos desempeñados por cada uno de ellos dentro del Consejo y sus Comisiones.

La Junta General Ordinaria de Accionistas el pasado 31 de mayo de 2013, bajo el punto decimotercero del Orden del Día, aprobó fijar dicho límite en una cantidad equivalente a seis millones de euros.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente y el sistema establecido y aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe de las retribuciones a percibir anualmente por la pertenencia al Consejo y a cada una de sus Comisiones ascendió, en los ejercicios 2013 y 2012, a los siguientes importes:

	Euros	
Órgano de Gobierno	2013	2012 [(1)]
Consejo de Administración	176.594	176.594
Comisión Delegada	176.594	176.594
Comisión de Auditoría y Control	88.297	88.297
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	44.149	44.149
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	44.149	44.149

[(1)] El primer párrafo del artículo 45 de los Estatutos Sociales fue modificado en la Junta General Ordinaria de Accionistas del pasado 31 de mayo de 2013. Con anterioridad, dicho párrafo recogía un sistema de remuneración de los consejeros mediante participación en beneficios (artículo 218 de la Ley de Sociedades de Capital), según el cual, la Sociedad podía destinar en cada ejercicio a retribuir a los miembros del Consejo de Administración por el desempeño de la función de supervisión y decisión colegiada propia de este órgano una cantidad equivalente al 1,5% del beneficio líquido, que sólo podía detraerse después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y aquellas otras obligatorias y, de haberse reconocido a los accionistas, un dividendo de, al menos, el 4%.

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2013 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 5,040 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

[1] El dato de 2012 ha sido adaptado para reflejar de forma homogénea con 2013 el referido importe.

	Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)					
Consejo de Administración	Consejo	C. Deleg.	C. Audit	C. Nombram.	C. Estrat.	**TOTAL**
Antonio Brufau	176.594	176.594	-	-	-	**353.188**
Luis Suárez de Lezo	176.594	176.594	-	-	-	**353.188**
Pemex Internacional España, S.A.	176.594	176.594	-	-	44.149	**397.337**
Henri Philippe Reichstul	176.594	176.594	-	-	-	**353.188**
Paulina Beato	176.594	-	88.297	-	-	**264.891**
Javier Echenique Landiribar	176.594	176.594	88.297	-	-	**441.486**
Artur Carulla Font	176.594	176.594	-	44.149	-	**397.337**
Juan Abelló Gallo [1]	29.432	29.432	-	-	7.358	**66.223**
José Manuel Loureda Mantiñán	176.594	-	-	44.149	44.149	**264.891**
Luis Carlos Croissier Batista	176.594	-	58.865	-	44.149	**279.608**
Isidro Fainé	176.594	176.594	-	-	-	**353.188**
Juan María Nin	176.594	-	-	44.149	44.149	**264.891**
Ángel Durández Adeva	176.594	-	88.297	-	-	**264.891**
Mª Isabel Gabarró Miquel	176.594	-	-	44.149	44.149	**264.891**
Mario Fernández Pelaz	176.594	-	-	44.149	-	**220.743**
Manuel Manrique Cecilia [2]	132.446	132.446	-	-	-	**264.891**
Rene Dahan [3]	117.729	117.729	-	-	-	**235.459**

[1] D. Juan Abelló Gallo comunicó a la Compañía su renuncia como Consejero con fecha 6 de marzo 2013

[2] D. Manuel Manrique Cecilia fue nombrado Consejero con fecha 25 de abril 2013

[3] D. René Dahan fue nombrado Consejero con fecha 31 de mayo de 2013

Por otra parte, hay que indicar que:

- Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no tienen concedidos créditos ni anticipos por parte de ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada.

- Ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con ninguno de los miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en los casos del Presidente Ejecutivo, y del Secretario General, para los que, como Consejeros Ejecutivos, rigen los compromisos previstos en sus respectivos contratos mercantiles de prestación de servicios, que contemplan sistemas de aportación definida.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

La remuneración monetaria fija devengada en el año 2013 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 3,351 millones de euros, correspondiendo 2,368 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,983 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

Adicionalmente, la remuneración en especie (seguro de vida e invalidez, seguro médico y otros conceptos, así como los ingresos a cuenta/ retenciones ligados a las retribuciones en especie), la retribución variable anual y la plurianual, esta última determinada en función del grado de consecución de los objetivos del Programa de Incentivos a Medio Plazo para el personal directivo correspondiente al periodo 2010-2013, devengadas por D. Antonio Brufau, han ascendido a un total de 1,918 millones de euros. La retribución de D. Luis Suárez de Lezo, en concepto de retribución en especie, retribución variable anual y plurianual, esta última como partícipe del programa referido anteriormente, ha ascendido a 1,172 millones de euros.

Las referidas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado e) siguiente.

c) Por su pertenencia a Consejos de Administración de filiales

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2013 por los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, multigrupo o asociadas, asciende a 0,405 millones de euros, de

acuerdo con el siguiente detalle:

	Euros
	Gas Natural
Antonio Brufau Niubo	265.650
Luis Suárez de Lezo Mantilla	139.150

d) Por primas de seguro de responsabilidad civil

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y personal directivo del Grupo Repsol.

e) Por pólizas de seguro de jubilación y aportaciones a planes de pensiones y premio de permanencia

El coste de las pólizas de seguro por jubilación y de las aportaciones a planes de pensiones y al premio de permanencia, incluyendo, en su caso, los correspondientes ingresos a cuenta, en el que ha incurrido la Compañía por los miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas en el Grupo ha ascendido en 2013 a 0,697 millones de euros. Corresponden 0,494 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,203 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

Por acuerdo del Consejo de Administracion de fecha 27 de febrero de 2013, adoptado a petición de su Presidente, D. Antonio Brufau, Repsol dejó de realizar aportaciones a su sistema de previsión para la cobertura de jubilación, a partir del 12 de marzo de 2013, extinguiendo con ello el compromiso que Repsol S.A. tenia asumido de realizar aportaciones a un sistema de previsión para la cobertura de su jubilación.

f) Incentivos

Los Consejeros que no ocupan puestos ejecutivos en la Compañía no han percibido retribución variable plurianual.

33.2) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2013, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol.

33.3) Operaciones con los administradores

Con independencia de la remuneración percibida, de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares, de otras retribuciones percibidas en su condición de accionistas y, en el caso de los consejeros externos dominicales, de las operaciones descritas en la Nota 32 (Información sobre Operaciones con Partes Vinculadas – Administradores y Directivos), los Administradores de Repsol no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, los Consejeros Ejecutivos se han adherido a los ciclos 2011-2014, 2012-2015 y 2013-2016 del Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual, descrito en la Nota 17.d) apartado i).

Excepto por lo desglosado en el Anexo IV ninguno de los Administradores ni las personas o entidades a ellos vinculados, posee participación alguna, ni ejercen cargos en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de

Repsol.

Asimismo, excepto por lo desglosado en el Anexo IV, ninguno de los Administradores ha realizado, por cuenta propia o ajena, actividades del mismo, análogo o complementario género del que constituye el objeto social de Repsol.

Durante el ejercicio 2013, los acuerdos del Consejo de Administración y de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones relativos a (i) la reelección de Consejeros; (ii) el nombramiento o reelección de miembros de las Comisiones; y (iii) la designación de cargos en seno del Consejo de Administración, se adoptaron sin la participación del Consejero afectado por la correspondiente propuesta.

Asimismo, los Consejeros Ejecutivos no participaron en la adopción de los acuerdos del Consejo de Administración relativos a su retribución por el desempeño de puestos y funciones directivas en la Sociedad.

33.4) Retribución del personal directivo

a) Alcance

A efectos de información, en este apartado, Repsol considera "personal directivo" a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol. Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

La información incluida en esta nota corresponde a 7 personas que han formado parte del Comité de Dirección del Grupo durante el ejercicio 2013, excluidos aquellos en los que concurre la condición de consejeros de la sociedad dominante, dado que la información correspondiente a éstos ya ha sido incluida en el apartado 1) de esta nota.

b) Sueldos y salarios

El personal directivo percibe una retribución fija y una retribución variable. Esta última consta de un bono anual, calculado como un determinado porcentaje sobre la retribución fija, que se percibe en función del grado de cumplimiento de determinados objetivos, y, en su caso, del pago correspondiente al plan de incentivos plurianual.

En el ejercicio 2013, la retribución del personal directivo que ha formado parte del Comité de Dirección responde al siguiente detalle:

	Millones de euros
Sueldo	5,702
Dietas	0,268
Remuneración Variable	4,404
Remuneraciones en Especie	0,690

De acuerdo a lo anterior, la retribución total asciende a 11,064 millones de euros.

c) Plan de previsión de directivos.

El importe de las aportaciones correspondientes a 2013, realizadas por el Grupo para su personal directivo ha ascendido a 1,644 millones de euros.

d) Fondo de pensiones y primas de seguro

El importe de las aportaciones realizadas por el Grupo en 2013 en relación con los planes de pensiones adaptados a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones que mantiene con el personal directivo (ver en Nota 2.2.19 y Nota 17), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida y accidentes, ha ascendido a 0,580 millones de euros. (Esta cantidad está incluida en la información reportada en el apartado b) anterior).

El personal directivo se encuentra cubierto por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y directivos del Grupo Repsol.

e) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2013, la Sociedad tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,033 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio del 2,8% durante el presente ejercicio. Todos estos créditos fueron concedidos con anterioridad al ejercicio 2003.

33.5) Indemnizaciones al personal directivo

A los miembros del personal directivo al que se refiere esta nota (ver Nota 33.4.a)) se les reconoce, en sus respectivos contratos, el derecho a percibir una indemnización en el supuesto de extinción de su relación con la sociedad, siempre que la misma no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de las obligaciones del directivo, por jubilación, invalidez o por su propia voluntad no fundamentada en alguno de los supuestos indemnizables recogidos en los citados contratos.

Dichas indemnizaciones se reconocerán como una provisión y como un gasto de personal únicamente cuando se produzca la extinción de la relación entre el Directivo y el Grupo, si ésta se produce por alguna de las causas que motivan su abono y se haya generado por tanto el derecho a tal percepción. El Grupo tiene formalizado un contrato de seguro colectivo con objeto de garantizar dichas prestaciones a los miembros del personal directivo a que se refiere esta nota (ver Nota 33.4.a)), incluido el Consejero Secretario General.

Durante el ejercicio 2013, ningún miembro del personal directivo ha percibido indemnización alguna de Repsol.

33.6) Operaciones con el personal directivo

Aparte de la información referida en los apartados 4 y 5 anteriores de la presente nota y de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares, los miembros del personal directivo de Repsol no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, los miembros del personal directivo (incluyendo los Consejeros Ejecutivos) se han adherido a los ciclos 2011-2014, 2012-2015 y 2013-2016 del Plan de Fidelización, descrito en la Nota 17.d) apartado i), comprando en el conjunto de los tres ciclos un total de 288.161 acciones.

(34) CONTINGENCIAS, COMPROMISOS Y GARANTÍAS

34.1) Contingencias legales o arbitrales

34.1.1) Procedimientos iniciados como consecuencia de la expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. (Ver Nota 4).

El 16 de abril de 2012, la Presidenta de Argentina anunciaba al país la expropiación de acciones del Grupo representativas del 51% de las acciones "Clase D" de la principal petrolera del país, YPF S.A. de titularidad del Grupo español Repsol. Días más tarde lo extendería también al 60% de la participación del Grupo Repsol en la empresa argentina YPF Gas S.A. empresa distribuidora de gas butano y propano. Dicha participación representa un 51% del capital social de YPF Gas S.A. Asimismo, ese mismo 16 de abril ordenó la intervención, procediendo a expulsar por la fuerza a directivos y miembros del Comité de Dirección y a tomar el control de la gestión (Decretos 530 y 557). Al mismo tiempo, se tramitó en 21 días una Ley excepcional, la Ley de Expropiación Nº 26.741 de las acciones del Grupo Repsol en YPF e YPF Gas, por la que el Estado argentino además de declarar de utilidad pública y sujetas a expropiación las participaciones accionariales referidas, dispuso la ocupación temporánea por parte del Poder Ejecutivo Nacional de los derechos inherentes a las acciones del Grupo Repsol sujetas a expropiación, a pesar de no mediar sentencia judicial alguna y sin haber compensado o consignado previamente el valor de las acciones afectadas.

Pese a declarar "de interés público […] el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos", la indicada ocupación temporánea y la subsiguiente expropiación afectan solo a YPF S.A. y a YPF Gas, S.A. y no a otras empresas petroleras en Argentina siendo el Grupo Repsol el único accionista perjudicado y no otros accionistas.

A través del Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones, suscrito entre España y Argentina en 1991, el Estado argentino se comprometió a proteger las inversiones realizadas por los inversores del otro Estado, España (artículo III.- apartado 1), a no obstaculizar, mediante medidas injustificadas o discriminatorias la gestión, el mantenimiento o el disfrute de tales inversiones y prometió garantizar un tratamiento justo y equitativo de las inversiones realizadas por los inversores españoles (artículo IV-1). Además, en caso de nacionalización o expropiación, Argentina se obligó a no actuar discriminatoriamente contra los inversores españoles y prometió que pagaría al inversor expropiado sin demora injustificada una indemnización adecuada, en moneda convertible (artículo V). Asimismo, Argentina asumió que reconocería a los inversores españoles cualquier tratamiento más favorable que Argentina hubiera reconocido a favor de otros inversores extranjeros (artículo IV-, apartados 1 y 2).

Por otro lado, en el ámbito local argentino, la Constitución de la Nación establece (artículo 17) que "*la propiedad es inviolable, y ningún habitante de la Nación puede ser privado de ella, sino en virtud de sentencia fundada en ley. La expropiación por causa de utilidad pública, debe ser calificada por ley y previamente indemnizada.* […]. *Ningún cuerpo armado puede hacer requisiciones, ni exigir auxilios de ninguna especie*." Asimismo proclama (artículo 20) que "*los extranjeros gozan en el territorio de la Nación de todos los derechos civiles del ciudadano; pueden ejercer su industria, comercio y profesión; poseer bienes raíces, comprarlos y enajenarlos* […]."

Además, con ocasión de la privatización de YPF S.A. en 1993, y para atraer inversores extranjeros, el Estado argentino modificó mediante Ley el Estatuto Social de YPF S.A. para asegurar a los inversores que, cuando el Estado o cualquier otro interesado quisiera hacerse con el

control de YPF S.A. o adquirir un 15% o más de su capital social, sólo podría hacerlo formulando una oferta pública de adquisición (OPA) sobre la totalidad de las acciones de YPF S.A. a un precio justo calculado con arreglo a una fórmula determinada prevista en el propio Estatuto recogido en los artículos 7 y 28 del Estatuto Social de YPF S.A. y publicitado en el folleto informativo que registró entonces YPF ante la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos. Y, en tanto esto no se hiciera, el Estatuto Social de YPF S.A. dispone que la participación del Estado argentino en YPF S.A. no se puede computar a efectos de quórum en las Asambleas de la compañía, ni tiene derechos de voto, ni económicos.

El Grupo Repsol considera ilegítima las expropiaciones mencionadas y ha venido ejerciendo cuantas acciones legales le corresponden y entiende pertinentes en defensa de sus derechos e intereses y para la reparación íntegra del grave daño sufrido.

Como actuaciones legales más relevantes llevadas a cabo hasta el momento se destacan las siguientes:

1.- *Controversia bajo jurisdicción del Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones.*

El 10 de mayo de 2012, Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. notificaron formalmente a la Presidenta de la República Argentina el inicio del plazo para su resolución amigable al amparo del Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones. Desde entonces Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. reiteraron esta petición de conversaciones amistosas previstas en el Tratado, pero la República Argentina se negó en repetidas ocasiones a reunirse con representantes del Grupo Repsol, aduciendo varios pretextos formales.

El 3 de diciembre de 2012, transcurrido el plazo de 6 meses desde que se notificó a la República Argentina la existencia de la controversia relativa a la expropiación de la participación en YPF S.A. e YPF Gas S.A., Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. presentaron ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (el "CIADI") la solicitud de inicio de un procedimiento de arbitraje contra la República Argentina por violación del citado Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones.

El escrito de solicitud de arbitraje señala, de manera resumida, las cuestiones de hecho y de derecho a ser consideradas. El 18 de diciembre de 2012 el CIADI registró la solicitud de arbitraje. El 11 de julio de 2013 el tribunal de arbitraje fue constituido. El 17 de julio de 2013 Argentina solicitó la recusación de 2 de los 3 miembros del Tribunal de Arbitraje lo que motivó que con fecha 18 de julio de 2013 se suspendiese el procedimiento hasta que las recusaciones fuesen resueltas. El 13 de diciembre de 2013 el Presidente del Consejo de Administración del CIADI ha resuelto rechazar ambas recusaciones y reanudar el procedimiento. Una vez se fije el calendario procesal, las partes deberán presentar sus escritos de alegaciones completos sobre el fondo del asunto. En dichos escritos de alegaciones, Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. concretarán las reparaciones y compensaciones a reclamar a la República Argentina, sin perjuicio de la posibilidad de las partes de poner fin al procedimiento en cualquier momento en caso de alcanzarse un acuerdo entre ellas. Asimismo, el tribunal arbitral deberá decidir sobre la solicitud de medidas provisionales presentada por Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. el 24 de julio de 2013 en relación con el acuerdo suscrito entre YPF y Chevron el 16 de julio de 2013 para la explotación de activos petroleros estratégicos localizados en la formación Vaca Muerta.

Repsol considera que tiene sólidos argumentos legales para reclamar la restitución de las acciones expropiadas y una indemnización adecuada por la República Argentina por los daños y perjuicios que ha sufrido por la expropiación de las acciones en YPF S.A. y de YPF Gas S.A.

2.- Demandas por inconstitucionalidad de la intervención de YPF e YPF Gas por el Gobierno argentino y de la ocupación temporánea por éste de los derechos derivados de las acciones de YPF S.A., e YPF Gas S.A.expropiadas, titularidad del Grupo Repsol.

El 1 de junio de 2012, el Grupo Repsol presentó ante los Tribunales argentinos dos demandas (una en relación con YPF S.A. y otra en relación con YPF Gas S.A.) solicitando la declaración de inconstitucionalidad: (i) de los artículos 13 y 14 de la Ley Nº 26.741 ("Ley de Expropiación") y de cualquier otra norma, resolución, acto, instrucción y/o actuación emitidos y/o realizados bajo esas normas, por violar en forma manifiesta los artículos 14, 16 ,17, 18 y 28 de la Constitución Nacional Argentina; (ii) del Decreto PEN Nº 530/2012, del Decreto PEN Nº 532/2012 y del Decreto PEN Nº 732/2012 (conjuntamente, los "Decretos"), y de cualquier otra norma, resolución, acto, instrucción y/o actuación emitidos y/o realizados bajo los Decretos, por ser contrarios a los artículos 1, 14, 16, 17, 18, 28, 75, 99 y 109 de la Constitución Nacional Argentina. También se solicitaron ciertas medidas cautelares que fueron desestimadas. La cuestión será resuelta por la jurisdicción contencioso-administrativa federal.

El Gobierno argentino contestó a la demanda respecto a YPF S.A. el 4 de abril de 2013 y la relativa a YPF Gas S.A. el 21 de agosto de 2013, habiéndose acordado el 20 de septiembre de 2013 la acumulación de ambos expedientes en el Juzgado que examina la acción de Repsol, S.A., continuándose actualmente su tramitación con la fase probatoria.

El Grupo Repsol considera que dispone de argumentos sólidos para que los tribunales de Buenos Aires reconozcan a Repsol la inconstitucionalidad de la intervención y la ocupación temporánea de YPF S.A. e YPF Gas S.A.

3.- "Class Action Complaint"ejercitada en el Distrito Sur de Nueva York en relación con el incumplimiento por el Estado argentino de su obligación de lanzar una oferta pública de adquisición sobre las acciones de YPF antes de tomar el control de la sociedad.

El 15 de mayo de 2012 Repsol, junto con Texas Yale Capital Corp., presentó una *class action complaint* (demanda en representación de los intereses colectivos del conjunto de accionistas de la Clase D de YPF S.A., con exclusión de la parte de esas acciones sujetas a la expropiación por el Estado argentino) en el Distrito Sur de Nueva York. El objeto de esta demanda es: (i) que se declare la obligación del Estado argentino de lanzar una oferta pública de adquisición de acciones de la Clase D en los términos del Estatuto de YPF S.A., (ii) que se declare que las acciones ocupadas sin esta oferta pública de adquisición están privadas de derechos de voto y económicos; (iii) que se ordene al Estado argentino de abstenerse de ejercer derechos de voto o económicos sobre las acciones ocupadas hasta que no lance una oferta pública de adquisición; y (iv) que el estado argentino indemnice los daños y perjuicios causados por el incumplimiento de la obligación de lanzar la oferta pública de adquisición (los daños y perjuicios reclamados no están cuantificados aún en el Procedimiento).

Esta demanda fue notificada al Estado argentino. Actualmente se está discutiendo si el caso tiene base legal suficiente y si los tribunales estadounidenses pueden enjuiciar el fondo del asunto ("Motion to dismiss").

Repsol considera que dispone de argumentos sólidos para que se le reconozca su derecho correspondiente a las acciones de YPF S.A. no expropiadas.

4.- Demanda de solicitud de información ante el Distrito Sur de Nueva York por la falta de presentación por YPF, bajo la intervención del Estado argentino, del formulario 13D exigido por la Securities and Exchange Commission (SEC).

El 12 de mayo de 2012, Repsol presentó ante el Distrito Sur de Nueva York una demanda solicitando que se requiere al Estado argentino que cumpla con sus obligaciones de información de conformidad con la sección 13(d) de la *Securities Exchange Act* estadounidense. Esa sección exige que quien adquiera directa o indirectamente el control sobre más de un 5% de una clase de acciones de una sociedad cotizada en los EE.UU., presente cierta información (a través de un formulario denominado 13D), entre la que se incluye el número de acciones que controla, la fuente y el monto de los fondos que utilizará para la adquisición de esas acciones, información de cualesquiera contratos, acuerdos o entendimientos con cualquier tercero en relación con las acciones de la sociedad en cuestión, y los planes de negocio y gobierno que el controlante tiene en relación con esa sociedad.

La demanda fue notificada al Estado argentino. El 6 de septiembre de 2013 el tribunal denegó la "Motion to dismiss" presentada por el Gobierno argentino. La República Argentina ha apelado el fallo del tribunal en segunda instancia.

Repsol considera que tiene sólidos argumentos en derecho para que su reclamación sea reconocida por el tribunal.

34.1.2) Otros procedimientos judiciales y de arbitraje

A 31 de diciembre de 2013, el balance consolidado de Repsol incluye provisiones por litigios por un importe total de 88 millones de euros (excluyendo las provisiones por contingencias fiscales detalladas en la Nota 23 *"Situación fiscal"* en su apartado *"Otra información con trascendencia fiscal"*). Este importe se encuentra registrado en el epígrafe *"Otras provisiones"* en la tabla de la Nota 16.

Las sociedades del Grupo Repsol pueden ser parte en determinados procedimientos judiciales, o arbitrales en el curso ordinario de sus actividades. A continuación, se recoge un resumen de los más significativos, y su situación a la fecha de cierre de las presentes Cuentas Anuales.

Como resultado del proceso de expropiación del grupo YPF, los procedimientos descritos a continuación en los estados Unidos de América y Argentina no incluyen procedimientos legales, en los que únicamente YPF S.A. o subsidiarias de YPF fueran partes demandadas.

Argentina

Reclamaciones de ex-empleados de YPF (Programa de Propiedad Participada) - "Karcz, Miguel Ángel y otra c/ Repsol S.A., YPF S.A.- Estado Nacional/ acción declarativa de certeza"

Un antiguo empleado de YPF S.A. antes de su privatización (1992), excluido del Plan Nacional de opciones sobre acciones para empleados de la YPF estatal (PPP), impulsado en su día por el Gobierno argentino ha interpuesto en Bell Ville (Córdoba, Argentina) una demanda contra YPF S.A., Repsol y el Estado Nacional solicitando el reconocimiento de su condición de accionista en dicha sociedad. Asimismo, la denominada "Asociación de Antiguos Empleados de YPF" se ha personado en el procedimiento, en representación de otros antiguos empleados excluidos del PPP. Repsol entró en el capital de YPF en 1999.

De conformidad con la jurisprudencia del Tribunal Supremo de Argentina (confirmando numerosos fallos de los Juzgados de Apelación), ninguna de ambas compañías demandadas debería ser declarada responsable por demandas de esta naturaleza relativas al PPP. En virtud de

la Ley número 25.471, el Gobierno Nacional asumió con carácter exclusivo cualquier responsabilidad sobre el tema, indemnizando a su cargo a antiguos empleados de YPF S.A. excluidos del PPP, de acuerdo con el procedimiento que en ella se establece.

El Juzgado Federal de Primera Instancia de Bell Ville, estimó inicialmente una solicitud de medidas cautelares (la "Medida Cautelar") presentada por la parte actora y acordó la suspensión de cualquier venta de acciones de YPF S.A. o cualquier otra operación que implicase la venta, cesión o traspaso de acciones de YPF S.A. llevada a cabo por Repsol o por YPF S.A., salvo que el demandante u otros beneficiarios del PPP (actuando a través de la Asociación de Antiguos Empleados de YPF) estuviesen involucrados o participasen en dichas operaciones. Contra dicha medida cautelar, YPF S.A. y Repsol interpusieron recurso de apelación ante la Cámara Federal de Córdoba. El Juzgado Federal de Primera instancia admitió a trámite la apelación, suspendiendo los efectos de la Medida Cautelar. Adicionalmente, en marzo de 2011, YPF S.A. obtuvo del Juez Federal de lo Contencioso-administrativo de Buenos Aires la reducción de la Medida Cautelar a solo el 10% del capital que Repsol poseía de YPF S.A. Es decir, permite a Repsol la libre disposición de sus acciones de YPF S.A., siempre y cuando Repsol continúe ostentando, directa o indirectamente, al menos un 10% de dicho capital social. Con fecha 21 de julio de 2011, el juez de Primera Instancia resolvió haber lugar a la excepción de incompetencia planteada por YPF S.A. y Repsol, S.A. y ordenó remitir las actuaciones al Juzgado Federal en turno con competencia en la causa de la ciudad autónoma de Buenos Aires, decisión que ha sido confirmada por la Cámara de Apelaciones el 15 de diciembre de 2011. Esta Cámara ordenó modificar la decisión del juez de primera instancia de Bell Ville, limitándola solamente al 10% de las acciones en poder de Repsol, S.A. de las cuales los actores reclaman su titularidad, decisión que, se encuentra firme.

Tras varios incidentes procesales para fijar la competencia judicial, el Juzgado Federal en lo Civil y Comercial nº 9 ha resultado el fuero competente para conocer de este procedimiento, ordenándose en julio de 2013 la remisión del expediente a dicho Juzgado. El 8 de octubre de 2013 el expediente pasó a la Cámara Federal en lo Civil y Comercial donde se encuentra a despacho desde entonces. Por otra parte, con fecha 23 de agosto de 2012 se presentó en este expediente un escrito solicitando la inhibitoria de la competencia de la Jueza titular del Juzgado de Primera Instancia del Trabajo de Río Grande a cargo de la causa López, Osvaldo Federico y otros contra Repsol, S.A. según incidente de Medida Cautelar (expediente nº4444) indicado a continuación. El Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso-Administrativo Federal proveyó que no corresponde que el Tribunal se pronuncie sobre este último asunto en tanto no se resuelvan las cuestiones de competencia mencionadas.

Reclamación de López, Osvaldo Federico y otros contra Repsol, S.A. según incidente de Medida Cautelar (expediente nº4444).

Repsol ha tenido conocimiento a través de la notificación del "hecho relevante" publicado por YPF S.A. el 26 de abril de 2012 de la existencia de una medida cautelar de no innovar dictada el pasado 20 de abril de 2012 notificada a YPF S.A. en trámite ante el Juzgado de Primera Instancia del Trabajo de Río Grande, Provincia de Tierra del Fuego, mediante la cual se ordena suspender el ejercicio de los derechos políticos y patrimoniales contemplados en el Estatuto de YPF respecto a las 45.215.888 de ADS, cada una representando una acción ordinaria clase D de YPF S.A. vendidas por Repsol durante marzo de 2011, en tanto se resuelva la nulidad planteada en dichas actuaciones. Repsol se personó espontáneamente y presentó recurso de reposición con apelación en subsidio respecto de la mencionada medida cautelar el 30 de mayo de 2012.

Posteriormente, Repsol ha tenido conocimiento, a través de la información del "hecho relevante" publicado por YPF S.A. el 1 de junio de 2012, de la notificación a YPF S.A. de la resolución de 14 de mayo de 2012 que modifica la mencionada medida cautelar, reemplazándola por otra, de acuerdo a la cual existía una indisponibilidad de los fondos que pudiera percibir Repsol por el pago de la expropiación de sus acciones que a sus efectos fijare el Tribunal de Tasaciones de la Nación. Dicha resolución señala que ha quedado sin efecto la medida cautelar anterior, por lo que

los titulares de las acciones pueden ejercer libremente los derechos inherentes a las mismas.

Repsol recurrió la modificación de la medida cautelar y, si bien los recursos de reposición con apelación en subsidio y de queja presentados fueron inicialmente rechazados, el 6 de noviembre de 2013 la Cámara de Apelaciones de Río Grande estimó el recurso extraordinario de inconstitucionalidad interpuesto. Ahora la Corte Suprema Provincial deberá, salvo que resuelva que el recurso está mal concedido, tratar las cuestiones esgrimidas en el recurso interpuesto por Repsol el 14 de junio de 2013 que recoge las razones por las cuales debe dejarse sin efecto la medida cautelar dictada el 20 de mayo de 2012 respecto de la indisponibilidad de los fondos que pudiera percibir Repsol por el pago de la expropiación de sus acciones de YPF.

Por otra parte, en el expediente López, Osvaldo Federico y otros contra Repsol, S.A sobre amparo- (nº 4440) Repsol fue notificada de la demanda interpuesta con fecha 25 de junio de 2012, contestando a la misma el 28 de agosto de 2012. El 20 de septiembre de 2012 la jueza dispuso rechazar, entre otros, los argumentos de incompetencia y falta de legitimación planteados por Repsol, decisión que ha sido confirmada por la Cámara de Apelaciones el 30 de octubre de 2013.

Reclamación interpuesta contra Repsol e YPF por la Unión de Consumidores y Usuarios

La actora reclama el reintegro de todas y cada una de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el periodo 1993/2001, en concepto de sobreprecio del producto antes mencionado. En lo que se refiere al periodo 1993 a 1997, la reclamación se basa en la sanción impuesta a YPF S.A. por la Secretaría de Industria y Comercio, mediante la resolución de 19 de marzo de 1999. Cabe destacar que Repsol nunca participó en el mercado de GLP en Argentina y que quien resultó sancionada por abuso de posición dominante fue YPF S.A. y que se ha alegado la prescripción de la acción. Se ha abierto el proceso de audiencia, y actualmente se está produciendo la prueba. El Juicio es por la suma de 91 millones de pesos argentinos (17 millones de euros) para el periodo 1993/1997, suma que actualizada 18 de agosto de 2012 ascendería según el perito oficial a 387 millones de pesos argentinos (43 millones de euros), todo ello más intereses y costas.

Estados Unidos de América

Litigio del Rio Passaic / Bahía de Newark.

Los hechos a los que se hace referencia en este litigio están relacionados con algunas contingencias medioambientales así como con la venta por un predecesor de Maxus Energy Corporation ("Maxus") de su antigua filial química, Diamond Shamrock Chemical Company ("Chemicals") a una filial de Occidental Petroleum Corporation ("Occidental"). El predecesor de Maxus acordó indemnizar a Chemicals y Occidental frente a ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio y las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986, fecha de cierre de la operación, incluyendo ciertas responsabilidades medioambientales relacionadas con plantas químicas y vertidos de residuos utilizados por Chemicals con anterioridad a dicha fecha. Con posterioridad (1995), Maxus fue adquirida por YPF S.A. ("YPF") y posteriormente (1999) Repsol, S.A. adquirió YPF.

En diciembre de 2005 el Department of Environmental Protection de Nueva Jersey ("DEP") y el Spill Compensation Fund de New Jersey (conjuntamente, "el Estado de Nueva Jersey") demandaron a Repsol YPF S.A. (actualmente denominada Repsol, S.A., en lo sucesivo "Repsol"); YPF; YPF Holdings Inc. ("YPFH"); CLH Holdings ("CLHH"); Tierra Solutions, Inc. ("Tierra"); Maxus; así como a Occidental Chemical Corporation. En agosto de 2010 la demanda se amplió a YPF International, S.A. ("YPFI"), y a Maxus International Energy Company ("MIEC") (todos ellos, "Demandados originales"). Se trata de una demanda de reclamación de daños en relación con la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Chemicals

localizada en Lister Avenue en Newark y que supuestamente contaminó el río Passaic, la Bahía de Newark y otras aguas y propiedades cercanas (el litigio del río Passaic y la bahía de Newark).

En febrero de 2009 Maxus y Tierra trajeron al proceso, como terceros ("Third Parties"), a otras 300 compañías (incluyendo ciertos municipios) que podrían tener responsabilidad.

En mayo de 2011 el Tribunal aprobó la "*Case Management Order XVII*" (CMO XVII), por la que se ordena el calendario procesal (Trial Plan), dividiéndolo en distintos incidentes procesales (*tracks*).

De acuerdo con lo previsto en el calendario procesal, el Estado de Nueva Jersey y Occidental presentaron las correspondientes mociones (*"motions for summary judgment")*. Sobre estas mociones el Tribunal falló lo siguiente: (i) Occidental es el sucesor legal de las responsabilidades incurridas por la corporación anteriormente conocida como Diamond Alkali Corporation, Diamond Shamrock Corporation y Chemicals; (ii) el Tribunal ha denegado la moción del Estado de Nueva Jersey, en tanto en cuanto el Estado de Nueva Jersey pretendía una declaración de que los hechos probados en el juicio "Aetna" deberían ser de aplicación al caso de Occidental y Maxus sobre la base de la doctrina *"collateral estoppel"*; (iii) el Tribunal falló que Tierra tiene responsabilidad frente al Estado de Nueva Jersey de conformidad con la "*Spill Act*" de Nueva Jersey por el mero hecho de ostentar la propiedad sobre los terrenos en los que se encontraba la planta de Lister Avenue y (iv) la Corte falló que Maxus tiene una obligación bajo el "*Stock Purchase Agreement"* de 1986 de mantener indemne a Occidental por cualquier responsabilidad del "*Spill Act*" derivada de los contaminantes vertidos desde la planta de Lister Avenue.

Posteriormente, y de conformidad con el calendario procesal, el Estado de Nueva Jersey y Occidental presentaron nuevas mociones (*"motions for summary judgement")* contra Maxus. El 23 de mayo de 2012, la Corte resolvió tales mociones acordando que: (i) Maxus no era responsable, como cuestión de derecho, como sucesor de "Diamond Shamrock", aunque, la corte dejó abierta la posibilidad de volver a analizar el tema de Maxus como sucesor, en caso de que se considere más adelante en el proceso que existen daños punitivos; (ii) el Estado de Nueva Jersey no fue identificado como tercero beneficiario del *Stock Purchase Agreement* de 1986; y (iii) Tierra puede considerarse como *alter ego* de Maxus como cuestión de derecho y, como consecuencia, la Corte establece que Maxus es responsable bajo la *Spill Act* para los contaminantes vertidos desde la planta de Lister Avenue. La corte declaró que Maxus es "estricta, conjunta y solidariamente responsable" bajo el Spill Act.

El 6 de junio de 2013 los Demandados originales (con excepción de Occidental Chemical Corporation) firmaron, sin reconocimiento de responsabilidad, un acuerdo (el "*Settlement Agreement*") con el Estado de Nueva Jersey, por el que mediante el pago de 130 millones de dólares (65 millones a pagar por Repsol y los otros 65 millones a pagar por YPF/Maxus) obtendrían el desistimiento de las acciones del Estado de Nueva Jersey contra Repsol, YPF, YPFI, YPFH, CLHH, MIEC, Maxus, y Tierra. Según el acuerdo, el Estado de Nueva Jersey se reserva el derecho a continuar sus acciones contra Occidental Chemical Corporation, que no fue parte del acuerdo. Asimismo, Occidental Chemical Corporation, al no ser parte del acuerdo, mantiene su derecho a continuar con sus demandas contra Repsol y el resto de los Demandados originales ("*Cross Claims*"), quienes mantienen sus derechos de defensa contra Occidental Chemical Corporation. El Settlement Agreement prevé que el acto del juicio para la vista de estas reclamaciones no podrá tener lugar antes de diciembre de 2015. Asimismo, y en virtud del Settlement Agreement, los Demandados originales (salvo Occidental) obtienen ciertas protecciones adicionales frente posibles litigios futuros. El Settlement Agreement ha sido aprobado por la Corte de Nueva Jersey. En enero de 2014, Occidental apeló la resolución judicial por la que se aprobó el citado Settlement Agreement.

Con base en la información disponible a la fecha de los estados financieros y considerando asimismo el tiempo estimado que quedaría para la finalización del juicio, los resultados de las

investigaciones y/o pruebas, no es posible estimar razonablemente la cuantía de los eventuales daños objeto del pleito.

Ecuador

Litigio del pago de los excedentes del GLP al Estado por parte de Duragas, S.A.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) de Ecuador está autorizada a auditar los ingresos, costos y gastos de los operadores de GLP. En sus auditorías a Duragas, S.A. de los ejercicios 2002 a 2012, la ARCH ha determinado que existe un diferencial entre la cantidad de GLP para el mercado de uso doméstico adquirida de EP PETROECUADOR (anteriormente Petrocomercial), empresa pública, único suministrador autorizado de GLP en Ecuador y la cantidad de GLP efectivamente enajenada a ese público por Duragas, S.A. y ha establecido que corresponde reliquidar a favor de EP PETROECUADOR esas cantidades por la diferencia de las tarifas establecidas entre el GLP doméstico y el GLP industrial. Según EP PETROECUADOR, el resultado de esa reliquidación para los ejercicios señalados ascendería a 60 millones de dólares, más intereses y costas por determinar.

Duragas, S.A. ha recurrido en tiempo y forma todos los informes de la ARCH y las liquidaciones, requerimientos y autos de pago derivados de ellos y recibidos de EP PETROECUADOR, invocando argumentos jurídicos formales y materiales (existencia de mermas técnicamente inevitables en los envases, falta de identidad entre el GLP remanente en los envases y las cantidades vendidas en el mercado industrial, etc.), sin que hasta la fecha se haya obtenido ningún pronunciamiento judicial que atienda el fondo del asunto.

Sin embargo, mientras todavía se están sustanciando esos recursos, EP PETROECUADOR ha entablado la vía coactiva para el cobro de las cantidades que reclama respecto a los años 2004-2011 por un importe total de 50 millones de dólares. Pese a que esos procedimientos coactivos se han emitido prescindiendo de los cauces legalmente establecidos y con irregularidades y que dicha circunstancia pueda ser reconocida en alguna de las vías de oposición planteadas por Duragas, S.A., en ellos rige un principio semejante a la regla "*solve et repete*" que determina la obligación de pagar o consignar la cantidad en disputa si se quiere impugnar la reclamación de la que trae causa dicha coactiva. Esto supone que, en tanto se resuelve sobre la validez del informe de la ARCH para cada año respectivo, Duragas, S.A. estará anticipando y soportando el perjuicio económico derivado de hacer frente al pago de la vía coactiva, convirtiéndose de facto más en reclamante (para la devolución de lo consignado) que en reclamado (por lo liquidado en los informes de la ARCH).

34.2) Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2013 los principales compromisos firmes de compras, inversión o gasto del Grupo Repsol son los siguientes:

Millones de euros

Compromisos de compra, inversión o gasto	2014	2015	2016	2017	2018	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de compra	**8.823**	**4.992**	**4.761**	**4.935**	**4.631**	**26.446**	**54.588**
Crudo y otros [1]	3.820	330	281	283	288	140	5.142
Gas natural [2][3]	5.003	4.662	4.480	4.652	4.343	26.306	49.446
Compromisos de inversión [4]	**1.849**	**1.343**	**935**	**445**	**220**	**1.218**	**6.010**
Prestación de servicios	**292**	**119**	**87**	**69**	**50**	**180**	**797**
Compromisos de transporte [8]	**134**	**136**	**133**	**136**	**129**	**846**	**1.514**
Arrendamientos operativos [5]	**254**	**192**	**174**	**172**	**149**	**1.228**	**2.169**
Transporte - Time Charter [6]	88	87	88	93	85	873	1.314
Arrendamientos operativos [7]	166	105	86	79	64	355	855
TOTAL [9]	**11.352**	**6.782**	**6.090**	**5.757**	**5.179**	**29.918**	**65.078**

Nota: Los compromisos detallados en esta tabla consisten en acuerdos comerciales en los que no se establecen importes totales fijos. Estos compromisos han sido cuantificados utilizando las mejores estimaciones de Repsol. Tras la venta de parte de los activos y negocios de GNL en octubre y diciembre de 2013 (ver Nota 31) aquellos compromisos correspondientes a los activos y negocios objeto de dicha venta no se presentan como compromisos del Grupo en la tabla. Sí que incluyen los compromisos de los activos y negocios que a 31 de diciembre de 2013 se han clasificado como mantenidos para la venta (ver Nota 10) y que han sido vendidos el 1 de enero de 2014 (ver Nota 37).

(1) Estos compromisos incluyen los correspondientes al contrato de compra de crudo firmado con el Grupo Pemex de duración indeterminada, y que a 31 de diciembre de 2013, asciendería a 100.000 barriles al día, y al contrato firmado con Saudi Arabian Oil Company que se renueva anualmente, con un volumen comprometido a 31 de diciembre 2013 de 75.000 barriles al día. Adicionalmente incluye un nuevo contrato firmado con Repsol Sinopec Brasil (sociedad del Grupo participada en un 60% por Repsol) que a 31 de diciembre ascendería a 17.000 barriles día, por la parte correspondiente al Grupo Repsol.

(2) Incluye fundamentalmente la parte correspondiente al Grupo Repsol de los compromisos de compra de gas natural del Grupo Gas Natural por importe de 30.835 millones de euros, compromisos del Grupo Repsol de compra de gas en España por importe de 2.824 millones de euros y en Canadá por importe de 5.479 millones de euros. En España incluye el compromiso adquirido en 2013 con Gas Natural Fenosa por el contrato de suministro de gas natural a las Refinerías de Repsol por 2 Bcm (millones de metros cúbicos al año). En Canadá incluye el compromiso adquiridos con Shell dentro del acuerdo de venta de los activos y negocios de GNL (ver Nota 31) por el que Shell suministrará GNL a la planta de regasificación de Repsol en Canaport (Canadá) durante los próximos 10 años, por un volumen total aproximado de 1 millón de toneladas,

(3) Incluye 10.241 millones de euros de compromisos de compra de gas natural en Perú y Trinidad y Tobago de Repsol Comercializadora de Gas, S.A. sociedad clasificada como mantenida para la venta a 31 de diciembre de 2013 y que se ha vendido el 1 de enero de 2014.

(4) Incluye principalmente compromisos de inversión en Venezuela y Brasil por importe de 1.761 y 767 millones de euros respectivamente.

(5) Los gastos registrados por arrendamientos operativos a 31 de diciembre de 2013 y 2012, ascienden a 467 y 523 millones de euros, respectivamente.

(6) Repsol, al 31 de diciembre de 2013, dispone de 33 buques tanque en régimen de "*time charter*", cinco de ellos a través de Gas Natural Fenosa, para el transporte de crudo, productos petrolíferos y gas natural, cuyos fletamentos finalizan a lo largo del periodo 2014 – 2019. El importe a satisfacer por estos petroleros asciende a 88 millones de euros para el ejercicio 2014 (ver Nota 21).

(7) Corresponde, principalmente, a arrendamientos de estaciones de servicio por importe de 54 millones de euros en el ejercicio 2014. Adicionalmente recoge compromisos de arrendamientos que están garantizados por Repsol, S.A. en su filial Guará, B.V. (ver Nota 34.3).

(8) Incluye fundamentalmente la parte correspondiente al Grupo Repsol de los compromisos de transporte de gas natural del Grupo Gas Natural por importe de 951 millones de euros, así como los compromisos del Grupo Repsol por los compromisos de transporte de crudo y gas natural en Perú, Brasil y Ecuador por importe de 561 millones de euros.

(9) Incluye compromisos de sociedades integradas proporcionalmente por importe de 3.257 millones.

A 31 de diciembre de 2013 los principales compromisos firmes de venta o ingresos del Grupo Repsol son los siguientes:

Millones de euros

Compromisos de venta o ingreso	2014	2015	2016	2017	2018	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de venta	**10.337**	**3.242**	**2.249**	**2.195**	**2.234**	**21.335**	**41.592**
Crudo y otros	7.688	949	449	276	207	523	10.092
Gas natural [(1) (2)]	2.649	2.293	1.800	1.919	2.027	20.812	31.500
Compromisos de transporte	**2**	**2**	**2**	**1**	**-**	**2**	**9**
Prestación de servicios	**624**	**577**	**537**	**493**	**468**	**2.035**	**4.734**
Arrendamientos	**166**	**120**	**140**	**134**	**130**	**977**	**1.667**
TOTAL [(3)]	**11.129**	**3.941**	**2.928**	**2.823**	**2.832**	**24.349**	**48.002**

Nota: Los compromisos detallados en esta tabla consisten en acuerdos comerciales en los que no se establecen importes totales fijos. Estos compromisos han sido cuantificados utilizando las mejores estimaciones de Repsol. Tras la venta de parte de los activos y negocios de GNL en octubre y diciembre de 2013 (ver Nota 31) aquellos compromisos correspondientes a los activos y negocios objeto de venta no se presentan como compromisos del Grupo en la tabla. Sí que incluyen los compromisos de los activos y negocios que a 31 de diciembre de 2013 se clasificaba como mantenidos para la venta (ver Nota 10) y que han sido vendidos el 1 de enero de 2014 (ver Nota 37).

(1) Incluye fundamentalmente los compromisos de venta de gas natural de acuerdo con el contrato con PDVSA que establece la obligación recíproca de entrega y adquisición de aproximadamente 2.509.454 Mscf con vencimiento en 2036 por importe de 9.288 millones de euros y la parte correspondiente al Grupo Repsol de los compromisos de venta de gas natural del grupo Gas Natural Fenosa por importe de 6.365 millones de euros.

(2) Incluye 9.895 millones de euros de los compromisos de venta de gas natural en Méjico y en España por importe de la sociedad Respsol Comercializadora de Gas, S.A., sociedad clasificada como mantenida para la venta a 31 de diciembre de 2013 y que se ha vendido el 1 de enero de 2014. Incluye compromisos de sociedades integradas proporcionalmente por importe de 1.394 millones.

34.3) Garantías

A 31 de diciembre de 2013 las compañías del Grupo Repsol han garantizado obligaciones de terceros ajenos al Grupo o de compañías participadas por el Grupo cuyos activos, pasivos y resultados no se incorporan en los estados financieros consolidados (compañías integradas proporcionalmente en la proporción no poseída por el Grupo y sociedades puestas en equivalencia). A continuación se describen las garantías vivas de importe significativo:

- Como consecuencia del desarrollo del campo BMS-9 de Repsol Sinopec Brasil (RSB) sociedad participada en un 60% por Repsol, S.A., RSB asumió la responsabilidad por el 25% de las obligaciones contractuales de Guara B.V. en el alquiler de tres plataformas flotantes de producción. El 25% de responsabilidad asumida por RSB se corresponde con su participación del 25% en Guará B.V. Estas obligaciones fueron garantizadas con tres garantías que se describen a continuación.

  Una primera garantía, de Repsol S.A por importe de 790 millones de dólares por una de las plataformas, que cubre el 25% de los compromisos asumidos por Guara B.V. A su vez, China Petrochemical, sociedad del grupo Sinopec que coparticipa con Repsol, S.A. en el 40% de RSB, emitió a favor de Repsol S.A. una contragarantía por importe de 316 millones de dólares, importe que se corresponde con su participación del 40% en RSB, con lo que se reparte la exposición de ambos grupos a su porcentaje accionarial en esta sociedad. Dos garantías adicionales, una otorgada por Repsol S.A. y otra por Repsol Sinopec Brasil, por importes de 576 y 545 millones de dólares respectivamente, son contingentes al cumplimiento por el proveedor de futuras obligaciones contractuales y al consiguiente devengo de obligaciones de pago por parte de Guara B.V., en relación al alquiler de las dos plataformas flotantes, devengos que se estima que se producirán a partir de julio de 2014 y del cuarto trimestre de 2016 respectivamente. Los importes garantizados cubrirían el 60% del 25% de los compromisos asumidos por Guara B.V., porcentaje que se corresponde con la indicada participación indirecta del Grupo Repsol en esta sociedad.

  Los importes correspondientes a las obligaciones de pago garantizado por el alquiler de las tres plataformas están ya recogidos en la tabla de compromisos por arrendamientos de la Nota 34.2. Todas las garantías otorgadas, son por importes máximos que disminuyen anualmente en función de la vida del contrato de arrendamiento de las plataformas, que tienen una duración de veinte años.

- El Grupo ha otorgado garantías por su participación en Oleoducto de Crudos Pesados de Ecuador, S.A. (OCP) que abarcan la construcción, el abandono de la construcción y los riesgos medioambientales relacionados con esta operación por aproximadamente, 15 millones de dólares (11 millones de euros) así como los riesgos operativos de la misma por importe de, aproximadamente, 15 millones de dólares (11 millones de euros). El Grupo ha pignorado todas sus acciones de OCP.

Adicionalmente el Grupo Repsol, y fundamentalmente a través de su matriz, Repsol, S.A., otorga otro tipo de garantías y compromisos de indemnizar, principalmente, en relación con la venta de activos, eventuales responsabilidades por las actividades y operaciones del Grupo en todos sus negocios, incluidos los de naturaleza medioambiental, todo ello dentro del curso normal de las operaciones del Grupo Repsol y la práctica general de la industria.

En relación a las garantías asociadas a los activos y negocios que fueron objeto de venta en el

marco del acuerdo de venta con Shell, véase Nota 31.

(35) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE

Los criterios para la valoración de los costes ambientales se establecen en la "*Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol*", una adaptación de las directrices del American Petroleum Institute (API) a las características de las operaciones y al criterio técnico del Grupo.

En este sentido, es importante mencionar que las tradicionales soluciones de "*fin de línea*" para reducir el impacto medioambiental están dejando paso progresivamente a medidas preventivas integradas en los procesos desde el mismo diseño de las instalaciones. Esto conlleva, en ocasiones, la identificación de los activos ambientales a través de un sistema de coeficientes aplicados sobre los proyectos de inversión y el correspondiente inmovilizado material, según las directrices de la mencionada Guía.

35.1) Activos Ambientales

El coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

	Millones de euros					
	2013			2012 [1]		
	Coste	Amortización Acumulada	Neto	Coste	Amortización Acumulada	Neto
Protección de atmósfera	420	242	178	403	231	172
Gestión del agua	480	312	168	476	304	172
Calidad de productos	1.488	777	711	1.452	724	728
Suelos y abandonos	154	76	78	96	37	59
Ahorro y eficiencia energética	636	229	407	589	204	385
Gestión de residuos	31	14	17	30	14	16
Contingencias y derrames	31	2	29	19	1	18
Otros	195	109	86	179	101	78
	3.435	**1.761**	**1.674**	**3.244**	**1.616**	**1.628**

[1] NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja los costes netos de activos ambientales correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

El coste incluye 246 millones de euros de activos en curso a 31 de diciembre de 2013 y 202 millones de euros a 31 de diciembre de 2012.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2013 destacan, las destinadas a la mejora en los sistemas contingencias y prevención de derrames, a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, a la minimización de las emisiones a la atmósfera, el ahorro de energía y al aumento de la eficiencia energética, a la optimización en el consumo de agua y a la reducción de la carga contaminante en suelos y terrenos.

Como inversiones singulares en 2013, cabe mencionar la continuación de dos importantes proyectos: el plan de actuación integral de protección del litoral de la costa de Tarragona, con una inversión ambiental de 11 millones de euros en este año, y el proyecto de mejora de la calidad de los combustibles de la Refinería de La Pampilla (Perú), con cerca de 36 millones de euros.

Adicionalmente, destacan las destinadas a mejorar la eficiencia energética en las refinerías de Tarragona y La Coruña con inversiones superiores a los 16 y 3 millones de euros respectivamente.

En 2013 y 2012, los costes ambientales incluyen las inversiones ambientales realizadas a través de Gas Natural Fenosa por importe de 11 y 14 millones de euros, respectivamente (importes teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo Gas Natural Fenosa).

35.2) Provisiones Ambientales

Repsol provisiona los importes necesarios para atender las actuaciones destinadas a prevenir y reparar los efectos causados sobre el medio ambiente, cuya estimación se realiza en base a criterios técnicos y económicos. Estos importes figuran registrados en el epígrafe "*Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes de Medio Ambiente*" (ver Nota 16).

El movimiento de las provisiones por actuaciones medioambientales en los ejercicios 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Saldo al inicio del ejercicio	**51**	**255**
Dotaciones con cargo a resultados	9	13
Aplicaciones con abono a resultados	(2)	(2)
Cancelación por pago	(5)	(8)
Reclasificaciones y otros movimientos [(1)]	(49)	-
Movimientos operaciones interrumpidas [(1)(2)]	50	(16)
Expropiación de YPF e YPF Gas [(3)]	-	(191)
Saldo al cierre del ejercicio	**54**	**51**

(1) El acuerdo firmado en el mes de junio de 2013 con el estado de Nueva Jersey en relación a las contingencias medioambientales, de una filial de YPF S.A., sociedad actualmente en proceso de expropiación y cuyas operaciones fueron clasificadas como operaciones interrumpidas en 2012 (véase Nota 4), en el Río Passaic y Bahía de Newark (Ver Nota 34.1) ha supuesto una dotación de una provisión por importe de 50 millones de euros que en diciembre 2013 fue reclasificada a *Otros acreedores,* previamente a su desembolso que tuvo lugar el 7 de febrero de 2014.

(2) En 2012 incluye los movimientos correspondientes a YPF, YPF Gas y las sociedades de su grupo desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo.

(3) En 2012 este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control de YPF e YPF Gas por parte del Grupo, y como consecuencia de los hechos señalados en la Nota 4 *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A"*.

Adicionalmente, la "*Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol*" establece que también tienen carácter ambiental el 75% de los importes recogidos en el epígrafe "*Provisión por Desmantelamiento de Campos*" cuyos saldos a 31 de diciembre de 2013 y 2012 ascienden a 579 y 614 millones de euros respectivamente (ver Nota 16).

Las pólizas de seguros corporativas cubren, sujeto a sus términos y condiciones, las responsabilidades civiles por contaminación en tierra y mar y, para ciertos países y actividades, las responsabilidades administrativas por contaminación en tierra, derivadas todas ellas de hechos accidentales, repentinos e identificables, en línea con las prácticas habituales de la industria y la legislación exigible.

35.3) Gastos Ambientales

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en los ejercicios 2013 y 2012 han ascendido a 164 y 202 millones de euros y figuran registrados bajo los epígrafes "*Aprovisionamientos*" y "*Otros gastos de explotación*". Estos gastos incluyen 71 y 112 millones de euros de gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO_2 realizadas en 2013 y 2012 respectivamente.

Asimismo, en los ejercicios 2013 y 2012 los gastos ambientales incluyen: otras actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 25 y 26 millones de euros, respectivamente; la gestión del agua por importe de 17 y 15 millones de euros, respectivamente; la gestión de los residuos por importe de 17 y 14 millones de euros, respectivamente y la remediación de suelos y abandonos por importe de 8 y 6 millones de euros, respectivamente.

35.4) Marco Aplicable

Entre los requerimientos legislativos de aplicación en la compañía, destacan:

- Directiva 2013/30/UE de seguridad en plataformas *offshore*.
- Directiva 2010/75/UE de emisiones industriales.
- Directiva 2009/29/CE de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Directiva 2009/30/CE sobre las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo.

35.5) Emisiones de CO_2

Durante los ejercicios 2013 y 2012 las sociedades que se integran en el perímetro de consolidación han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 9 y 19 millones de toneladas de CO_2, respectivamente, conforme al plan nacional de asignación, valorados en 60 y 132 millones de euros. En 2014, segundo año de la Fase III, la estimación de las asignaciones gratuitas de derechos de emisión, sin incluir la correspondiente a Gas Natural Fenosa, es de 9 millones de toneladas de CO_2.

En el ejercicio 2013 los derechos de emisión se han depreciado habiéndose registrado una provisión por pérdidas de valor por importe de 16 millones de euros, que se ha visto compensada casi en su totalidad por la aplicación de los ingresos a distribuir correspondientes a los derechos de emisión recibidos de manera gratuita. En el ejercicio 2012 se produjo una depreciación del valor de los derechos de emisión por valor de 8 millones de euros.

El resultado neto por la gestión de CO_2 ha ascendido a un gasto de 56 millones de euros en 2013. En 2012 se registró un ingreso de 6 millones de euros. En los ejercicios 2013 y 2012 se ha realizado una gestión activa de la posición generada por la diferencia entre la asignación a través del Plan Nacional de los últimos ejercicios y las emisiones anuales realizadas por el Grupo.

A partir de 2013, a las instalaciones de Repsol les corresponde una nueva asignación de derechos por el inicio de la Fase III (2013-2020), una vez finalizada la Fase II (2008-2012) en 2012, la cual se estima que será menor en su cantidad anual que en la Fase II y que irá disminuyendo con el tiempo. Repsol ha ido anticipando esta menor asignación gratuita para la Fase III y ha tomado medidas para mitigar su futuro coste.

Por otro lado, la Compañía ha adquirido, tanto en ejercicios anteriores como en 2013, créditos provenientes de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y Aplicación Conjunta (AC). Adicionalmente, las instalaciones incluidas en el Sistema de Comercio de Emisiones han desarrollado y están ejecutando planes de ahorro energético y reducción de CO_2 con el objetivo de reducir considerablemente el coste de cumplimiento en la Fase III. Durante 2013 la compañía no ha adquirido nuevos compromisos a largo plazo.

(36) REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES

En el ejercicio 2013, el importe de los honorarios aprobados por trabajos de auditoría realizados por Deloitte en Repsol, S.A. y sus sociedades controladas ha ascendido a 4,9 millones de euros. Adicionalmente, los honorarios aprobados para servicios profesionales relacionados con la

auditoría y por otros servicios han ascendido a 1,3 y 1,0 millones de euros, respectivamente.

Se puede afirmar que la suma de estas cantidades no representa más del 10% de la cifra total de negocio del Auditor y su organización.

(37) HECHOS POSTERIORES

- El 1 de enero de 2014 se completó la última transacción relacionada con los activos y negocios de GNL (ver Nota 31) con la venta de la sociedad Repsol Comercializadora de Gas, S.A., sociedad dedicada a las actividades de comercialización, transporte y trading de GNL, a Shell por importe de 730 millones de dólares. A 31 de diciembre de 2013 los activos y pasivos de esta sociedad se encontraban clasificados como "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*" y "*Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*" (ver Nota 10). Esta operación ha generado una plusvalía antes de impuestos de 432 millones de euros (este importe incluye las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe "*Ajustes por cambios de valor*" del patrimonio neto, que ascendían a 3 millones de euros) reconocida en los estados financieros del ejercicio 2014.

  El valor neto contable de los activos netos dados de baja se detallan a continuación:

	Millones de euros
Efectivo y equivalentes de efectivo	236
Otros activos corrientes	210
Activo no corriente	1.111
TOTAL ACTIVO	**1.557**
Intereses minoritarios	
Pasivo corriente	1.172
Pasivo no corriente	284
TOTAL PASIVO Y MINORITARIOS	**1.456**
ACTIVOS NETOS	**101**

- Repsol ha acordado con Enagás la venta de su participación del 10% en el gaseoducto de Transportadora de Gas del Perú (TGP), que a 31 de diciembre de 2013 estaba registrada como mantenida para la venta (ver nota 10), por aproximadamente 219 millones de dólares. La transacción generará una plusvalía neta estimada de 75 millones de dólares aproximadamente.

  Acuerdo con Argentina

  El Consejo de Administración de Repsol, S.A. aprobó el 25 de febrero de 2014 la firma de un acuerdo con la República Argentina, denominado Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación (el "Convenio"), con el que se pretende poner fin a la controversia originada por la expropiación del 51% del capital de YPF S.A. e YPF Gas S.A. El documento se formalizará, de una parte, por Repsol, S.A., Repsol Capital S.L. y Repsol Butano, S.A. y, de otra, por la República Argentina.

  En virtud del Convenio, la República Argentina reconoce una deuda, en firme, a Repsol por la suma de CINCO MIL MILLONES DE DÓLARES (USD 5.000.000.000,00) a título de indemnización por la expropiación de 200.589.525 acciones Clase D de YPF S.A. y 89.755.383 acciones Clase A de YPF Gas S.A. (las "Acciones Expropiadas") y por cualquier otro concepto contemplado en el Convenio (la "Compensación"), el cual incluye el desistimiento de las acciones judiciales y arbitrales interpuestas y la renuncia recíproca a nuevas reclamaciones, junto con las correlativas indemnidades y las garantías legales y de otro tipo que asegurarán el pago efectivo. Para el pago de la Compensación, la República Argentina

entregará a Repsol títulos de deuda pública de la República Argentina en dólares (los "Títulos Públicos"). Los Títulos Públicos se entregan a Repsol "*pro solvendo*", es decir, que la República Argentina no quedará liberada de su obligación de pago con la sola entrega de los Títulos Públicos a Repsol sino cuando ésta cobre el importe total de la Compensación, sea mediante la enajenación de los Títulos Públicos o mediante el cobro de las amortizaciones de capital de dichos bonos a sus respectivos vencimientos. Repsol tiene derecho a percibir los intereses que vayan devengando los Títulos Públicos que permanezcan en su poder.

El Convenio también incluye y regula el desistimiento por ambas partes de las acciones judiciales y arbitrales interpuestas por ellas y sus dependientes en relación con la expropiación y la preservación de los activos expropiados, así como la renuncia a los derechos a reclamar o exigir responsabilidades en un futuro por la expropiación y por la gestión de Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

La eficacia del Convenio queda sujeta al cumplimiento de determinadas condiciones suspensivas: (i) la ratificación del Convenio por la Junta General de Accionistas de Repsol, S.A.; (ii) la aprobación del Convenio, de manera plena e incondicionada, mediante una ley especial sancionada por el Congreso de la Nación Argentina; (iii) la remoción de determinadas medidas cautelares que pesan sobre la Compensación y las acciones remanentes de Repsol en YPF e YPF Gas (la participación que mantendrá tras la efectividad del Convenio); (iv) que no se produzca ninguna medida disruptiva (embargos o medias que impidan o limiten a Repsol el cobro de la Compensación y/o de los Títulos Públicos, según se definen en el Convenio) antes del cierre; (v) que no se produzca antes del cierre ningún cambio material adverso (decisión unilateral de Argentina que implique una alteración o incumplimiento de la deuda soberana argentina emitida después del 13/12/2001), y (vi) que, al cierre, no resulte jurídicamente imposible en la República Argentina proceder al cierre y/o al cumplimiento del Convenio.

Los Títulos Públicos a entregar por la República Argentina a Repsol constarán de:

1) Una cartera fija, con un valor nominal de 5.000 millones de dólares, compuesto por:

- Bonar X: 500 millones de dólares.
- Discount 33: 1.250 millones de dólares (Dicho bono incorpora, adicionalmente, intereses devengados capitalizados, por valor de 500 millones de dólares).
- Bonar 2024: 3.250 millones de dólares.

2) Una cartera complementaria, por un importe nominal máximo de 1.000 millones de dólares, compuesto por:

- Boden 2015: 400 millones de dólares.
- Bonar X: 300 millones de dólares.
- Bonar 2024: 300 millones de dólares.

La entrega de esta cartera complementaria de bonos se ajustará de manera que el valor de mercado de todos los bonos argentinos entregados a Repsol ascienda, al menos, a 4.670 millones de dólares y hasta 6.000 millones de dólares de valor nominal. El valor de mercado se calculará tomando como referencia las cotizaciones recibidas de las entidades financieras internacionales predeterminadas en el Convenio. El orden de entrega de los bonos complementarios será el antes citado, de manera que Repsol recibiría primero los bonos de vencimiento más próximo, hasta los límites indicados para cada uno de ellos.

Adicionalmente, la República Argentina constituirá a favor de Repsol una garantía específica adicional que asegure la percepción de los tres primeros pagos semestrales de intereses del BONAR 2024. Dicha garantía será del Banco de la Nación Argentina, cubrirá una suma de 150.000.000,00 USD y tendrá una vigencia de 18 meses.

El cierre del Convenio se producirá con el depósito de los Títulos Públicos a favor de Repsol en una entidad internacional de compensación y liquidación de valores financieros. Repsol podrá enajenar dichos bonos libremente. Repsol no podrá en ningún caso, sea por el cobro del importe de las amortizaciones de capital de los Títulos Públicos y/o por su enajenación (descontados gastos e intereses) recibir un monto mayor de USD 5.000.000.000. Se excluyen de este límite los intereses que pueda percibir Repsol por los Títulos Públicos de que sea titular.

El Convenio regula en detalle, entre otras materias, las protecciones jurídicas de Repsol para los supuestos de incumplimiento por parte de la República Argentina de sus compromisos de pago de la Compensación y/o de los Títulos Públicos en los términos estipulados ("Reestructuración") o de otros incumplimientos, y para los supuestos en que ocurran medidas disruptivas del pago o pagos comprometidos.

Entre las protecciones de Repsol para el caso de incumplimiento de obligaciones de pago, se establecen (i) la aceleración (vencimiento anticipado del pago y su exigibilidad en efectivo) del importe de la Compensación pendiente de cobro por Repsol; (ii) el devengo intereses de demora (transcurrido el periodo de subsanación de 30 días y hasta su efectivo pago, la suma adeudada devengará un interés anual del 8,75%, más un interés moratorio del 1,75%), y (iii) el derecho de retención de Repsol sobre los Títulos Públicos, con la facultad de disponer de los mismos hasta que se liquide la deuda.

La República Argentina declara y garantiza a Repsol que (i) la Compensación, dado su carácter de indemnización expropiatoria, y los Títulos Públicos no podrán ser objeto de reestructuración o de cualquier medida que implique la cesación de pagos, la consolidación, la conversión a, o el pago en, otra divisa distinta del dólar o la modificación de todas o algunas de sus condiciones, por lo que, en caso contrario, la República Argentina se compromete a mantener indemne a Repsol, y (ii) que los derechos de Repsol emergentes del Convenio gozan de la protección del tratado bilateral de inversión suscrito entre España y Argentina (el "APPRI"), en especial que los derechos de Repsol que deriven de los Títulos Públicos y/o la Compensación constituyen una "inversión" a efectos del APPRI.

Las discrepancias que pudieran surgir con relación al Convenio estarán sujetas, de forma exclusiva, a arbitraje internacional de conformidad con el Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional ("CNUDMI" o "UNCITRAL"), una de las opciones previstas en el APPRI para la resolución de controversias entre una parte y los inversores de la otra parte.
Simultáneamente con la formalización del Convenio, está prevista la firma de un acuerdo entre Repsol, S.A., de un lado, e YPF S.A. e YPF Gas S.A. de otro, por el que –principalmente- se acuerda entre las partes el desistimiento de acciones judiciales, así como renuncias e indemnidades mutuas entre Repsol, S.A. e YPF S.A e YPF Gas S.A.

ANEXO I: Principales sociedades que configuran el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2013

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2013 % Participación Total % de Participación Patrimonial	Diciembre 2013 % Participación Total % de Participación Control (2)	Diciembre 2012 Millones de Euros Patrimonio Neto (3)	Diciembre 2012 Millones de Euros Capital Social (3)
Abastecimentos e Serviços de Aviaçao, Lda.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	-	-
AESA - Construcciones y Servicios Bolivia , S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos	I.G.	99,00	99,00	-	-
Agri Development, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.P.	6,00	10,00	322	-
Air Miles España, S.A. (4)	España	Establecer, introducir y operar en España y Andorra el programa Travel Club. Servicios de fidelización	P.E.	25,78	26,67	7	-
Akakus Oil Operations, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00	-	-
Albatros, S.à.r.L. (5)	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-	-
Algaenergy, S.A.	España	Investigación y desarrollo experimental en biotecnología	I.P.	20,02	20,02	2	-
AR Oil & Gaz, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.P.	49,01	49,01	453	-
Arteche y García, S.L.	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	96,67	100,00	-	-
Asfalnor, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos asfálticos	I.G.	85,98	100,00	-	-
Asfaltos Españoles, S.A.	España	Asfaltos	I.P.	49,99	50,00	24	9
Beatrice Offshore Windfarm, Ltd. (6)	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	P.E.	25,00	25,00	-	-
Benzirep-Vall, S.L.	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	96,67	100,00	-	-
BP Trinidad & Tobago, Llc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	30,00	100,00	780	128
BPRY Caribbean Ventures, Llc.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.P.	30,00	30,00	128	928
C.L.H. Aviación, S.A.	España	Transporte y almacén de productos petrolíferos	P.E.	10,00	100,00	70	21
Caiageste - Gestao de Areas de Serviço, Lda.	Portugal	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	P.E.	50,00	50,00	-	-
Calio Holdings, Llc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	22	16
Campsa Estaciones de Servicio, S.A.	España	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	I.G.	96,67	100,00	41	8
Canaport LNG Limited Partnership (4)	Canadá	Regasificación de GNL	I.P.	75,00	75,00	77	134
Carabobo Ingeniería y Construcciones, S.A.	Venezuela	Otras actividades	P.E.	27,50	27,50	-	-
Carbón Black Española, S.A.	España	Sociedad Inactiva	I.G.	100,00	100,00	20	-
Carburants i Derivats, S.A.	Andorra	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	32,14	33,25	1	-
Cardón IV, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	238	1
Caveant, S.A.	Argentina	Sociedad Inversora	I.G.	100,00	100,00	56	-
Cogeneración Gequisa, S.A.	España	Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	39,00	7	2
Compañía Anónima de Revisiones y Servicios, S.A.	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	91,84	95,00	3	1
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	España	Remolcadores	I.G.	99,19	100,00	6	-
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Transporte y almacén de productos petrolíferos	P.E.	10,00	10,00	166	84
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	(1)	-
Distribuidora Andalucía Oriental, S.A.	España	Comercialización de carburantes	I.P.	48,34	50,00	2	1
Distribuidora de Petróleos, S.A.	España	Comercialización de carburantes	I.G.	82,17	85,00	-	-
Dubai Marine Areas, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	1	-
Duragas, S.A.	Ecuador	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	20	11
Dynasol Elastómeros, S.A.	España	Producción y comercialización de productos químicos	I.P.	50,01	50,01	31	17
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.	49,99	49,99	90	38
Dynasol Gestión, S.A.	España	Fabricación de productos químicos	P.E.	50,00	50,00	12	4
Dynasol, Llc.	Estados Unidos	Comercialización de productos petroquímicos	P.E.	50,00	50,00	9	-
Empresa Petrolera Maxus Bolivia, S.A. (6)	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	447	60
Enirepsa Gas Limited	Arabia Saudí	Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	30,00	30,00	(3)	2
Estación de Servicio Barajas, S.A.	España	Explotación de estaciones de servicio para la venta de carburantes y reparación de vehículos.	I.G.	92,80	96,00	3	1
Estaciones de Servicio El Robledo, S.L.	España	Venta al público de carburantes, combustibles y lubricantes, así como cualquier otro productos petrolífero.	I.G.	96,67	100,00	-	-
Euro 24, S.L.	España	Servicios relacionados con la automoción	I.G.	96,67	100,00	1	-
Gas Natural SDG, S.A. (7)	España	Tenedora, generación de electricidad y eólica y compraventa de gas	I.P.	30,00	30,00	12.112	1.001
Gas Natural West África S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos.	I.P.	72,00	100,00	(3)	7
Gastream México, S.A. de C.V.	México	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	(1)	22
Gaviota RE, S.A.	Luxemburgo	Reaseguros	I.G.	100,00	100,00	23	14
General Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	8	3
Gestão e Administraçao de Postos de Abastemento, Unipessoal, Lda.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	1	-
Gestión de Puntos de Venta GESPEVESA, S.A.	España	Gestión de Estaciones de Servicio	I.P.	48,34	50,00	49	39
Greenstone Assurance, Ltd.	Islas Bermudas	Reaseguradora	I.G.	100,00	100,00	18	-
Grupo Repsol del Perú, S.A.C.	Perú	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1	-
Guará, B.V.	Holanda	Construcción para la producción de crudo y gas natural offshore	P.E.	15,00	25,00	401	-
Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	España	Construcción y Explotación de puntos de recarga de vehículos eléctricos	I.P.	50,00	50,00	10	12
Ibilek Car-Sharing Vehículo Eléctrico, S.A.	España	Implantación y operación de un sistema de car-sharing eléctrico.	I.P.	50,00	100,00	-	-
Inch Cape Offshore, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	I.P.	51,00	51,00	1	2
Kuosol Agrícola S.A.P.I. de C.V.	México	Sociedad de cartera	I.P.	50,00	100,00	(5)	6
Kuosol S.A.P.I. de C.V.	México	Sociedad de cartera	I.P.	50,00	50,00	2	11
MC Alrep, Llc. (5)	Rusia	Servicios de gestión de empresas del Joint Venture (Management company of Joint Venture)	I.P.	49,01	100,00	-	-
Moray Offshore Renewables, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	I.P.	33,36	33,36	10	11
Neol Biosolutions, S.A.	España	Generación de productos naturales de nuevos compuestos bioactivos.	I.P.	50,00	50,00	7	4
Noroil, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,67	100,00	2	2
Occidental de Colombia LLC (4)	Estados Unidos	Participación en activos exploratorios y productivos en Colombia.	I.P.	25,00	25,00	134	80
OJSC Eurotek	Rusia	Otras actividades	I.P.	49,01	100,00	14	6
Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador, S.A. (4)	Ecuador	Otras actividades	P.E.	29,66	100,00	95	42
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Islas Caimán	Otras actividades	P.E.	29,66	29,66	149	76
Oleoducto Transandino Chile, S.A.	Chile	Construcción y explotación de oleoducto.	P.E.	17,79	17,79	8	7
Orisol Corporación Energética, S.A.	España	Promoción, construcción y explotación de plantas de energía renovables.	I.P.	46,81	46,81	3	2
Perú Hunt Pipeline Development Company LLc (4) (10)	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	44,70	44,70	110	55
Petrocarabobo, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	11,00	11,00	171	-
Petróleos del Norte, S.A.	España	Construcción y explotación de una refinería de petróleos y actividades con ello relacionada.	I.G.	85,98	85,98	753	121
Petroquiriquire, S.A. Emp. Mixta (8)	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	I.P.	40,00	40,00	1.552	4
Polidux, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	1	17
Principle Power (Europe), Ltd. (5)	Reino Unido	Producción de electricidad	I.P.	33,61	100,00	-	-

Principle Power Portugal Unipessoal, Lda. (5)	Portugal	Producción de electricidad	I.P.	33,61	100,00	-	-
Principle Power, Inc. [5]	Estados Unidos	Holding de grupo de empresas. Desarrollador de tecnología eólica offshore de aguas de media y alta profundidad	I.P.	33,61	33,61	5	-
Quiriquire Gas, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	I.P.	60,00	60,00	248	-
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Perú	Refino, almacenamiento, comercialización, transporte y distribución de todo tipo de hidrocarburos.	I.G.	51,03	51,03	366	227
Repsol - Produçao de Electricidade e Calor, ACE	Portugal	Producción de electricidad	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Angola 22, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4	19
Repsol Angola 35, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	31	43
Repsol Angola 37, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	50	54
Repsol Aruba, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Beatrice, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	I.G.	100,00	100,00	(1)	-
Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.168	206
Repsol Bulgaria, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Butano, S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	202	59
Repsol Canada, Ltd. General Partner	Canadá	Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	3	4
Repsol Capital, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	735	464
Repsol Chemie Deutschland, GmbH	Alemania	Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	2	-
Repsol Chile, S.A.	Chile	Inactiva	I.G.	99,99	99,99	15	11
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,67	99,78	958	335
Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Comercialización de combustibles	I.G.	51,03	100,00	80	59
Repsol Comercializadora de Gas, S.A.	España	Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	41	-
Repsol Cuba, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(20)	2
Repsol Directo, Lda.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Directo, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,67	100,00	(10)	-
Repsol E & P Bolivia, S.A. [6]	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	443	132
Repsol E & P Canada ,Ltd.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	10	49
Repsol E & P Eurasia, LLc.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,99	99,99	(1)	-
Repsol E & P T & T Limited	Trinidad y Tobago	Exploración y Producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	127	26
Repsol E & P USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3.024	2.491
Repsol Ecuador, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	130	5
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	4	-
Repsol Energy Canada, Ltd.	Canadá	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	(413)	579
Repsol Energy North America Corporation	Estados Unidos	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	60	217
Repsol Exploración Argelia, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	13	4
Repsol Exploración Atlas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(2)	2
Repsol Exploración Cendrawasih I, B.V. [5]	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Cendrawasih II, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	7
Repsol Exploración Cendrawasih III, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	1
Repsol Exploración Cendrawasih IV, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	1
Repsol Exploración Colombia, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(9)	2
Repsol Exploración East Bula, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	2
Repsol Exploración Gharb, S.A. [5]	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Gorontalo, B.V. (5)	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Guinea, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(4)	-
Repsol Exploración Guyana, S.A. [5]	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Irlanda, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	-
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	252	258
Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(2)	-
Repsol Exploración Liberia, B.V. [8]	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(43)	1
Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	33	17
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	400	8
Repsol Exploración Numfor, B.V. [5]	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Perú, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	243	16
Repsol Exploración Seram, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	2
Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(24)	3
Repsol Exploración Suriname, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(2)	-
Repsol Exploración Tobago, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	152	334
Repsol Exploración, S.A. [9]	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.117	25
Repsol Exploration Advanced Services, AG	Suiza	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	1	-
Repsol Exploration Australia, Pty, Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploration Namibia Pty, Ltd.	Namibia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	50	-
Repsol Exploration Norge, AS	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	41	-
Repsol Gas de la Amazonia, S.A.C.	Perú	Distribuidora de GLP	I.G.	99,85	100,00	-	-
Repsol Gas del Perú, S.A.	Perú	Comercialización de GLP	I.G.	99,86	99,86	60	36
Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	25	1
Repsol GLP de Bolivia, S.A.	Bolivia	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	-	1
Repsol International Capital, Ltd	Islas Caimán	Financiera	I.G.	100,00	100,00	(48)	347
Repsol International Finance, B.V.	Holanda	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	1.879	301
Repsol Investeringen, BV	Holanda	Financiera	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	500	226
Repsol Italia, SpA	Italia	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	63	2
Repsol LNG Holdings, S.A.	España	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(7)	2
Repsol LNG Offshore, B.V.	Holanda	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	15	14
Repsol LNG, S.L.	España	Comercialización de gas	I.G.	100,00	100,00	(1)	-
Repsol Louisiana Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	39	75
Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Producción y comercialización de derivados	I.G.	99,97	100,00	14	5
Repsol Lusitania, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	(28)	-
Repsol Marketing, S.A.C.	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	12	3
Repsol Maroc, S.A.	Marruecos	Comercialización de gas natural	P.E.	99,96	99,96	-	1
Repsol Mediación, Agente de Seguros Vinculado, S.L.U.	España	Correduría de Seguros	I.G.	96,67	100,00	2	-
Repsol Moray Firth, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	I.G.	100,00	100,00	7	8
Repsol Netherlands Finance, BV	Holanda	Financiera	I.G.	100,00	100,00	(32)	-

Repsol New Energy Ventures, S.A.	España	Desarrollo por cuenta propia o terceros de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00	2	2
Repsol Nuevas Energías U.K., Ltd.	Reino Unido	Promoción y construcción de parques eólicos marinos	I.G.	100,00	100,00	17	13
Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Fabricación, distribución y venta de todo tipo de biocombustibles y otras actividades relacionadas	I.G.	100,00	100,00	(16)	1
Repsol OCP de Ecuador, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	32	-
Repsol Offshore E & P USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	10	25
Repsol Oriente Medio, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(22)	-
Repsol Overzee Financien, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	645	129
Repsol Perú, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	172	152
Repsol Petróleo, S.A.	España	Refino	I.G.	99,97	99,97	1.768	218
Repsol Polímeros, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	65	222
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	491	59
Repsol Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	29	60
Repsol Services Company	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	27	33
Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.P.	60,01	100,00	4.397	4.066
Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Brasil	Explotación y comercialización de hidrocarburos	I.P.	60,01	60,01	6.391	5.764
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	España	Dar servicios de tesorería a las sociedades del grupo.	I.G.	100,00	100,00	303	-
Repsol Trading USA Corporation	Estados Unidos	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	(1)	-
Repsol Trading, S.A.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	123	-
Repsol U.K. Round 3, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	I.G.	100,00	100,00	8	8
Repsol USA Holdings Corporation (4)	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.967	2.652
Repsol Venezuela Gas, S.A. (4)	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	172	-
Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(67)	2
Repsol YPF Trading y Transportes Singapur, Ltd.	Islas Caimán	Inactiva	I.G.	100,00	100,00	-	-
San Andrés Park, S.L. (5)	España	Estación de Servicio para el suministro y venta de carburantes, combustibles y lubricantes.	I.G.	96,67	100,00	-	-
Saneco	Rusia	Exploración y producción de crudo	I.P.	49,01	100,00	141	-
SC Repsol Baicoi, S.R.L. (5)	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
SC Repsol Pitesti, S.R.L. (5)	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
SC Repsol Targoviste, S.R.L. (5)	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
SC Repsol Targu Jiu, S.R.L. (5)	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Servicios de Mantenimiento y Personal, S.A.	Ecuador	Servicios de mantenimiento y de personal	I.G.	100,00	100,00	-	-
Servicios de Seguridad Mancomunados, S.A.	España	Seguridad	I.G.	99,98	100,00	1	-
Servicios Logisticos Combustibles de Aviacion, S.L.	España	Transporte y puesta a bordo de productos petrolíferos para la aviación comercial	I.P.	49,29	50,00	12	4
Servicios y Operaciones de Perú S.A.C	Perú	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	1	-
SKSOL Lube Base Oils, S.A.	España	Desarrollo y producción de bases lubricantes	I.P.	29,99	30,00	31	31
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda.	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	-	-
Sociedade Açoreana de Armazenagen de Gas, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	P.E.	25,07	25,07	5	1
Societat Catalana de Petrolis, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	P.E.	43,69	45,00	6	15
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	(1)	1
Solred, S.A.	España	Gestión de medios de pago en Estaciones de Servicio	I.G.	96,67	100,00	38	7
Spelta Produtos Petrolíferos Unipessoal, Lda.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1	-
Tecnicontrol y Gestión Integral, S.L.	España	Promoción Inmobiliaria	I.G.	100,00	100,00	32	4
Terminales Canarios, S.L.	España	Almacenamiento y distribución de productos petrolíferos	I.P.	48,34	50,00	25	20
The Repsol Company of Portugal, Ltd.	Reino Unido	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	1	1
TNO (Tafnefteotdacha)	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	34,30	99,54	110	-
Tocardo International, B.V. (5)	Holanda	Otras actividades	P.E.	20,34	20,34	1	-
Transierra, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocaburos incluyendo construcción y operación de gasoductos y oleoductos y su operación.	P.E.	21,77	44,50	292	67
Transportadora de Gas de Perú, S.A.	Perú	Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	10,00	22,38	178	80
Transportadora Sulbrasileira de Gas, S.A.	Brasil	Construcción y explotación de un gasoducto	I.P.	25,00	25,00	10	10
Tucunaré Empreendimentos e Participaçoes, Ltda.	Brasil	Servicios de apoyo e infraestructura administrativa	I.G.	100,00	100,00	6	6
Vía Red Hostelería y Distribución, S.L.	España	Adquisición y/o explotación de toda clase de establecimientos de hostelería.	I.G.	100,00	100,00	1	1
Windplus, S.A.	Portugal	Desarrollo de Tecnología Windfloat para generación eólica offshore flotante	I.P.	23,73	70,62	11	-
YPFB Andina, S.A. (6)	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	48,92	48,92	1.023	146
Zhambai Limited Liability Partnership	Kazakhstan	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	25,00	25,00	(12)	-

(1) Método de consolidación:
I.G.: Integración global
I.P.: Integración proporcional
P.E.: Puesta en equivalencia

(2) Porcentaje correspondiente a la participación de las Sociedades Matrices sobre la filial.

(3) Corresponde a los datos de las sociedades individuales, excepto en los casos señalados específicamente, de los últimos estados financieros aprobados por su Junta General de Accionistas (en general, datos a 31 de diciembre de 2012), elaboradas de acuerdo con los principios contables vigentes en las jurisdicciones correspondientes. El patrimonio de las empresas cuya moneda funcional no es el euro han sido convertidas al tipo de cambio de cierre. Los importes están redondeados (figuran como cero aquellos inferiores a medio millón de euros).

(4) Datos correspondientes a Cuentas Consolidadas.

(5) Sociedades incorporadas al Grupo Repsol en el ejercicio 2013.

(6) Datos correspondientes a cuentas cerradas a 31 de marzo de 2013.

(7) Sociedad matriz de un grupo constituido por más de trescientas sociedades, información que puede obtenerse en las cuentas anuales consolidadas de dicha sociedad (www.portal.gasnatural.com)

(8) Esta sociedad cuenta con un sucursal domiciliada en Liberia.

(9) Esta sociedad posee el 100% de Repsol Exploration Services, Ltd., sociedad en liquidación domicialiada en las Islas Caimán.

(10) Esta sociedad es la matriz de Hunt Pipeline Development Perú, LP, que a su vez posee el 100% de Hunt Pipeline Company of Peru, LTD., sociedad domicilada en las Islas Caimán

ANEXO Ib :PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

					31.12.13			31.12.12		
						% Participación Total			% Participación Total	
Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de Consolidación (3)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (4)	Método de Consolidación (3)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (4)
Pacific LNG Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol Bolivia, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por liquidación	ene-13	-	-	-	P.E.	37,50%	37,50%
Tocardo International B.V.	Holanda	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	ene-13	P.E.	20,34%	20,34%	-	-	-
Eurotek	Rusia	AR Oil & Gas BV	Cambio en el método de consolidación	ene-13	I.P.	49%	100%	I.G.	100%	100%
MC ALREP, Llc.	Rusia	AR Oil & Gas BV	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	feb-13	I.P.	49,01%	100%	-	-	-
Kuosol Servicios, S.A. de C.V.	México	Kuosol S.A.P.I. de C.V.	Baja en el perímetro de consolidación por absorción	feb-13	-	-	-	I.P.	49,99%	99,98%
Repsol Exploración Gharb, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	mar-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
Principle Power Inc.	EE.UU	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	mar-13	I.P.	33,606%	33,606%	-	-	-
Principle Power Portugal Unipessoal, Lda.	Portugal	Principle Power Inc.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	mar-13	I.P.	100%	33,606%	-	-	-
Principle Power (Europe), Ltd.	Reino Unido	Principle Power Inc.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	mar-13	I.P.	100%	33,606%	-	-	-
Windplus, S.A.	Portugal	Principle Power Inc.	Traslado total y modificación del porcentaje de participación	abr-13	I.P.	23,73%	70,62%	I.P.	30,95%	30,95%
Repsol Exploración Guyana, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	jun-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Modificación en el porcentaje de participación	jun-13	P.E.	25,78%	26,67%	P.E.	21,75%	22,50%
SC Repsol Targu Jiu SRL	Rumanía	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
SC Repsol Baicoi SRL	Rumanía	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
SC Repsol Targoviste SRL	Rumanía	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
SC Repsol Pitesti SRL	Rumanía	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol Exploración Cendrawasih I, B.V	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol Exploración Gorontalo, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol Exploración Numfor, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
Algaenergy	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Modificación en el porcentaje de participación	jul-13	I.P.	20,016%	20,016%	I.P.	20,01%	20,01%
San Andrés Park S.L	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	sep-13	I.G.	96,67%	100%	-	-	-
Bahía Bizkaia Electricidad, S.L. (1)	España	Repsol, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	oct-13	-	-	-	I.P.	25,00%	25,00%
Albatros S.a.R.L.	Luxemburgo	Repsol, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	nov-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol - Gas Natural LNG, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	I.P.	65,00%	100%
Perú LNG Company Llc. (1)	EE.UU	LNG Shipping Operation Services Netherland, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	P.E.	20,00%	20,00%
Perú LNG, S.R.L. (1)	Perú	Perú LNG Company, Llc.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	P.E.	20,00%	20,00%
Atlantic 1 Holdings, Llc. (1)	Estados Unidos	Repsol LNG Port Spain, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	P.E.	20,00%	20,00%
Atlantic 2/3 Holdings Llc. (1)	Estados Unidos	Repsol LNG Port Spain, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	I.P.	25,00%	25,00%
Atlantic 4 Holdings Llc. (1)	Estados Unidos	Repsol LNG Port of Spain, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	P.E.	22,22%	22,22%
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad&Tobago, Unlimited (1)	Trinidad y Tobago	Atlantic 2/3 Holdings Llc.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	I.P.	25,00%	100%
Atlantic LNG 4 Company of Trinidad&Tobago, Unlimited (1)	Trinidad y Tobago	Atlantic 4 Holdings Llc.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	P.E.	22,22%	100%
Atlantic LNG Co. of Trinidad&Tobago (1)	Trinidad y Tobago	Atlantic 1 Holdings, Llc.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	P.E.	20,00%	100%
Repsol LNG T&T, Ltd. (1)	Trinidad y Tobago	Repsol LNG Port Spain, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	I.G.	100%	100%
Repsol LNG Port of Spain, B.V. (1)	Holanda	Netherlands ALNG Holding Company, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	I.G.	100%	100%
LNG Shipping operation services netherlands B.V. (1)	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	I.G.	100%	100%
Netherlands ALNG Holding Company B.V. (1)	Holanda	Repsol International Finance, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por venta	dic-13	-	-	-	I.G.	100%	100%
Sociedades del Grupo Gas Natural (varias) (2)		**Gas Natural SDG, S.A.**								

(1) Sociedades del perímetro de la operación con Shell por la venta de los activos y negocios de GNL. Bahía Bizkaia Electricidad, S.L. se vendefinalmente a BP (ver Nota 31).
(2) En el ejercicio 2013 el perímetro del Grupo Gas Natural Fenosa se ha modificado mediante incorporaciones, bajas, aumentos y disminuciones de porcentajes de participación en sociedades, sin que ninguna de ellas tenga un efecto significativo en los estados financieros del Grupo Repsol YPF.
(3) Método de consolidación:
I.G. : Integración global
I.P. : Integración proporcional
P.E. : Puesta en equivalencia
(4) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

ANEXO Ib :PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012

					31.12.12			31.12.11		
						% Participación Total			% Participación Total	
Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de Consolidación (4)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Método de Consolidación (4)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)
YPF, S.A. (1)	Argentina	Repsol, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12	(1)	(1)	(1)	I.G.	57,43%	57,43%
A&C Pipeline Holding	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	20,67%	36,00%
A-Evangelista Construçoes e Servicios, Ltda.	Brasil	A-Evangelista, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
A-Evangelista, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
Central Dock Sud, S.A.	Argentina	Inversora Dock Sud, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	24,86%	86,15%
CLH Holdings Inc	Argentina	YPF Holdings Inc.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
Compañía Mega, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.P.	21,82%	38,00%
Gas Argentino, S.A.	Argentina	YPF Inversora Energética, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	26,03%	45,33%
Gasoducto del Pacífico (Argentina), S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	5,74%	10,00%
Gasoducto del Pacífico Cayman S.A	Islas Caiman		Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	5,74%	10,00%
Gasoducto del Pacífico Chile S.A	Chile		Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	27,69%	36,00%
Gasoducto Oriental, S.A.	Argentina	A-Evangelista, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	9,57%	16,66%
Gateway Coal Company	Argentina	Maxus Energy Corporation	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
Inversora Dock Sud, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	24,61%	42,86%
Maxus (US) Exploration Company	Argentina	Maxus Energy Corporation	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
Maxus Energy Corporation	Argentina	YPF Holdings Inc.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Guyana	Argentina	YPF International, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
Maxus International Energy Co	Argentina	Maxus Energy Corporation	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
Metrogás, S.A.	Argentina	Gas Argentino, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	18,22%	70,00%
Oiltanking Ebytem, S.A	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	17,23%	30,00%
Oleoducto Trasandino Argentina, S.A.	Argentina	A & C Pipeline Holding	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	20,98%	100,00%
Oleoductos del Valle, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	21,25%	37,00%
Operadora de Estaciones de Servicio S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	99,85%
Pluspetrol Energy, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.P.	25,84%	45,00%
Poligás Luján, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	29,00%	50,49%
Profertil, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.P.	28,72%	50,00%
Refinerias del Norte, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.P.	28,72%	50,00%
Terminales Marítimas Patagónicas, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	19,04%	33,15%
Tierra Solutions Inc.	Argentina	CLH Holdings Inc.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Ecuador Inc. (Sucursal Ecuador)	Argentina	YPF International, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Holdings Inc.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF International, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Inversora Energética, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
AESA Perú, S.A.C	Argentina	A-Evangelista, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Services USA Corporation	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Servicios Petroleros, S.A	Argentina	YPF, S.A./YPF services USA Corporation	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Brasil Comercio de Derivados de Petróleo LTDA.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
Civeny, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.P.	22,97%	40,00%
Bizoy, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.P.	22,97%	40,00%
Eleran Inversiones 2011. S.A	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Chile, S.A.	Argentina	Eleran Inversiones 2011. S.A	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	100,00%	100,00%
A-Evangelista ingenieria y construcciones Bolivia S.A.	Argentina	A-Evangelista, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	99,99%	99,99%
YPF Gas, S.A. (2)	Argentina	Repsol Butano, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12	(2)	(2)	(2)	I.G.	85,00%	85,00%
Comsergas, Compañía Servicios Industriales de Gas Licuado,	Argentina	Repsol YPF Gas S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	52,70%	62,00%
Gas Austral, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	42,50%	50,00%
Mejorgas, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	57,43%	100,00%
ZAO EUROTEK-YAMAL	Rusia	Eurotek	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación	may-12				I.G.	100,00	100,00
OOO Eurotek-ND	Rusia	Eurotek	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación	may-12				I.G.	100,00	100,00
Repsol Trading USA Corporation	Estados Unidos	Repsol USA Holdings Corp.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	jun-12	I.G.	100,00	100,00			
Windplus, S.A.	Portugal	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	jun-12	I.P.	30,95	30,95			
NEOL Biosolutions, S.A.	España	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	jun-12	I.P.	50,00	50,00			
Repsol Butano Chile, S.A.	Chile	Repsol Butano, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación	jul-12				I.G.	100,00	100,00
Empresas Lipigas,S.A.	Chile	Repsol Butano Chile, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación	jul-12				I.P.	45,00	45,00
OOO Eurotek-YuKh	Rusia	Eurotek	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación	ago-12				I.G.	100,00	100,00
AR Oil & Gaz BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	ago-12	I.P.	49,01	49,01			
Amodaimi Oil Company Ltd	Ecuador	Repsol YPF Ecuador, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación	sep-12				I.G.	100,00	100,00
Saneco	Rusia	Arog, B.V.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	sep-12	I.P.	49,01	100,00			
Sksol Lube Base Oils, S.A	España	Repsol Petróleo, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	dic-12	I.P.	30,00	30,00			
Noroil, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento del porcentaje de participación	dic-12	I.G.	96,67	100,00	I.G.	67,67	70,00
TNO (Tafnefteotdacha)	Rusia	AR Oil & Gaz BV	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	dic-12	I.P.	49,01	100,00			
Repsol Exploration Namibia PTY LTD	Namibia	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	dic-12	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración Australia PTY LTD	Australia	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	dic-12	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Aruba, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	dic-12	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Bulgaria, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	dic-12	I.G.	100,00	100,00			
Sociedades del Grupo Gas natural (varias) (3)		**Gas Natural SDG, S.A.**								

(1) Tras la pérdida de control YPF, S.A. y la expropiación del 51% de su patrimonio, el Grupo puede ejercer los derechos de voto correspondientes al 6,43% sobre el cuál el gobierno argentino no ha anotado los derechos que le corresponderían conforme a la Ley de Expropiación. Adicionalmente, también puede ejercer los derechos correspondientes al 5,38% que se adquirieron por la ejecución de las garantías relacionadas con los préstamos concedidos por Reposl a Petersen para la adquisición de su participación en YPF, S.A. (ver Nota 5). Las sociedades dependientes de YPF, S.A. perdieron su consideración de empresas del Grupo Repsol y no consolidan en los estados financieros del Grupo

(2) Tras la pérdida de control YPF Gas, S.A. y la expropiación de 51% de su patrimonio, el Grupo puede ejercer los derechos de voto correspondientes al 33,997% sobre el cuál el gobierno argentino no ha anotado los derechos que le corresponderían conforme a la Ley de Expropiación. Las sociedades dependientes de YPF Gas, S.A. perdieron su consideración de empresas del Grupo Repsol y no consolidan en los estados financieros del Grupo desde la pérdida de control sobre YPF Gas, S.A.

(3) En el ejercicio 2012 el perímetro del Grupo Gas Natural Fenosa se ha modificado mediante incorporaciones, bajas, aumentos y disminuciones de porcentajes de participación en sociedades, sin que ninguna de ellas tenga un efecto significativo en los estados financieros del Grupo Repsol YPF. En el ejercicio 2011 el perímetro del Grupo Gas Natural Fenosa.

(4) Método de consolidación:

I.G. : Integración global

I.P. : Integración proporcional

P.E. : Puesta en equivalencia

(5) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

ANEXO II: ACTIVOS Y OPERACIONES CONTROLADAS CONJUNTAMENTE A 31 DE DICIEMBRE DE 2013

Nombre	Participación % [1]	Operador	Actividad
Angola			
Bloque 22	42,86%	Repsol Angola 22 B.V. (sucursal)	Exploración
Bloque 35	35,71%	ENI West Africa SPA	Exploración
Bloque 37	28,57%	ConocoPhillips Angola 37 Ltd	Exploración
Argelia			
TFT	30,00%	Groupement TFT	Exploración y Producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y Producción
Reggane	26,25%	Groupement Reggane	Exploración y Producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia S.A.	Exploración y Producción
Bolivia			
Bloque San Alberto (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo (2)	20,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Planta de Compresión de Gas Rio Grande (2)	50,00%	YPFB Andina S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Charagua	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Brasil (3)			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BM-C-33	35,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BM-ES-21	10,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-50	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-51	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-7	37,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Cabiunas	15,00%	Petrobras	Gas
Floating LNG	16,33%	Petrobras	Gas
Bulgaria			
Han Asparuh	30,00%	OMV Offshore	Exploración
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá Ltd	Regasificación de LNG
Colombia			
Cravo Norte (4)	22,50%	OXYCOL	Producción
Cosecha (4)	70,00%	OXYCOL	Producción
Chipirón (4)	35,00%	OXYCOL	Producción
Rondon (4)	35,00%	OXYCOL	Producción
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Abandono
El Queso	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Abandono
Guajira OFF-1	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
Cebucan	20,00%	PETROBRAS	Exploración
Catleya	50,00%	ECOPETROL	Exploración
Tayrona	30,00%	PETROBRAS	Exploración
RC11	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
RC12	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
Guadual	20,00%	PETROBRAS	Abandono
Orquidea	40,00%	HOCOL	Abandono
Cuba			
Bloque 25-29 y 35*36	40,00%	Repsol YPF Cuba S.A	Exploración
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
Bloque Tivacuno	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo
Angula	53,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,21%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Producción
Bezana Bigüenzo (6)	100,00%	Petroleum Oil & Gas España S.A.	Exploración
Boquerón (6)	66,45%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Producción
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Casablanca (6)	76,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo y Producción
Chipirón (6)	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Producción
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz, Grupo I y II (5)	11,30%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo, Grupo I (5)	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Aceca (5)	50,00%	Iberdrola	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares (5)	66,70%	Endesa Generación S.A.	Generación eléctrica
Fulmar	84,23%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Montanazo (6)	92,10%	Repsol Investigaciones Petrolíferas	Producción
Morcín – 1 (5)	20,00%	Petroleum Oil & Gas España S.A.	Exploración
Rodaballo (6)	73,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración y Producción
Rodaballo Concesión	65,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Desarrollo
Siroco	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A.	Exploración
Villaviciosa (5)	70,00%	Petroleum Oil & Gas España S.A.	Exploración
Indonesia			
Seram PSC	45,00%	Black Gold Indonesia LLC	Exploración y Producción
East Bula PSC	45,00%	Black Gold East Bula LLC	Exploración y Producción
Cendrawasih Bay II	50,00%	Repsol Exploracion Cendrawasih II B.V.	Exploración y Producción
Cendrawasih Bay III	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay III) Limited	Exploración y Producción
Cendrawasih Bay IV	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay IV) Limited	Exploración y Producción
Cendrawasih I bay block	30,00%	Black Gold Cendrawasih L.L.C.	Exploración
Iraq			
Piramagrun and Qala Dze Blocks	50,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	E&P
Irlanda			
Dunquin	25,00%	Exxon	Exploración
Newgrange	40,00%	Repsol Exploración Irlanda SA	Exploración
Kenia			
L5	20,00%	Woodside Energy N.A.	Exploración
L7	20,00%	Woodside Energy N.A.	Exploración
Liberia			
Bloque 10	10,00%	Anadarko	Exploración

Bloque 15	27,50%	Anadarko	Exploración
Libia			
Epsa IV NC115	25,20%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC186	19,84%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC115 Exploración	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Epsa IV NC186 Exploración	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Pack 1	60,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Pack 3	35,00%	GDF	Exploración y Producción
Area 137	50,00%	Sancor	Exploración y Producción
Marruecos			
Tánger Larrache (6)	88,00%	Repsol Exploración Marruecos S.A.	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
Namibia			
Bloque 10	44,00%	Repsol Exploration Namibia PTY Ltd.	Exploración
Noruega			
Licencia PL512	25,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL541	35,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL356	40,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL529	10,00%	ENI Norge	Exploración
Licencia PL589	30,00%	Wintershall Norge	Exploración
Licencia PL530	10,00%	GDF Suez E&P Norge	Exploración
Licencia PL531	20,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL642	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL644	20,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL640	40,00%	Talisman	Exploración
Licencia PL656	20,00%	E.ON Rurhgas	Exploración
Licencia PL658	50,00%	Dong	Exploración
Licencia PL692	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL705	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL711	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL704	30,00%	E.ON Rurhgas	Exploración
Licencia PL721	20,00%	RWE Dea Norge	Exploración
Omán			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 109	70,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 101	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos(abandono)
Portugal			
Lagosta	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Lagostim	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Ostra	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Mexilhão	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Ameijoa	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Camarão	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Licencia	70,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Rumanía			
Bloque 13 Targu Jiu	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 5 Baicoi	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 6 Targoviste	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 12 Pitesti	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko S.L.	Exploración
Trinidad			
Bloque 5B	30,00%	BP	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Ypergas	Exploración y Producción

(1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación.
(2) Operaciones o activos getionados a través de YPF Andina S.A, sociedad de control conjunto con una participación del 48,92%.
(3) Operaciones o activos gestionados a través de Repsol Sinopec Brasil S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 60%.
(4) Operaciones o activos gestionados a través de Occidental de Colombia L.L.C., sociedad de control conjunto con una participación del 25%.
(5) Operaciones o activos gestionados a través de Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjutno con una participación del 30,001%.
(6) Parte de la participación sobre la operación o activo es gestionada por Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,001%.

ANEXO II: ACTIVOS Y OPERACIONES CONTROLADAS CONJUNTAMENTE A 31 DE DICIEMBRE DE 2012

Nombre	Participación % [1]	Operador	Actividad
Angola			
Bloque 22	42,86%	Repsol Angola 22 B.V. (sucursal)	Exploración
Bloque 35	35,71%	ENI West Africa SPA	Exploración
Bloque 37	28,57%	ConocoPhillips Angola 37 Ltd	Exploración
Argelia			
TFT	30,00%	Groupement TFT	Exploracion y Producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploracion y Producción
Gassi-Chergui	60,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploracion y Producción
M'Sari Akabli	45,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploracion y Producción
Reggane	29,25%	Groupement Reggane	Exploracion y Producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploracion y Producción
Bolivia			
Bloque San Alberto [2]	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio [2]	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo [2]	20,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Planta de Compresión de Gas Rio Grande	50,00%	YPFB Andina S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Charagua	30,00%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Brasil [3]			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BM-C-33	35,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BM-ES-21	10,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-44	25,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-48	40,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BM-S-50	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-51	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-7	37,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Cabiunas	15,00%	Petrobras	Gas
Floating LNG	16,33%	Petrobras	Gas
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá Ltd	Regasificación de LNG
Colombia			
Cosecha [4]	70,00%	Occidental de Colombia L.L.C	Producción
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Abandono
Cebucan	20,00%	Petrobras	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
RC11	50,00%	Ecopetrol	Exploración
RC12	50,00%	Ecopetrol	Exploración
El Queso	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Abandono
Guadal	20,00%	Petrobras	Abandono
Orquidea	40,00%	Hocol	Abandono
Guajira OFF-1	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración
Tayrona	30,00%	Petrobras	Exploración
Cravo Norte	22,50%	Occidental de Colombia L.L.C	Producción
Chipirón	35,00%	Occidental de Colombia L.L.C	Producción
Rondon	25,00%	Occidental de Colombia L.L.C	Producción
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
Bloque Tivacuno	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Angula	53,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,21%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Bezana Bigüenzo [6]	100,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Boquerón [6]	66,45%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Casablanca [6]	76,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo/Producción
Chipirón [6]	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz, Grupo I y II [5]	11,30%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo, Grupo I [5]	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Aceca [5]	50,00%	Iberdrola	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares [5]	66,70%	Endesa Generación, S.A.	Generación eléctrica
Fulmar	84,23%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Montanazo [6]	92,10%	Repsol Investigaciones Petrolíferas	Producción
Morcín – 1 [5]	20,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Rodaballo [6]	73,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Rodaballo Concesión	65,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Siroco	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Villaviciosa [5]	70,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Guinea Ecuator.			
Bloque C	57,38%	Repsol Exploración Guinea SA	Exploración
Indonesia			
Seram	45,00%	Black Gold Indonesia LLC	Exploración y producción
East Bula	45,00%	Black Gold East Bula LLC	Exploración y producción

Cendrawasih Bay II	50,00%	Repsol Exploracion Cendrawasih II B.V.	Exploración y producción
Cendrawasih Bay III	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay III) Limite	Exploración y producción
Cendrawasih Bay IV	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay IV) Limite	Exploración y producción
Irlanda			
Dunquin	25,00%	Exxon	Exploración
Newgrange	40,00%	Repsol Exploración Irlanda SA	Exploración
Kenia			
L5	20,00%	Woodside Energy, N.A.	Exploración
L7	20,00%	Woodside Energy, N.A.	Exploración
Liberia			
Bloque 10	10,00%	Anadarko	Exploración
Bloque 15	27,50%	Anadarko	Exploración
Bloque 16	52,38%	Repsol Exploración Liberia BV	Exploración
Bloque 17	52,38%	Repsol Exploración Liberia BV	Exploración
Libia			
Epsa IV NC115	25,20%	Akakus Oil Operations	Exploración y producción
EPSA IV NC186	19,84%	Akakus Oil Operations	Exploración y producción
Epsa IV NC115 Exploración	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y producción
Epsa IV NC186 Exploración	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y producción
Pack 1	60,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y producción
Pack 3	35,00%	Woodside Energy, N.A.	Exploración y producción
Area 137	50,00%	Petrocanada Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración y producción
Marruecos			
Tánger Larrache [6]	88,00%	Repsol Exploración Marruecos, S.A.	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploracion, S.A.	Exploracion
TA10	70,00%	Repsol Exploracion	Exploracion
Namibia			
Bloque 10	44,00%	Repsol Exploration Namibia PTY Ltd.	Exploración
Noruega			
Licencia PL512	25,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL541	50,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL356	40,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL529	10,00%	ENI Norge	Exploración
Licencia PL589	30,00%	Wintershall Norge	Exploración
Licencia PL530	10,00%	GDF Suez E&P Norge	Exploración
Licencia PL531	20,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL642	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL644	20,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL640	40,00%	Talisman	Exploración
Licencia PL656	20,00%	E.ON Rurhgas	Exploración
Licencia PL658	50,00%	Dong	Exploración
Omán			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú LLC Sucursal del P	Exploración de Hidrocarburos
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del	Exploración de Hidrocarburos
Lote 101	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del	Exploración de Hidrocarburos(abandono)
Portugal			
Peniche	90,00%	Repsol Exploración, S.A.	Exploración
Algarve	15,00%	Petrobras	Exploración
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
Trinidad			
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas, B.V.	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción

[1] Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación.
[2] Operaciones o activos getionados a través de YPF Andina S.A, sociedad de control conjunto con una participación del 48,92%
[3] Operaciones o activos gestionados a través de Repsol Sinopec Brasil S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 60%
[4] Operaciones o activos gestionados a través de Occidental de Colombia L.L.C., sociedad de control conjunto con una participación del 25%
[5] Operaciones o activos gestionados a través de Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjutno con una participación del 30,01%
[6] Parte de la participación sobre la operación o activo es gestionada por Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,01%

ANEXO III: MARCO REGULATORIO

Las actividades de Repsol, S.A. y sus sociedades participadas se encuentran sujetas a una amplia regulación, cuyos aspectos principales se describen a continuación.

España

España cuenta con una legislación de la Industria del Petróleo de carácter liberalizador cuyo exponente es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, modificada por distintas disposiciones, entre ellas la Ley 12/2007, de 2 de julio, y desarrollada por numerosos reales decretos y órdenes ministeriales. Dicha norma establece la distribución de competencias entre la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas.

La Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, modificó la Ley del Sector de Hidrocarburos, estableciendo pautas para la planificación energética vinculante bajo criterios que contribuyan a crear un sistema energético, seguro, eficiente, sostenible económicamente y respetuoso con el medioambiente; se establecen medidas para la reducción de gases de efecto invernadero y se prevé la constitución de un fondo para la compra de créditos de carbono y en general un muy amplio abanico de medidas que afectan a la práctica totalidad de los sectores energéticos.

El 5 de junio de 2013 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (la "CNMC") que se constituye como un “macro-organismo” que asume las funciones específicas de supervisión y control de los mercados regulados supervisados previamente por varias Comisiones Nacionales, entre ellas la Comisión Nacional de Energía. Integra igualmente a la Comisión Nacional de la Competencia.

La citada Ley 3/2013, de creación de la CNMC modifica sustancialmente el régimen de control de las operaciones empresariales en el sector de la energía, contenido hasta ahora en la conocida como función pública 14ª de la CNE ("Función 14"), que ahora se deroga, asignándose su ejercicio al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (Minetur). La nueva Ley diseña un régimen de control ex post en la realización de ciertas operaciones, bien mediante la obligación del adquirente de comunicar la realización de dichas operaciones al Minetur, bien mediante la potestad del Ministro de Industria de imponer condiciones sobre la actividad de las sociedades adquiridas, siempre que estuviese amenazado el suministro energético en España.

Es una novedad de este nuevo control su extensión al sector de los hidrocarburos líquidos, adicionalmente a los sectores ya sujetos con anterioridad, eléctrico y gasista. Por lo que respecta al sector de los hidrocarburos líquidos se incluyen aquellas sociedades que desarrollen actividades de refino, transporte por oleoductos y almacenamiento de productos petrolíferos, o sean titulares de dichos activos, los cuales adquieren la condición de activos estratégicos.

Serán objeto de control tanto las operaciones activas, en las que el sujeto activo de la operación (o adquirente) es una empresa regulada o asimilada de los anteriores sectores energéticos, siempre que la operación tenga un impacto relevante o influencia significativa en el desarrollo de las actividades de la sociedad que comunica la operación; como las operaciones pasivas, que tienen por objeto a empresas energéticas reguladas o asimiladas, o activos regulados o asimilados, siempre que dicha operación conceda una “influencia significativa” en la gestión de la sociedad.

Dentro de la regulación del sector son relevantes las figuras de los operadores principales y dominantes. El Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, atribuye a la CNE la obligación de publicar, no solo la lista de operadores principales sino la de operadores dominantes en cada mercado o sector. Dicha función resulta ahora atribuida a la nueva CNMC.

Los operadores dominantes se definen como aquellos que ostenten una cuota superior al 10% en el mercado de referencia que corresponda. Por su parte se entiende por operador principal, a aquel que disponga de una de las cinco mayores cuotas en dichos mercados. Tener la condición de operador dominante supone, de acuerdo a la legislación vigente, ciertas restricciones regulatorias relacionadas con el Sector Eléctrico.

Por lo que respecta a los operadores principales, el artículo 34 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, establece una serie de limitaciones relacionadas con la adquisición de derechos de voto sobre el capital de sociedades que tuvieran tal condición o la presencia en sus consejos de administración; en concreto, establece que cualquier persona física o jurídica que participe en el capital de dos o más sociedades que tengan la condición de operador principal en el mismo mercado en una proporción igual o superior al 3% del total no pueden ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso respecto de dicho porcentaje en más de una sociedad. Asimismo, establece la limitación consistente en que no podrán designar, ni directa, ni indirectamente a miembros de los órganos de administración de otro operador principal.

Hidrocarburos Líquidos, Petróleo y derivados del Petróleo

En España, tienen la consideración de bienes de dominio público los yacimientos de hidrocarburos y los almacenamientos subterráneos que se encuentren en el territorio español, en el subsuelo y en los lechos marinos que se encuentren bajo soberanía española.

Los permisos de investigación se otorgarán por el Gobierno o por los órganos de Gobierno de las Comunidades Autónomas cuando afecte a su ámbito territorial y conferirán el derecho exclusivo de investigar las áreas a que vayan referidas durante un período de seis años.

La concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos confiere a sus titulares el derecho a realizar en exclusiva la explotación del yacimiento de hidrocarburos en las áreas otorgadas por un período de treinta años, prorrogable por dos períodos sucesivos de diez, el derecho a continuar las actividades de investigación en dichas áreas y el derecho a la obtención de autorizaciones para las actividades previstas en este Título y poder vender libremente los hidrocarburos obtenidos.

También algunas de las actividades dentro del ámbito de la Ley 34/1998 pueden ser objeto de autorizaciones, permisos y/o concesiones administrativas. La Ley 25/2009, de 22 de diciembre, modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, e implica, entre otros aspectos, la eliminación de las autorizaciones previas para el ejercicio de las actividades de comercializador de gas natural, de operador al por mayor de GLP, de comercializador al por menor de GLP a granel, y de operador al por mayor de productos petrolíferos y establece alternativamente la realización por el interesado de una declaración responsable y de una comunicación previa al inicio de la actividad.

La construcción y operación de refinerías y de instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos son actividades sujetas a autorización, cuyo otorgamiento requiere el cumplimiento de requisitos técnicos, financieros, medioambientales y de seguridad.

Se permite el acceso de terceros a las instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos como, por ejemplo, a las instalaciones de la Compañía Logística de Hidrocarburos S.A. (CLH), mediante un procedimiento negociado en condiciones no discriminatorias y objetivas.

Ninguna persona física o jurídica puede ostentar, directa o indirectamente, la propiedad de más del 25% del capital social de CLH. La suma de la participación en CLH correspondiente a sociedades con capacidad de refino no puede exceder del 45%.

La Ley 11/2013 de 26 de julio de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo del crecimiento y de la creación de empleo, introduce una serie de medidas en los mercados mayorista y minorista de productos petrolíferos con la intención de incrementar la competencia efectiva en el sector.

En el ámbito minorista, la Ley 11/2013 introduce determinadas modificaciones en los contratos de suministro en exclusiva para la distribución de carburantes de automoción. En concreto, en tales contratos se limita su duración de 5 a 1 año, con la posibilidad de su prórroga automática por otro año únicamente sujeta a la voluntad del distribuidor, y hasta un máximo de tres años. Igualmente prohíbe cláusulas que fijen, recomienden o incidan, directa o indirectamente, en el precio de venta al público del combustible.

La citada Ley contiene una Disposición Adicional cuarta que otorga un plazo de un año para llevar a cabo las anteriores adaptaciones en los contratos afectados. De tales modificaciones se excluyen las estaciones de servicio de plena propiedad del operador, así como aquellas estaciones de servicio con contratos de arrendamiento o derechos reales limitados a favor del proveedor en vigor, siempre que la duración de los contratos de suministro en exclusiva no supere la duración de aquellos.

Finalmente la Ley 11/2013 limita el incremento de las instalaciones de suministro de carburantes a aquellos operadores al por mayor que dispongan de cuotas de mercado provinciales medidas en puntos de venta, superiores al 30%.

El precio de los productos derivados del petróleo se encuentra liberalizado, con excepción del GLP, el cual, en ciertos casos, se encuentra sometido a precios máximos de venta al público. El precio del GLP a granel y del GLP embotellado en bombonas de peso inferior a 8 kilos o superior a 20 kilos se encuentra liberalizado.

La comercialización al por menor de GLP envasado puede ser realizada libremente por cualquier persona física o jurídica.

Gas natural

La Ley 12/2007, de 2 de julio, que modifica la Ley 34/1998 del Sector de hidrocarburos y que incorpora al derecho español la Directiva del Parlamento Europeo 2003/55, incorpora medidas para conseguir un mercado plenamente liberalizado. Esta normativa establece la desaparición del sistema de tarifas y crea la figura del suministrador de último recurso, que tiene la obligación de suministrar a consumidores que no disponen de capacidad de negociación suficiente. Además, deberá hacerlo a un precio máximo ("tarifa de último recurso") que será fijado por el Minetur. Las actividades del sector del gas natural se clasifican en: i) actividades reguladas: transporte (que incluye el almacenamiento, la regasificación y el transporte propiamente dicho) y la distribución de gas natural; y ii) actividades no reguladas: la producción, el aprovisionamiento y la comercialización de gas natural. Las primeras están caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente, y están sometidas a unas obligaciones específicas. Por el contrario, las segundas, son actividades no reguladas, y por tanto, no sometidas a la intervención administrativa.

La normativa establece un deber de separación funcional, que implica no solo una separación contable -con el fin de evitar los subsidios cruzados e incrementar la transparencia del cálculo de tarifas, peajes y cánones- y jurídica -por medio de sociedades separadas-, sino el deber de funcionamiento autónomo de las sociedades filiales reguladas respecto del resto de sociedades del grupo en que se integra.

Siguiendo las directrices establecidas por la normativa comunitaria, el suministro de gas natural en España está completamente liberalizado, todos los consumidores españoles son cualificados y pueden elegir libremente proveedor de gas natural desde el 1 de enero de 2003. La construcción, explotación, modificación y cierre de las instalaciones de la red básica y redes de transporte requiere autorización administrativa previa.

El Gestor Técnico del Sistema, Enagás, S.A., es responsable del adecuado funcionamiento y coordinación del sistema gasista. La Ley 12/2007 limita la participación en Enagás, S.A. a un máximo del 5% del capital, el ejercicio de los derechos de voto a un 3% con carácter general, -al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades gasistas- y, en todo caso, la suma de la

participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector del gas no puede superar el 40%.

Mediante el Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, se traspone al ordenamiento jurídico español la Directiva 2009/73/CE del Parlamento y del Consejo, de 13 de julio de 2009, que introduce el concepto de separación patrimonial, entendiendo por tal una situación en la que el propietario de la red es designado gestor de la red y es independiente de cualquier empresa con intereses en la producción y el suministro.

El citado Real Decreto Ley transpone asimismo la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

Existencias mínimas de seguridad

El Real Decreto 1766/2007, por el que se modifica parcialmente el Real Decreto 1716/2004, regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en los sectores del petróleo y del gas natural, la obligación de diversificación del suministro de gas natural y el funcionamiento de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).

La obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en España, excluido el GLP, asciende actualmente a 92 días equivalentes de las ventas correspondientes a los 12 meses anteriores. De estos consumos computables, que deben mantenerse en todo momento, Repsol debe mantener un stock correspondiente a las ventas de 50 días, mientras que el resto, hasta cumplir con la obligación fijada, son mantenidas por la propia CORES en nombre de los diferentes operadores (existencias estratégicas).

El Real Decreto-ley 15/2013, de 13 de diciembre introduce una modificación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, por la que se adecua la normativa nacional a la Directiva 2009/119/CE del Consejo, de 14 de septiembre de 2009. Así, se indica que reglamentariamente se habrán de establecer los procedimientos administrativos y obligaciones necesarias para garantizar de forma permanente un nivel de existencias mínimas de seguridad equivalente, al menos, a la mayor de las cantidades correspondientes, bien a noventa días de importaciones netas diarias medias, bien a sesenta y un días de consumo interno diario medio correspondiente al año de referencia, en petróleo equivalente.

La Legislación española no requiere ningún tratamiento, medida o almacenamiento diferenciado de dichas reservas, computando a dichos efectos como reservas estratégicas cualesquiera productos contabilizados por los operadores en sus inventarios, en el curso ordinario de su actividad.

Regulación del sector eléctrico en España

El proceso de liberalización del sector eléctrico español comenzó en 1997 con la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE) que transpone la Directiva 96/92/EC sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, y por sus disposiciones de desarrollo. La Ley del Sector Eléctrico fue modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, y ahora, recientemente, ha sido modificada por la nueva Ley del Sector Eléctrico, 24/2013, de 26 de diciembre ("Nueva Ley del Sector Eléctrico") que entró en vigor el pasado día 28 de diciembre de 2013.

Aunque la citada Ley contiene importantes novedades, sin embargo, el sistema eléctrico que regula es similar al anterior, ya que la producción y la comercialización siguen siendo actividades liberalizadas, que se desarrollan en competencia, mientras que el transporte, la distribución, y la gestión técnica y económica del sistema se configuran como actividades reguladas. El suministro eléctrico se califica, por su parte, como un servicio de interés económico general.

En particular la actividad de comercialización, se basa, en los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente. La comercialización, como actividad liberalizada, tiene

una retribución pactada libremente entre las partes. El transporte, la distribución, y la gestión técnica y económica del sistema, siguen configurándose como actividades reguladas caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente y están sometidas a unas obligaciones específicas.

En relación con la actividad de generación eléctrica, la Ley elimina la distinción entre régimen ordinario y régimen especial. Todas las unidades de producción eléctrica se regulan de forma conjunta, con ciertas particularidades relativas a las plantas renovables.

El sistema eléctrico no ha sido autosuficiente en los últimos años, generándose un déficit anual, que han tenido que financiar las empresas eléctricas. En este sentido el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, estableció una serie de medidas encaminadas a solucionar el déficit tarifario, creando un fondo de titulización para el déficit de tarifa que podrá disponer de la garantía del Estado, así como la implantación de una bonificación en la tarifa eléctrica para consumidores domésticos que cumplan con determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo, que será financiada por los generadores. Sin embargo, estas medidas que trataban de reducir e incluso eliminar el denominado déficit de tarifa fracasaron, generándose a lo largo de estos años más déficit de tarifa. La Nueva Ley del Sector Eléctrico busca corregir esta situación y aportar la estabilidad regulatoria que la actividad eléctrica necesita, con el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico como línea vertebral.

En España el Operador del Sistema, Red Eléctrica de España, S.A. (REE) tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. La Ley 17/2007 limita con carácter general la participación en REE a un máximo del 3% del capital social o los derechos de voto y al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades en el sector eléctrico. Además, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector eléctrico no puede superar el 40%.

A lo largo de los últimos años se han promulgado por parte del Gobierno diversas normas con el objetivo de modificar y recortar la retribución primada de las instalaciones de producción eléctrica.

Así, ya el Real Decreto Ley 1/2012, de 27 de enero, suprimió los incentivos económicos para las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial y para aquellas de régimen ordinario de tecnologías asimilables a las incluidas en el citado régimen especial.

En virtud de la Nueva Ley del Sector Eléctrico, el Gobierno, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, aprobará un Real Decreto de regulación del régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del citado Real Decreto-Ley. Dicho régimen afectará a las instalaciones de cogeneración del Grupo Repsol, integrantes del extinto régimen especial y régimen ordinario asimilado. El mismo se basará en la necesaria participación en el mercado de estas instalaciones, complementado los ingresos de mercado con una retribución regulada específica que les permita competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado, compensándoles de los costes que, a diferencia de las tecnologías convencionales, éstas no puedan recuperar en el mercado, y asimismo permitiéndoles obtener una rentabilidad adecuada con referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable.

Bolivia

En fecha 7 de febrero de 2009 se promulgó la Nueva Constitución de Bolivia, en la cual entre otros aspectos relativos al sector de hidrocarburos, se establece que los hidrocarburos son propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano por lo que no se podrá inscribir la propiedad de los recursos naturales bolivianos en mercados de valores, ni se podrán utilizar en operaciones financieras de titularización o garantía. Adicionalmente se dispone que YPFB es la única autorizada a realizar las actividades de control y dirección de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización, y no podrá transferir sus derechos u obligaciones en ninguna forma,

pudiendo suscribir contratos de servicios con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, para que dichas empresas, en su nombre y representación, realicen determinadas actividades de la cadena productiva a cambio de una retribución o pago por sus servicios. YPFB podrá conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de las actividades hidrocarburíferas, en las cuales YPFB contará obligatoriamente con una participación accionaria no menor al 51% del total del capital social.

La industria del petróleo y el gas en Bolivia está regulada por la Ley Nº 3.058 de 19 de mayo de 2005 (en adelante "Ley de Hidrocarburos").

En fecha 1 de mayo de 2006 se publicó el Decreto Supremo 28.701 ("Decreto de Nacionalización") que nacionaliza los hidrocarburos del país traspasando la propiedad y el control de los mismos a la sociedad estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Adicionalmente, se nacionalizan las acciones necesarias para que YPFB controle al menos el 50% más un voto en varias empresas entre las que se encuentra Empresa Petrolera Andina, S.A., hoy denominada YPFB Andina, S.A. (YPFB Andina).

Contratos de Operación

Como consecuencia de la Ley de Hidrocarburos y del Decreto de Nacionalización, Repsol E&P Bolivia, S.A. y su filial YPFB Andina, firmaron con YPFB los Contratos de Operación que establecen las condiciones para la exploración y producción de hidrocarburos en Bolivia, que fueron efectivos a partir del 2 de mayo de 2007.

Respecto a los Contratos de Operación, durante los años 2008 y 2009 se emitieron importantes normas reglamentarias que establecieron las condiciones y parámetros para el reconocimiento y aprobación por parte de YPFB de los costes recuperables establecidos en los Contratos de Operación, adecuaron el régimen de liquidación de Regalías y Participaciones al Tesoro General de la Nación y reglamentaron los procesos de licitación, contratación y adquisición de materiales, obras, bienes y/o servicios, por parte de los Titulares de los Contratos de Operación.

Asimismo, en cumplimiento de lo establecido en la Resolución Ministerial No. 101/2009, se presentó el Plan de Desarrollo modificado correspondiente al Contrato de Operación del Área Caipipendi, Campos Margarita y Huacaya, que fue aprobado por YPFB el 8 de marzo de 2010.

En lo que respecta a los Acuerdos de Entrega, mediante la Resolución Ministerial 088/2010 del 25 de marzo de 2010, se estableció que la asignación de los Hidrocarburos Producidos que realice YPFB ha de ser aplicada por campo y mercado, de conformidad a los volúmenes comprometidos en los Acuerdos de Entrega suscritos con YPFB, de acuerdo con la siguiente prioridad de asignación: Gas Natural: (1) Mercado Interno y (2) Mercados de Exportación, de acuerdo con el orden cronológico en el que YPFB suscribió los Contratos de Compraventa de Gas Natural respectivos y para Hidrocarburos Líquidos: (1) Mercado Interno y (2) Mercado de Exportación.

Brasil

Exploración y Producción

La Constitución de la República Federativa Brasileña establece que el Gobierno Federal ostenta el monopolio de la prospección, exploración, desarrollo y producción de petróleo, gas y otros depósitos de hidrocarburos líquidos, así como su refino, importación, exportación y transporte, pudiendo contratar empresas privadas o estatales para ejercer las actividades mencionadas, de acuerdo con las condiciones establecidas en la legislación.

La Ley nº 9.478/97, conocida como la Ley del Petróleo, introdujo el primer modelo contractual para el ejercicio de las actividades de exploración, a través del cual:

- Se confirma el monopolio del Gobierno Brasileño sobre el petróleo y gas natural y se crea: (i) el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), órgano subordinado a la

Presidencia de la República con la atribución de establecer políticas de energía; y (ii) la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), agencia regulatoria independiente que se encuentra bajo el Ministerio de Minas y Energía con la atribución de establecer la regulación para las actividades de upstream y downstream;

- Se establece que la adjudicación de los contratos de concesión deberá ser hecha a través de licitaciones específicas y se establecieron requisitos mínimos para los pliegos de licitación;
- Se establecen los términos y condiciones mínimos para los contratos de concesión para la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos;
- Se prevé el pago por los concesionarios de las siguientes compensaciones: (i) bonos de firma (pago en el momento de la firma de contrato); (ii) royalties (pagos mensualmente en un monto entre 5% y 10% de la producción de petróleo y/o gas natural, dependiendo de los términos del pliego); (iii) participación especial (pago en los casos de gran volumen de producción); (iv) pago por la ocupación o retención de área.

En el régimen de concesión, el Gobierno Federal otorga a los concesionarios el derecho de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en un área determinada durante un plazo definido en el contrato de concesión que, para la fase de exploración, puede durar de tres a ocho años y, para la fase de producción, veinte y siete años contados a partir de la fecha de Declaración de la Comercialidad (pudiendo prorrogarse mediante autorización de la ANP).

Los principales derechos de los concesionarios son: (i) el derecho exclusivo de exploración, desarrollo y producción en el área concedida; (ii) la propiedad sobre los hidrocarburos producidos; (iii) el derecho de comercializar los hidrocarburos producidos y (iv) el derecho de exportar los hidrocarburos, observada la obligación de suministro doméstico en el caso de ser declarado estado de emergencia.

Las principales obligaciones asumidas por los concesionarias en el contrato son: (i) asunción de todos los riesgos y costes relacionados a la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos; (ii) cumplimento de las exigencias relativas al contenido local; (iii) cumplimento de las exigencias relacionadas con la ejecución de trabajos mínimos; y (iv) el pago de participaciones gubernamentales.

En 2010 se introdujo el régimen de reparto de producción de acuerdo con la Ley nº 12.351/10 para las áreas presalinas que no estén ya concedidas bajo el régimen de concesión y en las áreas con potencial estratégico a ser definidas por el poder ejecutivo. Además, la referida Ley establece que:

- La exploración y producción en las áreas bajo este régimen (reparto de producción) podrá ser adjudicada directamente a la sociedad controlada por el Gobierno Federal denominada Petrobras en bases exclusivas, sin la necesidad de un proceso de licitación;
- En caso de existir un proceso de licitación, Petrobras siempre tendrá una participación mínima de 30% en el consorcio vencedor y deberá ser designada como operadora del Bloque;
- Una nueva empresa pública, Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) –, que fue creada por la Ley 12.304 en 2010, deberá gestionar los contratos de reparto de producción, y en principio, ser parte del consorcio que se firme con Petrobras o con otros contratados, pero sin asumir los riesgos ni tampoco las inversiones referentes a exploración, evaluación, desarrollo, producción y desactivación de las instalaciones;
- En caso de descubrimiento, los adjudicatarios de esta modalidad tendrán derecho a recuperar en hidrocarburos los costes soportados durante las fases de exploración, evaluación, desarrollo, producción y desactivación de las instalaciones (denominado

como coste en crudo) así como también dispondrán de la producción final descontado el coste en crudo, los royalties y la participación del Gobierno Federal en la producción (excedente en crudo);

- El vencedor del proceso de licitación bajo este régimen será la compañía o compañías que ofrezcan la mayor parcela de petróleo para el Gobierno Federal;
- Con relación a las compensaciones financieras, el régimen de reparto de producción prevé el pago por los adjudicatarios de esta modalidad de: (i) royalties y (ii) bonus de firma.

Gas Natural

En el año de 2009 fue aprobada la Ley nº 11.909/09, Ley del Gas, que reglamenta algunas actividades en la industria del gas natural, incluyendo su transporte y comercialización (excluyendo la distribución del gas natural canalizado, cuya competencia es exclusiva de los gobiernos de los Estados) manteniendo la competencia de la ANP para reglamentar dichas actividades y otorgar concesiones y autorizaciones, según sea aplicable.

Ecuador

De conformidad con la Constitución de 2008 y la Ley de Hidrocarburos, los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan pertenecen al patrimonio inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado. El Estado en forma directa, a través de Petroecuador, explora y explota los yacimientos. Petroecuador, a su vez, puede asumir esa actividad mediante la celebración de contratos con terceros. También puede constituir compañías de economía mixta con empresas nacionales y extranjeras de reconocida competencia legalmente establecidas en Ecuador.

De conformidad con lo dispuesto en Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y Ley de Régimen Tributario Interno, publicada el 27 de julio de 2010, los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos suscritos bajo distintas modalidades contractuales debían modificarse para adoptar el modelo reformado de contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos contemplado en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos, en los que el contratista se obliga a realizar, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y explotación hidrocarburífera en las áreas señaladas, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos y la tecnología necesarios. Cuando existieren o cuando el prestador de servicios hubiere encontrado hidrocarburos comercialmente explotables, tiene derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado. Esta tarifa, que constituye el ingreso bruto del contratista, se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido.

Repsol Ecuador, S.A. (Sucursal Ecuador), como contratista y operadora del Bloque 16, suscribió un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo) en el Bloque 16 de la región amazónica ecuatoriana. El contrato se registró en el Registro de Hidrocarburos el 23 de diciembre de 2010, y entró en vigencia el 1 de enero de 2011.

Asimismo, el 22 de enero de 2011 se suscribió un contrato modificatorio del contrato de prestación de servicios del Bloque Tivacuno con el Estado ecuatoriano. El contrato se registró en el Registro de Hidrocarburos el 21 de febrero de 2011.

Estados Unidos

Exploración y Producción

Las dos agencias del gobierno responsables de las actividades de exploración y producción *offshore* en Estados Unidos son el *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM) y el *Bureau of Safety and*

Environmental Enforcement (BSEE) (anteriormente conocido como el *Minerals Management Service*, por sus siglas "MMS") del *U.S. Department of the Interior*.

i. La función del BOEM es asegurar el desarrollo de los recursos en el *offshore* de Estados Unidos de manera responsable, tanto económica como medioambientalmente. Entre sus competencias se incluye el *offshore leasing*, la evaluación de recursos, la revisión y administración de la exploración de petróleo y gas así como los planes de desarrollo, el desarrollo de energías renovables, el análisis de la National Environmental Policy Act (NEPA) y de estudios medioambientales.

ii. La función del BSEE es asegurar que las operaciones de extracción de gas y petróleo *offshore* se realicen de manera segura y cuidando el medioambiente, incluyendo dentro de sus competencias los permisos y las inspecciones de las operaciones *offshore*. Tales competencias asimismo incluyen desarrollar y aplicar las regulaciones de seguridad y medioambiente, los permisos para la exploración, desarrollo y producción *offshore*, inspecciones, programas regulatorios *offshore*, actuaciones requeridas en caso de derrame de petróleo, y los nuevos programas de capacitación y de cumplimiento medioambiental.

Respecto a las actividades *onshore* de exploración y producción en Estados Unidos, la industria se rige principalmente por las leyes y regulaciones de cada uno de los Estados. La producción de petróleo y gas se considera una operación minera y, por lo tanto, no puede ser regulada por la ley federal.

Las autoridades federales tienen el derecho exclusivo de controlar las ventas y el transporte del gas y del petróleo en comercio interestatal para su reventa. El derecho de controlar la producción o *gathering* del gas natural, que comprende la extracción y preparación del gas para las primeras fases de distribución, está expresamente reservado a los Estados.

Actualmente, Repsol E&P USA Inc. realiza operaciones en Alaska, Kansas, Oklahoma y Louisiana y, por lo tanto, está sujeta a las leyes de dichos Estados.

Perú

La regulación de los hidrocarburos en Perú tiene en la Constitución Política los fundamentos principales de su marco jurídico. La Constitución establece que el Estado promueve la iniciativa privada, reconociendo el pluralismo económico, debiendo el Estado actuar en un rol subsidiario en cuanto a la actividad empresarial se refiere. Asimismo establece que la actividad empresarial privada o pública recibe el mismo tratamiento legal y que la inversión nacional y la extranjera están sujetas a las mismas condiciones.

Asimismo, la Constitución establece que los recursos naturales son patrimonio del Estado y que por Ley Orgánica se fijan las condiciones de su utilización y otorgamiento a particulares.

Exploración y Producción

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) regula este recurso natural. Para otorgar seguridad jurídica a los inversores, establece que los Contratos que se celebren a su amparo tendrán carácter de Contratos-Ley; por consiguiente, solo podrán ser modificados por acuerdo escrito entre las partes. Para lograr los objetivos antes mencionados, la LOH crea PERUPETRO, empresa Estatal de Derecho Privado, organizada como Sociedad Anónima de acuerdo a la Ley General de Sociedades, a la cual el Estado, en su calidad de propietario de los hidrocarburos ubicados en el territorio de la nación, otorga el derecho de propiedad sobre dichos hidrocarburos, con la finalidad de que PERUPETRO pueda negociar, celebrar y supervisar contratos de exploración y/o explotación, mediante los Contratos de Licencia, de Servicios, y otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas.

Mediante los Contratos de Licencia, el Contratista obtiene la autorización de explorar y explotar hidrocarburos en el área de contrato. El Licenciatario es propietario de los hidrocarburos extraídos y puede comercializarlos libremente. Mediante los Contratos de Servicios, PERUPETRO, otorga al Contratista el derecho a llevar a cabo actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el área de Contrato, por las cuales el Contratista recibe una retribución en función a la producción fiscalizada de hidrocarburos. En este tipo de Contrato, PERUPETRO mantiene la propiedad de los hidrocarburos extraídos y, por lo tanto, es quien puede disponer de ellos libremente para su exportación o su refinación y venta en el mercado nacional.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la LOH, las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que deseen suscribir Contratos de exploración y/o explotación de hidrocarburos, deben ser previamente calificadas por PERUPETRO sobre la base de su capacidad legal, técnica, económica y financiera, para dar cumplimiento a todas sus obligaciones contractuales.

Refino y comercialización de Hidrocarburos

La LOH establece que cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá instalar, operar y mantener refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural y condensados, asfalto natural, grasas, lubricantes y petroquímica, con sujeción a las normas que establezca el Ministerio de Energía y Minas. La LOH no establece los requisitos específicos para cada actividad, por lo cual es necesario remitirse a los Reglamentos de cada una de las actividades en mención.

Si bien la comercialización de los productos derivados de los hidrocarburos se rige por la oferta y demanda, mediante Decreto de Urgencia N° 010-2004 se creó el Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles Derivados del Petróleo ("el Fondo"), como fondo intangible destinado a evitar que la alta volatilidad de los precios del petróleo se traslade a los consumidores del mercado interno. El patrimonio del Fondo está conformado por los aportes y descuentos que los Productores e Importadores efectúen en los precios de cada producto, dependiendo de si los Precios de Paridad de Importación (PPI) se encuentran por encima o por debajo de la Banda de Precios. A través de la Ley N°29552 se determinó la vigencia permanente del Fondo.

Asimismo, la Ley N° 28694 reguló el contenido de azufre en el combustible diésel, estableciendo que a partir del 1 de enero de 2010 queda prohibida la comercialización para el consumo interno de combustible diésel cuyo contenido de azufre sea superior a las 50 partes por millón por volumen, prohibiéndose además la importación de combustible Diésel Nº 1 y Diésel Nº 2 con niveles de concentración de azufre superiores a 2500 ppm. Esta Ley otorgó facultades al Ministerio de Energía y Minas, para establecer, por excepción, las zonas geográficas del interior del país en las que se podrá autorizar la venta de diésel con mayor contenido de azufre.

En el mes de abril de 2012, a través de la Ley N° 29852, se crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE) y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). A través del SISE, se permitirá dotar de infraestructuras para brindar seguridad al sistema energético. El SISE estará constituido por redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas estratégicas por el Estado (infraestructura) y será remunerado mediante un cargo tarifario a la infraestructura de la red nacional de ductos de transporte de productos líquidos de los hidrocarburos, así como al suministro de dichos productos. Por otra parte, el FISE establece un esquema de Compensación Social y de Servicio Universal para los sectores más vulnerables de la población. Este fondo será remunerado por recargos a: i) los usuarios libres de electricidad de los sistemas interconectados; ii) sobre el suministro de los productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos de gas natural, sobre cada venta primaria que efectúen los Productores e Importadores y será trasladado en los precios de los hidrocarburos líquidos; y, iii) en la facturación mensual de los cargos tarifarios de los usuarios del servicio de transporte de gas natural por ductos.

Respecto a la Ley aplicable y jurisdicción en la regulación de los hidrocarburos en general, las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades de

Hidrocarburos, se someterán expresamente a las leyes de la República del Perú y renunciaran a toda reclamación diplomática. En ese sentido, las diferencias que puedan surgir en la ejecución, cumplimiento y, en general, en todo lo relativo a las actividades de hidrocarburos a que se refiere la presente Ley, podrán ser sometidas al Poder Judicial o Arbitraje Nacional o Internacional.

Las principales entidades competentes en materia de hidrocarburos son: el Ministerio de Energía y Minas, encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector y dictar normas complementarias para mantener actualizado los Reglamentos; la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (DGH), que debe velar por el cumplimiento y aplicación de la normativa; el Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), encargado de la fiscalización y sanción a las personas naturales o jurídicas que desarrollan actividades relacionadas con los subsectores de electricidad e hidrocarburos, por el incumplimiento de las obligaciones legales y técnicas emitidas por el MINEM y Perupetro.

El Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) del Ministerio del Ambiente es la institución técnica especializada para asegurar el cumplimiento de las normas, obligaciones e incentivos establecidos en la regulación ambiental.

Venezuela

La Constitución de la República Bolivariana de Venezuela dispone que los yacimientos mineros y de hidrocarburos, cualquiera que sea su naturaleza, existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental, pertenecen a la República, son bienes del dominio público y, por tanto, inalienables e imprescriptibles.

El Estado se reserva, mediante ley orgánica, y por conveniencia nacional, la actividad petrolera y gasífera. Por razones de soberanía económica, política y de estrategia nacional, el Estado conserva la totalidad de las acciones de Petróleos de Venezuela, S.A., o del ente que pueda crearse para el manejo de la industria petrolera.

La Ley Orgánica de Hidrocarburos regula todo lo relativo a la exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte, almacenamiento, comercialización, conservación de los hidrocarburos, así como lo referente a los productos refinados y a las obras que la realización de estas actividades requiera.

Exploración y Producción

Las actividades relativas a la exploración en busca de yacimientos de hidrocarburos, la extracción, recolección, transporte y almacenamiento, están reservadas al Estado, ya directamente por el Ejecutivo Nacional o mediante empresas de su exclusiva propiedad. Igualmente podrá hacerlo mediante empresas donde tenga control de sus decisiones, por mantener una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social, las cuales se denominan empresas mixtas.

La constitución de empresas mixtas y las condiciones que regirán la realización de las actividades primarias, requerirán la aprobación previa de la Asamblea Nacional. La modificación posterior de las condiciones compete también a la Asamblea Nacional. Por tanto, las empresas mixtas se rigen por la Ley y, en cada caso particular, por los términos y condiciones establecidos en el Acuerdo de aprobación de la Asamblea Nacional. Supletoriamente se aplicarán las normas del Código de Comercio y las demás leyes que les fueran aplicables. La duración máxima de las empresas mixtas será de 25 años, prorrogable por un lapso a ser acordado por las partes, no mayor de 15 años.

De los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento, el Estado tiene derecho a una participación de treinta por ciento (30%) como regalía. Todo ello sin perjuicio del pago de los impuestos que procedan.

Las actividades de comercialización de los hidrocarburos naturales, así como la de los productos derivados que mediante Decreto señale el Ejecutivo Nacional, solo podrán ser ejercidas por las

empresas de la exclusiva propiedad del Estado. A tal efecto, las empresas mixtas que desarrollen actividades primarias solo podrán vender los hidrocarburos naturales que produzcan a las empresas de la exclusiva propiedad del Estado.

De conformidad con la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos las siguientes actividades pueden ser ejercidas por el Estado directamente o mediante entes de su propiedad o por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado: (i) las actividades de exploración en busca de yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados y la explotación de tales yacimientos, (ii) la recolección, almacenamiento y utilización tanto del gas natural no asociado proveniente de dicha explotación, como del gas que se produce asociado con el petróleo u otros fósiles, y (iii) el procesamiento, industrialización, transporte, distribución, comercio interior y exterior de dichos gases.

Las actividades a ser realizadas por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado, requerirán licencia o permiso, según el caso, y deberán estar vinculadas con proyectos o destinos determinados, dirigidos al desarrollo nacional.

Una misma persona no puede ejercer ni controlar simultáneamente en una región, dos o más de las actividades de producción, transporte o distribución.

Otras disposiciones

Como hito legislativo importante, se destaca la entrada en vigor el pasado 19 de noviembre de 2013, de la Ley que Autoriza al Presidente de la República para que en Consejo de Ministros dicte Decretos con Rango, Valor y Fuerza de Ley en materia de lucha contra la corrupción y en el ámbito de defensa de la economía. Dicha delegación tendrá un lapso de duración de 12 meses para su ejercicio, contados a partir de la publicación de esta Ley en la referida Gaceta Oficial.

Argentina

Las actividades que el Grupo Repsol realizaba en Argentina a través de su participación en YPF S.A. e YPF Gas S.A. han quedado interrumpidas como consecuencia del proceso expropiatorio del 51% de las acciones que el Grupo Repsol mantenía en ambas sociedades. Tal y como se describe en la Nota 4, en su apartado 4.1 Decreto de Intervención y Ley de expropiación de YPF e YPF Gas, Repsol considera que la expropiación es manifiestamente ilícita.

Por la anterior razón, la descripción del marco normativo se limita a la descripción que en la referida Nota 4, apartado 4.1 se lleva a cabo del marco sobre el que se instrumenta el proceso de expropiación, omitiéndose en este apartado un desarrollo del marco propiamente regulatorio que afecta a las actividades desarrolladas por YPF y sus participadas en Argentina, puesto que, si bien la participación del Grupo Repsol en el capital de YPF y de YPF Gas sujeta al procedimiento de expropiación continúa siendo titularidad del Grupo, como el resto de acciones de las que el Grupo Repsol es titular, el efecto práctico del referido proceso expropiatorio ha sido la privación a Repsol de la gestión efectiva de tales sociedades.

Otros países

En el resto de países donde Repsol lleva a cabo sus actividades, las mismas están sujetas a una amplia variedad de legislaciones y marcos regulatorios que cubren todos los aspectos de las actividades llevadas a cabo, incluyendo, entre otros, temas como la ocupación de terrenos, ritmos de producción, regalías, fijación de precios, protección medioambiental, tasas de exportación, tipos de cambio, etc. Los términos de las concesiones, licencias, permisos y contratos que rigen los intereses del Grupo varían de un país a otro. Estas concesiones, licencias, permisos y contratos generalmente son concedidos o realizados conjuntamente con entidades gubernamentales o compañías estatales, y en algunas ocasiones son realizados conjuntamente con entes del sector privado.

ANEXO IV. Detalle de las participaciones y/o cargos de los Administradores y sus personas vinculadas en Sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Repsol, S.A.

D. Antonio Brufau Niubó

Cargos: Vicepresidente del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A.

Participaciones: Gas Natural SDG, S.A.: 81.139 acciones

Participaciones personas vinculadas: Gas Natural SDG, S.A.: 1.086 acciones

D. Isidro Fainé Casas

Participaciones: Gas Natural SDG, S.A.: 113.655 acciones

D. Manuel Manrique Cecilia

Cargos: Consejero de Valoriza Gestión, S.A.

D. José Manuel Loureda Mantiñán

Cargos: Presidente de Valoriza Gestión, S.A.

D. Juan María Nin Génova

Cargos: Consejero de Gas Natural SDG, S.A.

Participaciones: Gas Natural SDG, S.A.: 156 acciones

Pemex Internacional España, S.A.

La entidad matriz de Pemex Internacional España, S.A., Petróleos Mexicanos, es una entidad con personalidad jurídica y patrimonio propios que tiene por objeto ejercer la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera estatal mexicana en los términos previstos en la propia legislación mexicana.

Su representante en el Consejo de Administración, D. Arturo F. Henríquez Autrey, ostenta el cargo de Presidente y Director General de Pemex Procurement International Inc.

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla

Cargos: Consejero de Gas Natural SDG, S.A.

Participaciones: Gas Natural SDG, S.A.: 18.156 acciones

Participaciones personas vinculadas: Gas Natural SDG, S.A.: 998 acciones
Iberdrola, S.A.: 383 acciones

INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO 2013

REPSOL S.A. y Sociedades participadas que configuran el Grupo REPSOL

ÍNDICE

1. PRINCIPALES ACONTECIMIENTOS DEL PERIODO **4**

2. NUESTRA COMPAÑÍA **7**

2.1) VISIÓN Y VALORES 7

2.2) MODELO DE NEGOCIO 7

2.3) MERCADOS EN LOS QUE OPERAMOS 10

2.4) GOBIERNO CORPORATIVO 12

2.5) NUESTRA ESTRATEGIA 14

2.6) GESTIÓN DEL RIESGO 18

3. ENTORNO MACROECONÓMICO **28**

4. RESULTADOS, SITUACIÓN FINANCIERA Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS **32**

5. EL DESEMPEÑO DE NUESTROS NEGOCIOS **42**

5.1) UPSTREAM 42

5.2) DOWNSTREAM 57

5.3) GAS NATURAL LICUADO (GNL) 69

5.5) GAS NATURAL FENOSA 73

6. OTRAS FORMAS DE CREAR VALOR **76**

6.1) PERSONAS 76

6.2) SEGURIDAD Y GESTIÓN MEDIOAMBIENTAL 84

6.3) FISCALIDAD 89

6.4) I+D+i 92

6.5) SOCIEDAD 93

7. PERSPECTIVAS Y EVOLUCIÓN PREVISIBLE **96**

7.1) PERSPECTIVAS DEL ENTORNO MACROECONÓMICO 96

7.2) PERSPECTIVAS DEL SECTOR ENERGÉTICO 97

7.3) EVOLUCIÓN PREVISIBLE DE NUESTROS NEGOCIOS 98

ANEXO I: RECONCILIACIÓN RESULTADOS AJUSTADOS CON RESULTADOS NIIF ADOPTADOS POR LA UNIÓN EUROPEA **99**

ANEXO II: TABLA DE CONVERSIONES Y GLOSARIO DE TÉRMINOS **100**

ANEXO III: INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO **101**

1. PRINCIPALES ACONTECIMIENTOS DEL PERIODO

En 2013 el resultado neto ajustado [1] recurrente a CCS, es decir, el resultado neto del ejercicio sin incluir los resultados atípicos y considerando los costes de crudos y productos a valor de reposición, ha ascendido a 1.823 millones de euros, un 6,7% inferior al de 2012. La nueva producción derivada de los proyectos clave del *Upstream* y los mayores márgenes y volúmenes del negocio de GNL han contribuido a compensar el menor resultado por las paradas de producción en Libia y los menores márgenes de Refino y Química, en un entorno macroeconómico complejo, caracterizado por la ralentización del ritmo de crecimiento mundial, asociado a la desaceleración de las economías emergentes.

En los negocios *Upstream*, la producción neta de 2013 ha sido de 346 kbep/d, un 4% superior a la de 2012. Se han puesto en marcha tres de los proyectos estratégicos de crecimiento: Sapinhoá, en el bloque BM-S-9 de Brasil, que inició su producción en enero, alcanzando durante el año los 30.000 barriles de petróleo de producción total al día; Syskonsininskoye (SK), en Rusia, cuya producción de gas, iniciada en febrero, alcanzó 1,7 millones de metros cúbicos al día al final del ejercicio, y la Fase II de Margarita-Huacaya, en Bolivia, que permite incrementar la producción de gas a 15 millones de metros cúbicos al día. Estos proyectos se unen a los ya iniciados el año anterior en España (Lubina y Montanazo), Estados Unidos (Mississippian Lime), Rusia (AROG) y Bolivia (Fase I de Margarita). El resto de los proyectos estratégicos han continuado su desarrollo, destacando en el año la obtención de la declaración de comercialidad del campo Carioca, en el bloque Santos-9 de Brasil. La producción aportada por los proyectos de crecimiento, unida al mejor comportamiento de los campos de Trinidad y Tobago, ha permitido incrementar la producción en 2013, pese a la interrupción de las operaciones en Libia, durante más de tres meses, por los conflictos y problemas de seguridad existentes en el país.

La tasa de reemplazo de reservas probadas en 2013 ha sido del 275%, lo que supone la tasa de reemplazo orgánica más alta de la historia de Repsol. Al final del ejercicio la cifra de reservas probadas ascendía a un total de 1.515 Mbep.

Además, se ha mantenido el esfuerzo inversor en exploración, consolidando la tendencia de éxitos iniciada en 2005. Ocho de los sondeos han resultado positivos, destacando los realizados en Brasil (BM-S-50), Alaska (North Slope), Argelia (SE Illizi) y Rusia (Karabahsky-2). Para asegurar a largo plazo esta actividad, durante 2013 se han incorporado al dominio minero de Repsol 65 bloques exploratorios, con una superficie total de 64.183 km^2 (37.194 km^2 neto Repsol), fundamentalmente en Estados Unidos (44 bloques) y Noruega (6 bloques).

En cuanto al *Downstream*, Repsol ha vuelto a demostrar la buena calidad de sus activos, más aun después de la puesta en marcha de los grandes proyectos de refino en Cartagena y Petronor, al obtener un Ebitda de 863 millones de euros, ocupando posiciones de liderazgo entre sus competidores europeos en términos de margen integrado de Refino y Marketing. Todo ello, en un entorno caracterizado por la continuada caída de la demanda en Europa, y en España en particular, que ha presionado a la baja los márgenes de refino y química y las ventas en los negocios comerciales.

La aportación a los resultados de Gas Natural Fenosa ha estado en línea con el año anterior. Los menores resultados del negocio eléctrico en España, afectado por la mayor fiscalidad y la nueva regulación, se compensan con mayores márgenes de comercialización mayorista de gas y mejores resultados en Latinoamérica.

El mencionado resultado neto recurrente a CCS se ha traducido, finalmente, en un resultado neto de 195 millones de euros, al verse impactado por el efecto, en su conjunto negativo, de determinadas operaciones singulares y de carácter extraordinario, de las provisiones realizadas y del efecto de la valoración a coste medio (MIFO) de crudos y productos, en lugar de a coste de reposición (CCS).

En grandes cifras, la reducción de 1.628 millones de euros, entre el resultado neto recurrente a CCS (1.823 millones de euros) y el resultado neto (195 millones de euros), se justifica como sigue:

- Ajuste valorativo negativo de 1.279 millones de euros, atendiendo al principio de acuerdo de compensación por la expropiación del 51% de YPF.

[1] Los resultados y otras medidas, magnitudes o indicadores de resultado identificadas como "ajustadas" se han preparado considerando que las magnitudes relacionadas con los activos y negocios de GNL objeto de venta (ver apartado 5.3) forman parte de los resultados de operaciones continuadas. En el ANEXO I de este documento se desglosa la reconciliación a NIIF-UE de la cuenta de resultados ajustada explicada en este apartado.

- Efecto negativo de 187 millones de euros, asociado a la valoración a coste medio (MIFO) de crudo y productos, en lugar de a coste de reposición (CCS).

- Ajuste negativo de 162 millones de euros, por otras provisiones y atípicos, que incluye el efecto neto positivo de la venta de gran parte del negocio de Gas Natural Licuado (GNL) y el negativo de otras provisiones y saneamientos, las más relevantes en el negocio químico.

En lo que se refiere a la participación expropiada de YPF, finalmente, tras las negociaciones mantenidas desde el mes de noviembre con el Gobierno argentino, a la fecha de formulación de los estados financieros consolidados se ha alcanzado un acuerdo que reconoce a Repsol el derecho a recibir una compensación de 5.000 millones de dólares, acuerdo que deberá ser ratificado por la Junta General de Accionistas de Repsol y por el Congreso Argentino. Al cierre del ejercicio 2013, a la vista del proceso negociador en curso, se han revaluado las acciones expropiadas de YPF, S.A. e YPF Gas, S.A. para ajustar su valor al importe recuperable esperado, lo que ha supuesto el reconocimiento de una pérdida neta de 1.279 millones de euros.

El efecto de la valoración de crudos y productos viene determinado por la diferencia entre el criterio de valoración comúnmente utilizado para la gestión en la industria (CCS: coste de reposición) y el criterio aceptado en la normativa contable europea (MIFO: coste medio). Como consecuencia de la evolución de los precios de crudos y productos durante 2013, se ha producido un impacto negativo en el resultado neto del ejercicio de 187 millones de euros.

En cuanto a los activos de GNL, en febrero de 2013 se firmó un acuerdo de venta con Shell que incluía participaciones en plantas de licuefacción (Atlantic LNG y Peru LNG) y activos de comercialización y transporte. El 31 de diciembre de 2013 se materializó la primera fase de esa venta, con la transmisión de las participaciones en las plantas de licuefacción y el 1 de enero de 2014 se completó la transacción con la transmisión del resto de los activos vendidos (comercialización y transporte). Por otro lado, en octubre, se vendió a BP la participación en Bahía Bizkaia Electricidad (BBE). Estas operaciones han aportado a Repsol unos ingresos en el entorno de 4.300 millones de dólares y una plusvalía neta de 1.263 millones de euros en 2013 y de 328 millones de euros en enero de 2014. Como consecuencia de estas ventas, y aplicando criterios de máxima prudencia financiera, Repsol ha ajustado en sus libros el valor de los activos de GNL remanentes, registrando una provisión total después de impuestos de 1.105 millones de euros.

Al cierre del ejercicio, la deuda neta asciende a 9.655 millones de euros, lo que supone un descenso respecto a 2012 del 20,3%. Asimismo, Repsol cuenta con un alto nivel de recursos disponibles, que cubren el 73% de su deuda bruta.

En el ámbito corporativo destaca la venta de autocartera (5%), que ha permitido incorporar al accionariado a Temasek, una las compañías de inversión más prestigiosas a nivel mundial, y la recompra voluntaria de las participaciones preferentes del Grupo. Además, han sido múltiples los reconocimientos obtenidos en materia de responsabilidad social corporativa y compromiso con la sociedad y se han ocupado posiciones de liderazgo en las instituciones y organismos en las que participamos.

La acción de Repsol se ha revalorizado un 19,5% en 2013, por encima de nuestros pares europeos (10,4%), lo que ha permitido recuperar parte del terreno perdido en 2012 debido a la expropiación del 51% de YPF. La retribución a nuestros accionistas en 2013 ha seguido siendo competitiva, alcanzando un dividend yield del 6%. A través del Programa de Dividendo Flexible, acogido de forma exitosa, Repsol sigue dando la opción a sus accionistas de percibir su remuneración, total o parcialmente, en acciones de nueva emisión o en efectivo. En la fecha de formulación de las Cuentas Anuales, el Consejo de Administración propondrá a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas una nueva ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos, en el marco del programa “Repsol Dividendo Flexible”, equivalente a una retribución al accionista de unos 0,50 euros por acción.

Por último, Repsol mantiene su compromiso con la sociedad y sus empleados, invirtiendo más de 20 millones de euros en formación, lo que supone una media de 40 horas por empleado, reduciendo el Índice de Frecuencia de Accidentes (0,59 en 2013) y evitando la emisión de 353.000 toneladas de CO_2 equivalentes a la atmósfera.

Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas [1]	2013	2012
Resultados		
EBITDA* [2]	6.230	6.956
Resultado de explotación*	3.343	4.286
Resultado neto recurrente CCS	1.823	1.954
Resultado neto	195	2.060
ROACE (%)[2]	6,5	7,8
Situación Financiera		
Deuda financiera neta	9.655	12.120
EBITDA / Deuda financiera (%)	64,5	57,4
Retribución a nuestros accionistas		
Retribución al accionista (€)	0,96	1,12

El desempeño de nuestros negocios [1]	2013	2012
Upstream		
Reservas probadas (Mbep)	1.515	1.294
Ratio de reemplazo de reservas probadas (%)	275	204
Producción neta de hidrocarburos día (kbep/d)	346	332
Resultado de explotación	1.757	2.208
Inversiones	2.317	2.423
Downstream		
Capacidad de refino (kbbl/d)	998	998
Índice de conversión en España (%)	63	63
Indicador de margen de refino España ($/Bbl)	3,3	5,3
Nº de EESS (controladas + abanderadas)	4.604	4.549
Ventas de productos petrolíferos (kt)	43.177	42.744
Ventas GLP (kt)	2.464	2.537
Ventas de productos petroquímicos (kt)	2.337	2.308
EBITDA	863	1.533
Resultado de explotación CCS	326	1.012
Resultado de Explotación	42	1.013
Inversiones	656	666
GNL		
GNL comercializado en Norteamérica (TBtu)	184	219
Resultado de Explotación*	959	535
Gas Natural		
Resultado de explotación [3]	889	920
Inversiones [3]	444	432

Otras formas de crear valor	2013	2012
Personas		
Plantilla consolidada a 31 de diciembre	30.296	29.985
Nuevos empleados	1.062	1.222
Tasa de rotación total de la plantilla (%)	5	7
Horas de formación por empleado	40	42
Seguridad y Gestión Medioambiental		
Índice Frecuencia de accidentes con baja integrado	0,59	0,91
Emisiones directas CO_2 (millones de t)	13,41	13,24
Reducción emisiones anual (millones de t)	0,353	0,443
Nº de derrames	14	29

* Magnitudes ajustadas de acuerdo a lo descrito en el apartado *4. Resultados, situación financiera y retribución al accionista.*
[1] Donde corresponda, expresado en millones de euros.
[2] Ver definición de estos ratios en el epígrafe "*Resultados*" del apartado 4 del documento.
[3] Magnitudes correspondientes a la participación del 30% en Gas Natural Fenosa.

2. NUESTRA COMPAÑÍA

2.1) VISIÓN Y VALORES

Queremos ser una empresa global que busca el bienestar de las personas y se anticipa en la construcción de un futuro mejor a través del desarrollo de energías inteligentes. En Repsol, con esfuerzo, talento e ilusión, avanzamos para ofrecer las mejores soluciones energéticas a la sociedad y al planeta. Esta visión se debe concretar aplicando los valores fundamentales de la compañía:

- *Integridad*

  Cuidamos el bienestar de las personas**,** la compañía y el entorno en el que operamos y actuamos conforme a los compromisos que adquirimos.

- *Responsabilidad*

  Alcanzamos nuestros retos teniendo en cuenta el impacto global de nuestras decisiones y actuaciones, en las personas, el entorno y el planeta.

- *Flexibilidad*

  Nuestra escucha activa permite la consecución de nuestros retos de forma equilibrada y sostenida.

- *Transparencia*

  Trabajamos bajo la máxima de que todas nuestras actuaciones puedan ser reportadas de manera veraz, clara y contrastable, y entendemos la información como un activo de la compañía que compartimos para generar valor.

- *Innovación*

  Creemos que la clave de nuestra competitividad y evolución reside en nuestra capacidad para generar ideas y llevarlas a la práctica, en un entorno de colaboración y aprendizaje colectivo continuo.

2.2) MODELO DE NEGOCIO

Repsol es una compañía energética integrada con amplia experiencia en el sector, que desarrolla actividades en más de 40 países en todo el mundo. Las actividades del grupo Repsol se desarrollan en cuatro áreas de negocio:

- *Upstream*, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos;

- *GNL*, correspondiente a las operaciones de la fase midstream (licuefacción, transporte y regasificación) del gas natural y a la comercialización de gas natural y gas natural licuado; y

- *Downstream*, correspondiente a las actividades de refino y comercialización de productos petrolíferos, productos químicos y gases licuados del petróleo.

- Por último, *Gas Natural Fenosa*, corresponde a la participación de Repsol en el grupo Gas Natural Fenosa, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

Upstream

Exploración			→ Desarrollo		→ Producción	
Nuevas áreas	Exploración	Evaluación	On-shore	Off-shore	Gas	Crudo
Adquisición de dominio minero	Trabajos de geología, geofísica y perforación de sondeos exploratorios	Definición de los recursos descubiertos y determinación de su comercialidad	Perforación de pozos de desarrollo e instalaciones para la puesta en producción de las reservas		Explotación comercial de hidrocarburos	

Dominio minero no desarrollado neto a 31 de diciembre:	Sondeos de exploración en 2013:	Reservas probadas totales:	Pozos de desarrollo perforados en 2013:	Pozos productivos activos a 31 de diciembre:	Producción neta de hidrocarburos día:
223.363 Km²	**23** finalizados **4** en curso	**1.515** Mbep Ratio de reemplazo **275** (%):	**576** brutos	**2.800** brutos	**346** kbep/d

Downstream

Almacenamiento y transporte	→ Actividad industrial		→ Comercialización		
Crudo	Productos petrolíferos	Química	GLP	Química	Marketing
Trading y transporte de crudo y productos a las refinerías para su procesamiento	Refino y transformación del crudo en productos petrolíferos	Elaboración de una amplia variedad de productos petroquímicos	Procesamiento y distribución de GLP	Distribución y comercialización de los productos petroquímicos producidos	Distribución y comercialización de productos petrolíferos obtenidos

Crudo procesado en 2013:	Capacidad de refino:	Capacidad Petroquímica Bruta (Básica + Derivada)	Ventas de GLP:	Ventas de productos petroquímicos:	Ventas de productos petrolíferos:
38,1 millones de t	**998** kbbl/d	**5.299** kt	**2.464** kt	**2.337** kt	**43.177** kt Número de estaciones de servicio: **4.604**

1 Magnitudes correspondientes a GNF (100%).

2 Incluye las magnitudes correspondientes al segmento *Latinoamérica*.

3 En diciembre de 2013 y enero de 2014 culminó el proceso de venta de parte de los activos y negocios del segmento GNL, véase Nota 5.3 de este documento y las Notas 31 *Desinversiones*, 37 *Hechos Posteriores* y 29 *Información por segmentos* de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013.

2.3) MERCADOS EN LOS QUE OPERAMOS

UPSTREAM

Participamos en 730 bloques[1] de Exploración y Producción de petróleo y gas en 31 países, directamente o a través de nuestras empresas participadas.

Se han realizado más de 30 descubrimientos en los últimos 6 años, entre los que se incluyen seis de los mayores hallazgos a nivel mundial en su año según IHS.

La producción de hidrocarburos de Repsol se cifró en 346 kbep al día en 2013, lo que supone un aumento del 4,2% respecto a 2012.

Al cierre de 2013 las reservas probadas de Repsol ascendían a 1.515 Mbep, de los cuales 422 Mbep (27,8%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 1.093 Mbep, a gas natural.

[1] Dichos bloques no incluyen los activos correspondientes a proyectos de recursos no convencionales en los que el Grupo participa.

Refinerías de Repsol en España

DOWNSTREAM

Capacidad de REFINO	Destilación primaria (kbbl/d)	Índice de conversión (%)
España		
Cartagena	220	76
A Coruña	120	66
Puertollano	150	66
Tarragona	186	44
Bilbao	220	63
Perú		
La Pampilla	102	24

Estaciones de servicio	Total
España	3.615
Portugal	433
Perú	354
Italia	202

REPSOL 3.138
Campsa 163
Petronor 290
Petrocat 21
OTROS 3

Volumen de ventas GLP *(Miles de toneladas)*	2013	2012
España	1.281	1.271
Resto Europa	131	143
Perú	665	622
Ecuador	386	374
Resto Latinoamérica	-	127

Magnitudes QUÍMICA *(Miles de toneladas)*	2013	2012
Capacidad petroquímica		
Básica	2.808	2.808
Derivada	2.491	2.942

2.4) GOBIERNO CORPORATIVO

ESTRUCTURA Y ÓRGANOS DE GOBIERNO

La Junta General de Accionistas es el órgano social soberano a través del cual los accionistas intervienen en la toma de decisiones esenciales de la compañía, correspondiendo al Consejo de Administración el gobierno, la dirección y la administración de los intereses y negocios de la compañía en todo cuanto no esté reservado a la competencia de la Junta General.

Para garantizar una mayor eficacia y transparencia en el cumplimiento de sus funciones el Consejo de Administración ha constituido en su seno comisiones con facultades ejecutivas y consultivas: la Comisión Delegada, con carácter de órgano delegado del Consejo; la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa, estas tres últimas como comisiones especializadas y con funciones de supervisión, información, asesoramiento y elaboración de propuestas.

Por regla general, el Consejo de Administración confía la gestión de los negocios ordinarios al Comité de Dirección y al equipo directivo, concentrando su actividad en la función general de supervisión y en la consideración de aquellos asuntos de especial trascendencia para la compañía.

NOTA: Véase el Informe Anual de Gobierno Corporativo para más información sobre la Junta General, el Consejo de Administración y sus comisiones.

(1) La Comisión Delegada tiene delegadas permanentemente todas las facultades del Consejo de Administración excepto las legalmente indelegables y las configuradas como indelegables por los Estatutos Sociales o el Reglamento del Consejo de Administración.

(2) La Comisión de Auditoría y Control tiene la función de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de sus controles ejecutivos, la supervisión de los sistemas de registro y control de las reservas de hidrocarburos de la Compañía, de la Auditoría Interna, y de la independencia del auditor externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Compañía. Esta Comisión es competente para formular la propuesta de acuerdo al Consejo de Administración sobre designación de los auditores de cuentas externos, prórroga de su nombramiento y cese y sobre los términos de su contratación. Asimismo informará, a través de su Presidente, en la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materia de su competencia. Entre sus funciones también se encuentran la de conocer y orientar la política, los objetivos y las directrices de la Compañía en el ámbito medioambiental y de seguridad.

(3) La Comisión de Nombramientos y Retribuciones tiene funciones de propuesta e informe al Consejo de Administración sobre la selección, nombramiento, reelección y cese de Consejeros, Consejero Delegado, Presidente, Vicepresidente, Secretario, Vicesecretario y Consejeros que hayan de formar parte de las Comisiones del Consejo; propuesta sobre la política de retribución del Consejo, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, sobre la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos; informe sobre el nombramiento de Altos Directivos de la Compañía, así como sobre su política general de retribuciones e incentivos; informe sobre el cumplimiento por los Consejeros de los principios de Gobierno Corporativo o de las obligaciones contenidas en los Estatutos o en el Reglamento del Consejo; y, en general, propuestas e informe sobre cualesquiera otros asuntos relacionados con los anteriores que fueran solicitados por el Presidente o por el Consejo de Administración.

(4) A la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa le corresponden funciones de informe sobre las principales magnitudes, hitos y revisiones del Plan Estratégico; decisiones estratégicas de relevancia para el Grupo Repsol; e inversiones o desinversiones en activos que, por razón de su cuantía o carácter estratégico, considere el Presidente Ejecutivo que deban ser objeto de revisión previa por la Comisión. Asimismo, le corresponde conocer y orientar la política, objetivos y directrices del Grupo Repsol en materia de Responsabilidad Social Corporativa e informar al Consejo de Administración sobre la misma; revisar e informar, con carácter previo a su presentación al Consejo de Administración, el Informe de Responsabilidad Corporativa del Grupo Repsol; y, en general, cualesquiera otras funciones relacionadas con las materias de su competencia y que le sean solicitadas por el Consejo de Administración o su Presidente.

La composición del Consejo de Administración y sus comisiones es:

NOTA: Información actualizada en relación a los CV de los componentes del Consejo de Administración puede encontrarse en www.repsol.es/es_es/corporacion/accionistas-inversores/gobierno-corporativo/consejo-de-administracion/

(1) Presidente de la Comisión Delegada.
(2) Vocal de la Comisión Delegada.
(3) Consejero Ejecutivo.
(4) Consejero Externo Independiente.
(5) Consejero Externo Dominical propuesto por Caixabank, S.A.
(6) Consejero Externo Dominical propuesto por Sacyr, S.A.
(7) Consejero Externo Dominical propuesto por Petróleos Mexicanos.
(8) Consejero Externo Dominical propuesto por Temasek.
(9) Presidente de la Comisión de Auditoría y Control.
(10) Vocal de la Comisión de Auditoría y Control.
(11) Presidente de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.
(12) Vocal de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.
(13) Presidente de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.
(14) Vocal de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.
(15) Consejero Independiente Coordinador.
(16) Porcentaje sobre el capital social a 31 de diciembre de 2013. Datos correspondientes a la última información facilitada por la Compañía de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Compañía y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

La composición del Comité de Dirección a 31 de diciembre de 2013 es la siguiente:

NOTA: D.G: Dirección General. Información actualizada de los CV de los miembros del Comité de Dirección se encuentra disponible en www.repsol.com

2.5) NUESTRA ESTRATEGIA

En Repsol hemos consolidado en los últimos años una estrategia de crecimiento que nos ha permitido desarrollar nuevas y atractivas áreas de negocio, diversificar nuestra cartera de activos e incorporar proyectos clave que hoy respaldan nuestro posicionamiento en el sector energético global.

Fruto de este esfuerzo continuado son los grandes descubrimientos exploratorios realizados en los últimos años, la inversión en los proyectos de mejora de las refinerías de Cartagena y Petronor, así como la joint venture de Repsol Sinopec Brasil.

En el Plan Estratégico 2012-2016 (en adelante "PE 12-16") apostamos por el crecimiento como fuerza impulsora para afrontar el futuro de nuestra Compañía.

Nuestro Plan Estratégico se fundamenta sobre cuatro pilares:

1. **Crecimiento en *Upstream***: con foco en la exploración y con objetivos retadores de crecimiento de producción y reservas.
2. **Maximización del retorno de las inversiones en *Downstream***: a través de la excelencia operacional tras la puesta en marcha de los proyectos de mejora de Cartagena y Petronor.

3. **Solidez financiera**: Plan estratégico autofinanciado y que permita mantener la calificación crediticia de la compañía.
4. **Retribución a los accionistas**: aportando una retribución competitiva en relación con el sector.

Uno de los elementos fundamentales de la estrategia de Repsol es el desarrollo integrado de sus negocios de *Upstream* y *Downstream.* Esta integración se traduce en evidentes ventajas y sinergias corporativas y de portafolio:

- Proporciona a Repsol una escala suficiente para abordar su estrategia de crecimiento, más aún ante escenarios de creciente tamaño y riesgo de los grandes proyectos del sector.
- Contribuye a una mayor estabilidad de resultados, favoreciendo el cumplimiento de los objetivos de retribución al accionista y de estabilidad financiera.
- Asegura una mayor diversificación de riesgos, dados los perfiles de riesgo específicos de los negocios de Upstream y Downstream.
- Proporciona a Repsol autofinanciación para acometer su plan estratégico y su programa de inversiones, teniendo en cuenta los distintos ciclos de inversión y de generación de caja de los negocios de Upstream y Downstream
- Permite a Repsol acceder a un mayor portafolio de oportunidades de inversión, pudiendo seleccionar en cada momento las más atractivas, optimizando la asignación de capital entre negocios.

Existen, además, numerosas ventajas y sinergias operativas derivadas de la integración de los negocios de *Upstream* y *Downstream,* entre las que cabe destacar:

- Sinergias comerciales y técnicas, basadas en la creciente convergencia operativa, de capacidades técnicas y sinergias comerciales entre los proyectos de Upstream y Downstream.
- Posibilidad de compartir recursos técnicos, maximizar la utilización de las capacidades de los recursos humanos y favorecer la captura del talento técnico y el trasvase de profesionales entre ambos negocios.
- Oportunidades de desarrollo donde se valore la presencia conjunta y el conocimiento en ambos negocios.
- Importantes ahorros de costes en funciones corporativas y de soporte, que optimizan sus gastos dando servicio conjunto a Upstream y Downstream.

1. *Upstream*, motor de crecimiento

Las actividades de exploración y producción (*Upstream*) constituyen nuestro motor de crecimiento. Nuestra apuesta por la innovación ha sido el factor clave para consolidarnos como una Compañía de gran éxito exploratorio.

Desde 2008, hemos realizado más de 30 descubrimientos, entre los que se incluyen seis de los mayores hallazgos a nivel mundial en su año, según IHS.

La inversión estimada para el periodo del plan en el negocio de *Upstream* es de aproximadamente 2.900 millones de euros de media anual, suponiendo un crecimiento de más del 20% respecto a la realizada en años anteriores. Esta inversión representa cerca del 77% del total de las inversiones previstas para el Grupo.

Para llevar a cabo el crecimiento comprometido hemos puesto foco en 10 proyectos clave de crecimiento localizados en Brasil, Estados Unidos, Rusia, España, Venezuela, Perú, Bolivia y Argelia. Los 10 grandes proyectos suponen una inversión total acumulada de 6.700 millones de euros.

Cinco de ellos (Mid Continent, Margarita, Sapinhoa, Lubina-Montanazo y Rusia) ya se encuentran en producción, contribuyendo a los objetivos de incremento de producción. Y, adicionalmente, Carabobo tuvo su primera producción temprana a finales de 2012.

Además de estos proyectos clave, se proseguirá con la delineación de los recursos contingentes ya descubiertos, destacando Estados Unidos (Alaska y Golfo de México), Brasil, Perú, Libia y Rusia. La inversión exploratoria en el periodo del PE 12-16 supondrá una inversión anual media en torno a los 1.000 millones de dólares.

Dicha inversión nos llevará a perforar de 25 a 30 pozos exploratorios anuales.

La intensa actividad en el área de exploración y desarrollo permitirá alcanzar el objetivo para el periodo del plan de más de un 7% de crecimiento anual de la producción, un ratio de reemplazo de reservas promedio superior al 120% y una incorporación de recursos contingentes promedio anual de unos 300/350 millones de barriles equivalentes.

2. *Downstream*, excelencia operativa y optimización del margen

El área del *Downstream*, una vez finalizado con éxito el periodo de inversiones en sus activos, vuelve a convertirse en un generador de caja neta.

En 2012 ya estaban en marcha las ampliaciones de Cartagena y Petronor, que han incrementado la capacidad de conversión y la eficiencia operativa del sistema de refino de Repsol.

Se espera que estas ampliaciones generen una mejora del margen de refino por barril procesado en el conjunto de refinerías de Repsol en España de entre 2-3 dólares, mejorando la eficiencia de nuestros activos.

Las inversiones promedio previstas para el periodo del plan alcanzan los 750 millones de euros anuales, y son fundamentalmente de mantenimiento de instalaciones industriales y comerciales y de mejoras de eficiencia energética y operativa, suponiendo una reducción del 60% sobre la inversión anual promedio del periodo 2008-2011.

3. Un plan autofinanciado

El tercer pilar de nuestro plan estratégico es la solidez financiera, que se concreta en un firme compromiso para mantener la calificación crediticia, disponer de una alta liquidez y realizar desinversiones selectivas en el periodo, desarrollando un plan inversor autofinanciado.

En marzo de 2013 se llevó a cabo la venta de autocartera de Repsol correspondiente al 5% del capital social a Temasek, fondo de inversión de Singapur.

En junio de 2013 se dio respuesta a los tenedores de acciones preferentes, asegurando su valor y liquidez en el mercado mediante su recompra en efectivo con una aceptación del 97% del valor total y la emisión de obligaciones de Repsol.

Adicionalmente, en la línea de maximizar la caja generada, se lleva a cabo un proceso de optimización continua del capital circulante del Grupo.

La venta de activos de GNL a Shell en 2013, así como otras desinversiones ya realizadas en algunos negocios bajo la dinámica habitual de gestión de nuestra cartera de activos, nos ha permitido cumplir ya en 2013 el objetivo de desinversiones planteado en el horizonte del plan estratégico (entre 4.000 y 4.500 millones de euros).

Todo esto ha supuesto una mejora de los ratios financieros, permitiéndonos mantener el *investment grade* (nivel mínimo aceptable de calificación crediticia) e incrementándose la confianza de los inversores a nivel internacional.

4. Retribución competitiva a los accionistas

El último de los pilares estratégicos es el establecimiento de una retribución competitiva a los accionistas.

Nuestra solidez financiera nos permite ofrecer al accionista una retribución competitiva, continuando así con una política de creación de valor para los accionistas a través del reparto de dividendos, apoyado por el Programa de Retribución Flexible, con un pay out (Retribución al Accionista/Beneficio neto) esperado entre el 40 y el 55%.

2.6) GESTIÓN DEL RIESGO

2.6.1. MODELO DE GESTIÓN DEL RIESGO

El Grupo Repsol desarrolla actividades en numerosos países, bajo múltiples marcos regulatorios y en todas las fases de la cadena de valor del negocio del petróleo y del gas.

Por ello, las operaciones y los resultados de la Compañía están sujetos a riesgos de largo plazo (estratégicos), de corto y medio plazo (operacionales) y financieros. Cualquiera de estos riesgos podría provocar un impacto negativo en la situación financiera, los negocios o el resultado de explotación del Grupo, afectando a la consecución de sus objetivos.

Por este motivo, la Compañía dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten gestionar de forma razonable estos riesgos a los que está expuesta, siendo un elemento integral de los procesos de toma de decisión del Grupo.

En los últimos años la gestión de riesgos en Repsol ha recibido un gran impulso por parte de unidades especializadas (como las de seguridad, medio ambiente, financieros, entre otros).

Adicionalmente, Repsol ha asumido el compromiso de acelerar su avance hacia un modelo de gestión integrada de riesgos con el fin de lograr una visión más completa de los mismos en todas sus actividades, así como de sus interacciones y de las estrategias para su mitigación, además de posibilitar un uso más eficiente de los recursos destinados a ella. Todo ello a través de la implantación de un Sistema de Gestión Integrada de Riesgos de Repsol (SGIR).

El SGIR está alineado con estándares internacionales de referencia en materia de gestión de riesgos: ISO 31000 y COSO ERM[(1)], en cuanto al uso de una metodología efectiva para el análisis y gestión integrada del riesgo en las organizaciones, y el Modelo de las Tres Líneas de Defensa[(2)], sobre la asignación de responsabilidades en el ámbito de la gestión y control de riesgos.

Uno de los pilares básicos del SGIR es la Política de Gestión de Riesgos, aprobada por el Consejo de Administración de Repsol en julio de 2013. Esta Política establece el compromiso en materia de gestión integrada de riesgos que contribuyen al despliegue de la Visión y los Valores de la Compañía descritos en el apartado 2 de este documento, sobre los siguientes principios:

- Liderazgo de la Dirección
- Integración en los procesos de gestión
- Responsabilidad diferenciada
- Globalidad y armonización de la gestión
- Mejora continua

(1) Modelo Enterprise Risk Management – Integrated Framework definido por COSO (C*ommittee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*)

(2) Recomendado por FERMA (Federación Europea de Asociaciones de Gestión de Riesgos) y ECIIA (Confederación Europea de Institutos de Auditores Internos).

Sistema de Gestión Integrado de Riesgos de Repsol

A continuación se identifican los principales riesgos estratégicos y operacionales, así como los riesgos financieros a los que se enfrenta el Grupo Repsol.

2.6.2. FACTORES DE RIESGO

Las operaciones y los resultados de Repsol están sujetos a riesgos como consecuencia de los cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocio y financieras, como los que se incluyen a continuación.

RIESGOS ESTRATÉGICOS Y OPERACIONALES

Incertidumbre en el contexto económico actual

La recuperación económica global está siendo más débil de lo esperado. El reciente aumento de los tipos de interés a plazo en EE.UU. podría llevar a una reversión parcial de los flujos de capital a ciertas economías, al que estarían más expuestos los países con posiciones fiscales más débiles o con mayores tasas de inflación.

En la Zona Euro, el Banco Central Europeo (BCE) tiene dos retos importantes por delante: terminar con el fraccionamiento bancario dentro de la unión monetaria que dificulta la transmisión de su política monetaria de forma homogénea en toda la zona euro y evitar un periodo de baja inflación prolongado.

Por otra parte, la persistente presión sobre la sostenibilidad de las cuentas públicas en las economías avanzadas mantiene fuertes tensiones en los mercados de crédito y podría motivar reformas fiscales o cambios en el marco regulatorio de la industria del petróleo y del gas. Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos con terceros con los que Repsol realiza o podría realizar negocios. Cualquiera de los factores descritos anteriormente, ya sea de manera conjunta o independiente, podrían afectar de manera adversa a la condición financiera, los negocios o los resultados de las operaciones de Repsol.

Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol

En los últimos 10 años, el precio del crudo ha experimentado variaciones significativas, además de estar sujeto a las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, ajenas al control de Repsol.

Los precios internacionales de los productos están influidos por el precio del crudo y por la demanda de dichos productos. Asimismo, las cotizaciones internacionales de crudos y productos inciden en el margen de refino. Los precios de cotización internacionales, así como la demanda de crudo pueden también sufrir fluctuaciones significativas ligadas a los ciclos económicos.

La reducción de los precios del crudo afecta negativamente a la rentabilidad de la actividad de Repsol, a la valoración de sus activos y a sus planes de inversión, incluidas aquellas inversiones de capital planificadas en exploración y desarrollo. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol para reponer sus reservas de crudo.

Marco regulatorio y fiscal de las actividades de Repsol

La industria del petróleo está sujeta a una regulación e intervención estatales exhaustivas en materias como la adjudicación de permisos de exploración y producción, la imposición de obligaciones contractuales relativas a la perforación y exploración, las restricciones a la producción, el control de los precios, la desinversión de activos, los controles de tipo de cambio y la nacionalización, expropiación o anulación de los derechos contractuales. Dicha legislación y normativa es aplicable a prácticamente todas las operaciones de Repsol en España y en el extranjero.

Por otro lado, los sectores de distribución gasista y eléctrica, en los que Repsol opera principalmente a través de su participación en Gas Natural Fenosa, responden a actividades reguladas en la mayoría de los países. La normativa legal aplicable a dichos sectores está típicamente sujeta a revisión periódica por parte de las autoridades competentes y a cambios en la misma que podrían suponer un descenso (o un incremento inferior de lo esperado), en el actual esquema de retribución de las actividades reguladas.

Asimismo, las actividades de la industria del petróleo y la química, en general están sujetas a una extensa regulación e intervención en aspectos tales como los controles de seguridad y medioambiente.

Por último, el sector de la energía, y en particular la industria del petróleo, están sometidos a un marco fiscal singular. En las actividades de *Upstream* es frecuente que existan gravámenes energéticos sobre el beneficio y la producción y, en lo que se refiere a las actividades de *Downstream*, también es habitual la existencia de gravámenes sobre el consumo de los productos.

Repsol no puede anticiparse a los cambios de dichas leyes ni a su interpretación, o a la implantación de determinadas políticas, que podrían afectar de un modo adverso a su negocio, resultados y situación financiera y los resultados operativos del Grupo.

Sujeción de Repsol a legislaciones y riesgos medioambientales y de seguridad exhaustivos

Repsol está sujeta a un gran número de legislaciones y reglamentos medioambientales y de seguridad prácticamente en todos los países donde opera. Estas normativas regulan, entre otras cuestiones, las relativas a las operaciones del Grupo en calidad medioambiental de sus productos, emisiones al aire y cambio climático y eficiencia energética, vertidos al agua, remediación del suelo y aguas subterráneas, así como generación, almacenamiento, transporte, tratamiento y eliminación final de los residuos y seguridad.

En particular, debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado o están considerando la adopción de nuevas exigencias normativas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como la fijación de impuestos sobre las emisiones de carbono, el aumento de los

estándares de eficiencia o la adopción de sistemas de comercio de emisiones. Estos requisitos podrían encarecer los productos de Repsol, así como modificar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes de energía con emisiones de carbono más bajas, como las energías renovables. Además, el cumplimiento de la normativa de gases de efecto invernadero también puede obligar a Repsol a realizar mejoras en sus instalaciones, a monitorear o capturar dichas emisiones o tomar otras acciones que puedan aumentar los costes.

Los requisitos mencionados anteriormente han tenido y continuarán teniendo un impacto en el negocio de Repsol, su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas

Las actividades de exploración y producción de gas y petróleo están sujetas a riesgos específicos, muchos de ellos ajenos al control de Repsol. Se trata de actividades expuestas a riesgos relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, errores o ineficiencias en la gestión de las operaciones y en los procesos de compras, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas. Además, algunos de los proyectos de desarrollo, están localizados en aguas profundas y en otros entornos difíciles, como el Golfo de México, Alaska, Brasil y la Selva Amazónica, o en yacimientos complejos que pueden agravar tales riesgos. Además, cualquier medio de transporte de hidrocarburos tiene riesgos inherentes: durante el transporte por carretera, ferroviario, marítimo o a través de ductos podría producirse una pérdida en la contención de hidrocarburos y de otras sustancias peligrosas; éste es un riesgo significativo debido al impacto potencial de un derrame en el medio ambiente y en las personas, especialmente teniendo en cuenta los altos volúmenes que pueden ser transportados al mismo tiempo. De materializarse dichos riesgos, Repsol podría sufrir pérdidas importantes, interrupción de sus operaciones y daños a su reputación.

Por otra parte, Repsol depende de la reposición de las reservas de crudo y gas ya agotadas con otras nuevas probadas cuya posterior producción sea viable en términos económicos. Sin embargo, la capacidad de Repsol de adquirir o descubrir nuevas reservas está sujeta a una serie de riesgos. Así, por ejemplo, la perforación puede entrañar resultados negativos, no sólo en caso de resultar en pozos secos, sino también en aquellos casos en los que un pozo productivo no vaya a generar suficientes ingresos netos que permitan obtener beneficios una vez descontados los costes operativos, de perforación y de otro tipo. A lo anterior hay que sumar que, por lo general, Repsol hace frente a una fuerte competencia en la presentación de las ofertas para la adjudicación de bloques exploratorios, en especial de aquellos con unas reservas potenciales más atractivas. Esa competencia puede dar lugar a que Repsol no logre los bloques deseables o bien a que los adquiera a un precio superior, lo que podría entrañar que la producción posterior dejara de ser económicamente viable.

Si Repsol no adquiere ni descubre y, posteriormente, tampoco desarrolla nuevas reservas de gas y petróleo de manera rentable o si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, su negocio, el resultado de sus operaciones y su posición financiera podrían verse significativa y negativamente afectados.

Localización de las reservas

Parte de las reservas de hidrocarburos de Repsol se hallan en países que presentan o pueden presentar inestabilidad política o económica.

Tanto las reservas como las operaciones de producción relacionadas pueden conllevar riesgos, entre los que se incluyen el incremento de impuestos y regalías, el establecimiento de límites de producción y de volúmenes para la exportación, las renegociaciones obligatorias o la anulación de contratos, la nacionalización o desnacionalización de activos, los cambios en los regímenes gubernamentales locales y en las políticas de dichos gobiernos, los cambios en las costumbres y prácticas comerciales, el retraso en

los pagos, las restricciones al canje de divisas y el deterioro o las pérdidas en las operaciones por la intervención de grupos insurgentes. Además, los cambios políticos pueden conllevar variaciones en el entorno empresarial. Por su parte, las desaceleraciones económicas, la inestabilidad política o los disturbios civiles pueden perturbar la cadena de suministro o limitar las ventas en los mercados afectados por estos acontecimientos.

Si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, los negocios del Grupo, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse significativa y negativamente afectados.

Estimaciones de reservas de petróleo y gas

Para la estimación de reservas probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas de la Securities and Exchange Commission (SEC) y los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE). Para la estimación de reservas no probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza los criterios y las directrices del PRMS-SPE.

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, algunos de los cuales están fuera del control de Repsol. Entre los factores que Repsol controla destacan los siguientes: los resultados de la perforación de pozos, las pruebas y la producción tras la fecha de la estimación, que pueden conllevar revisiones sustanciales, tanto al alza como a la baja; la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos, y su interpretación y valoración; el comportamiento de la producción de los yacimientos y las tasas de recuperación, las cuales dependen significativamente en ambos casos de la tecnología disponible, así como de la habilidad para implementar dichas tecnologías y el *know-how*; la selección de terceras partes con las que se asocia el Grupo; y la precisión en las estimaciones iniciales de los hidrocarburos de un determinado yacimiento, que podrían resultar incorrectas o requerir revisiones significativas. Por otro lado, entre los factores que se encuentran fundamentalmente fuera del control de Repsol, destacan los siguientes: fluctuaciones en precios del crudo y del gas natural, que pueden tener un efecto en la cantidad de reservas probadas (dado que las estimaciones de reservas se calculan teniendo en cuenta las condiciones económicas existentes en el momento en que dichas estimaciones fueron realizadas); cambio en las normas tributarias, otros reglamentos administrativos y las condiciones contractuales respecto de las existentes en la fecha en que se efectuaron las estimaciones (que pueden traducirse en la inviabilidad económica de la explotación de las reservas); y determinadas actuaciones de terceros, incluyendo los operadores de los campos en los que el Grupo tiene participación.

Como resultado de lo anterior, la medición de las reservas no es precisa y está sujeta a revisión. Cualquier revisión a la baja de las estimaciones de reservas probadas podría impactar negativamente en los resultados e implicaría un incremento de los gastos de amortización y depreciación, y una reducción en los resultados o del patrimonio atribuible a los accionistas.

Proyectos y operaciones desarrolladas a través de negocios conjuntos y empresas asociadas

Muchos de los proyectos y operaciones del Grupo Repsol se llevan a cabo a través de negocios conjuntos y empresas asociadas. En aquellos casos en los que Repsol no actúa como operador, su capacidad para controlar e influir en el funcionamiento y la gestión de las operaciones, así como para identificar y gestionar los riesgos asociados es limitada. Adicionalmente, podría darse la circunstancia de que alguno de los socios de Repsol o resto de miembros en un negocio conjunto o empresa asociada pudiera no atender al cumplimiento de sus obligaciones financieras o de otra índole, lo que podría llegar a afectar a la viabilidad de algún proyecto.

Repsol puede efectuar adquisiciones, inversiones y enajenaciones como parte de su estrategia

Como parte de la estrategia de Repsol, la compañía puede llevar a cabo adquisiciones, inversiones y enajenaciones de participaciones. No es posible asegurar que Repsol pueda identificar oportunidades de

adquisición apropiadas, obtener la financiación necesaria para culminar y hacer frente a tales adquisiciones o inversiones, adquirir negocios en condiciones satisfactorias o que cualquier negocio adquirido resulte finalmente rentable. Además, las adquisiciones e inversiones implican una serie de riesgos, incluyendo posibles efectos adversos en el resultado de explotación de Repsol, riesgos asociados con acontecimientos imprevistos o pasivos relacionados con los activos adquiridos o negocios que pueden no haberse revelado durante los procesos de *due diligence*, dificultades en la asimilación de las operaciones adquiridas, tecnologías, sistemas, servicios y productos, y riesgos resultantes de las condiciones contractuales que surgen como consecuencia de un cambio de control en una empresa adquirida.

Cualquier fracaso en la integración exitosa de tales adquisiciones podría tener un efecto material adverso sobre el negocio, resultados de las operaciones, o condiciones financieras de Repsol. Cualquier enajenación de participaciones puede también afectar de manera adversa a la situación financiera de Repsol, si tales enajenaciones se materializan en una pérdida para Repsol.

La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol está sujeta podría no ser suficiente

Como se explica en varios de los factores de riesgo ya mencionados en este documento, las operaciones de Repsol están sujetas a extensos riesgos económicos, operativos, regulatorios y legales. Repsol mantiene una cobertura de seguros que le cubre ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas, en línea con las prácticas de la industria. La cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las responsabilidades incurridas. Además, las pólizas de seguros de Repsol contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos. Por otro lado, Repsol podría no ser capaz de mantener un seguro adecuado con costes o condiciones que considere razonables o aceptables o podría no ser capaz de obtener un seguro contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si sufre un incidente contra el que no está asegurada, o cuyo coste excede materialmente de su cobertura, éste podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones.

Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado

El precio del gas natural suele diferir entre las áreas en las que opera Repsol, a consecuencia de las significativas diferencias de las condiciones de oferta, demanda y regulación, además de poder ser inferior al precio imperante en otras regiones del mundo. Además, la situación de excesiva oferta que se registra en determinadas zonas no se puede aprovechar en otras, debido a la falta de infraestructuras y a las dificultades para el transporte del gas natural.

Por otra parte, Repsol ha suscrito contratos a largo plazo para la compra y el suministro de gas natural en distintos lugares del mundo. Se trata de contratos que prevén distintas fórmulas de precios que podrían traducirse en unos precios de compra superiores a los de venta que se podrían obtener en mercados cada vez más liberalizados. Asimismo, la disponibilidad de gas puede estar sujeta al riesgo de incumplimiento del contrato por las contrapartes de los mismos, en cuyo caso sería necesario buscar otras fuentes de gas natural para hacer frente a posibles faltas de suministro, lo que podría entrañar el pago de unos precios superiores a los acordados en esos contratos.

Repsol dispone también de contratos a largo plazo para la venta de gas a clientes, principalmente en Bolivia, Venezuela, Trinidad y Tobago, Perú y Rusia, que presentan riesgos de otro tipo, al estar vinculados a las reservas probadas actuales en estos países. En el caso de que no hubiera suficientes reservas disponibles en tales países, puede ocurrir que Repsol no sea capaz de cumplir sus obligaciones contractuales, algunas de las cuales prevén sanciones por incumplimiento. Los riesgos arriba mencionados podrían afectar de un modo adverso al negocio, resultados y situación financiera de Repsol.

Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica

La industria petroquímica está sujeta a grandes fluctuaciones, tanto de la oferta como de la demanda, que reflejan la naturaleza cíclica del mercado petroquímico a nivel regional e internacional. Dichas fluctuaciones afectan a los precios y a la rentabilidad de las empresas que operan en el sector, incluida Repsol. Además, el negocio petroquímico de Repsol está sujeto también a una exhaustiva regulación estatal y a intervención en materias tales como la seguridad y los controles medioambientales. Tanto las fluctuaciones, como los cambios en la regulación podrían tener un efecto adverso en el negocio, en la posición financiera y en los resultados de las operaciones de Repsol.

La estrategia del Grupo Repsol exige eficiencia e innovación en un mercado altamente competitivo.

La industria petrolera, petroquímica y gasista se desarrolla en el marco de un sector energético altamente competitivo. Esta competencia afecta a las condiciones de acceso a mercados o nuevas oportunidades de negocio, los costes de las licencias y los precios y la comercialización de productos, y requiere del Grupo Repsol una atención y esfuerzo continuados en la mejora de la eficiencia y reducción de los costes unitarios, sin que se produzcan mermas en la seguridad de las operaciones ni en la gestión de los restantes riesgos estratégicos, operacionales y financieros.

La ejecución de la estrategia del Grupo requiere una importante capacidad de anticipación y adaptación al mercado y una continua inversión en avances e innovación tecnológica.

El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje

El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje que surgen como consecuencia del desarrollo de su actividad. Asimismo, Repsol podría verse envuelta en otros posibles litigios en el futuro sobre los que tampoco puede predecir su alcance, contenido o resultado. Todo litigio presente o futuro encierra un alto grado de incertidumbre y, por tanto, la resolución de los mismos podría afectar los negocios, los resultados o la situación financiera del Grupo Repsol.

Conductas indebidas o incumplimientos de la normativa aplicable por parte de nuestros empleados puede dañar la reputación del Grupo Repsol

La Norma de Ética y Conducta de Repsol, de obligado cumplimiento para todos los empleados del Grupo con independencia de su ubicación geográfica, área de actividad o nivel profesional, establece las pautas generales que deben regir la conducta de la Compañía y de todos sus empleados con arreglo a los principios de lealtad a la empresa, la buena fe, la integridad y el respeto a la legalidad y a los valores éticos definidos por el Grupo. Los diversos modelos de cumplimiento y control de la compañía incluyen controles orientados a detectar y mitigar aspectos relevantes de cumplimiento de la Norma de Ética y Conducta. La existencia de conductas indebidas en la gestión o incumplimientos de la normativa aplicable, de producirse, podrían causar daños reputacionales a la Compañía, además de acarrear sanciones y responsabilidades legales.

La tecnología de la información y su fiabilidad y robustez son un factor fundamental en el mantenimiento de nuestras operaciones

La fiabilidad y seguridad de las tecnologías de la información del Grupo Repsol son críticas para el mantenimiento de sus procesos de negocio y la confidencialidad e integridad de la información de la Compañía y de terceros. Dado que los ataques cibernéticos están en constante evolución, el Grupo Repsol no puede garantizar que no vaya a sufrir pérdidas materiales en el futuro por esta causa.

Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

El principal riesgo para Repsol derivado de la expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. radica en la incertidumbre existente sobre la restitución de las acciones de YPF S.A.

e YPF Gas S.A. sujetas a expropiación de Repsol y/o el importe de la compensación que el Estado argentino deba pagar a Repsol como consecuencia de la apropiación del control de ambas empresas, así como sobre el momento y la forma en que el pago se llevaría a cabo.

Dado el proceso de conversaciones con el Gobierno argentino a fin de buscar una solución pronta, adecuada y eficaz a la controversia, sobre la base de una compensación cierta y líquida de 5.000 millones de USD al cierre del ejercicio 2013, se ha ajustado el valor que se considera recuperable de las participaciones en YPF S.A. e YPF Gas S.A sujetas a expropiación, tal y como se describe en la Nota 4 de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013. Esta estimación de valor recuperable tiene las incertidumbres propias de un proceso de negociación en curso y del cierre de los acuerdos que se alcance. En relación con el proceso de negociaciones, ver la Nota 37 "*Hechos posteriores*" de las referidas Cuentas Anuales.

RIESGOS FINANCIEROS

Repsol dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos financieros a los que está expuesto el Grupo. En la Nota 19 "*Gestión de riesgos financieros y del capital*" de las cuentas anuales consolidadas del Grupo, se analiza la exposición a dichos riesgos y el impacto que éstos pudieran tener en sus estados financieros.

Los principales riesgos financieros se describen a continuación:

Riesgo de liquidez

Está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Repsol mantenía a 31 de diciembre de 2013 recursos disponibles en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito disponibles que cubrían el 73% de la totalidad de su deuda bruta y el 72% de la misma incluyendo las participaciones preferentes. El Grupo tiene líneas de crédito no dispuestas por un importe de 5.234 y 5.899 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

En el caso de que en el futuro Repsol no fuese capaz de atender sus necesidades de liquidez o tuviese que incurrir en unos costes elevados para afrontarlas, podría producirse un efecto material adverso en sus actividades, sus resultados o en su situación financiera

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible, entre otras, a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, las cuales se miden y controlan por cliente o tercero individual, y cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de las correcciones valorativas por deterioro por importe de 7.128 y 7.202 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2013 y 2012. Para ello, el Grupo cuenta con sistemas propios alineados con las mejores prácticas que permiten la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por las entidades financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere parcialmente a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

Adicionalmente, el Grupo también tiene exposición al riesgo de contrapartida derivado de operaciones contractuales no comerciales que pueden derivar en impagos. En estos casos, el Grupo realiza análisis de las contrapartidas con las cuales se mantienen o pudieran mantener relaciones contractuales no comerciales. Eventuales incumplimientos de las obligaciones de pago por parte de los clientes y contrapartes de Repsol, en el tiempo y forma pactados, podrían ocasionar un efecto material adverso en sus actividades, sus resultados o en su situación financiera.

Riesgos de Mercado

***Riesgo de fluctuación del tipo de cambio*:** Las variaciones en los tipos de cambio pueden afectar de manera adversa a los resultados de las operaciones y al valor del patrimonio de Repsol.

Con carácter general, esta exposición a riesgo de tipo de cambio tiene su origen en la existencia en las sociedades del Grupo de activos, pasivos y flujos monetarios denominados en una divisa distinta de la moneda funcional de la Compañía, teniendo especial relevancia el hecho de que:

- los flujos monetarios de las operaciones de comercio internacional sobre crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares americanos.
- gran parte de los activos e inversiones financieras de Repsol están denominados igualmente en dólares americanos.

Adicionalmente ha de tenerse en cuenta que:

- los flujos monetarios de las operaciones que se realizan en los países en los que Repsol tiene actividad están expuestos a variaciones en los tipos de cambio de las monedas locales correspondientes contra las principales divisas en las que se cotizan las materias primas que sirven de referencia para la fijación de precios en la moneda local.
- Repsol presenta sus estados financieros en euros, para lo cual los activos y pasivos de las sociedades participadas cuya moneda funcional es distinta del euro, deben ser convertidos a dicha moneda.

Para mitigar el riesgo de tipo de cambio, y cuando así lo considera adecuado, Repsol realiza operaciones financieras de inversión o financiación en las divisas en las que se han identificado exposiciones de riesgo y puede contratar coberturas a través de instrumentos financieros derivados para aquellas divisas en las que existe un mercado líquido y con costes de transacción razonables.

En la nota 19, "*Gestión de riesgos financieros y del capital*", y en la 20, "*Operaciones con derivados*", de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado y las operaciones de cobertura realizadas.

Riesgo de precio de materias primas (commodities): Como consecuencia del desarrollo de operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo Repsol están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, del gas natural y de sus productos derivados (véase los factores de riesgo "*Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol*" y "*Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado*"). En la nota 20, "*Operaciones con derivados*", de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado.

Riesgo de tipo de interés: Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar a los ingresos y gastos por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a tipos de interés variable, así como al valor razonable de activos y pasivos financieros contratados a tipo de interés fijo.

Para mitigar el riesgo de tipo de interés, y cuando así lo considera adecuado, Repsol puede contratar coberturas a través de instrumentos financieros derivados para los que existe un mercado líquido y con costes de transacción razonables.

En la nota 19, "*Gestión de riesgos financieros y del capital*", y en la 20, "*Operaciones con derivados*", de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado y las operaciones de cobertura realizadas.

Riesgo de la calificación crediticia: Las calificaciones crediticias afectan al coste y otras condiciones en las que el Grupo Repsol obtiene financiación. Cualquier descenso en la calificación crediticia de Repsol, S.A. podría restringir o limitar el acceso a los mercados financieros del Grupo, incrementar los costes de cualquier nueva financiación y afectar negativamente a su liquidez.

2.6.3. EXPROPIACIÓN DE LAS ACCIONES DEL GRUPO REPSOL EN YPF, S.A. E YPF GAS, S.A.

En 2012 el Grupo consideraba como área de negocio a YPF, que incluía las operaciones de YPF S.A. y de las sociedades de su grupo. Repsol perdió en dicho ejercicio el control sobre YPF S.A. e YPF Gas, S.A. desde que, en abril de ese año, el Gobierno argentino intervino la compañía e inició las actuaciones para la expropiación de una parte de las acciones de la misma que eran titularidad del Grupo.

A juicio de Repsol, la expropiación es manifiestamente ilícita y gravemente discriminatoria (la expropiación sólo afecta a YPF S.A. e YPF Gas S.A. y no a otras empresas petroleras en Argentina; adicionalmente, sólo se somete a expropiación la participación de uno de los accionistas de YPF S.A. y de YPF Gas S.A., Repsol y no a la totalidad); no se justifica de forma alguna la utilidad pública que se persigue con la misma y supone un patente incumplimiento de las obligaciones asumidas por el Estado argentino cuando se llevó a cabo la privatización de YPF.

Es destacable que, al cierre del ejercicio 2013, dado el proceso de conversaciones con el Gobierno argentino a fin de buscar una solución pronta, adecuada y eficaz a la controversia, sobre la base de una compensación cierta y líquida de 5.000 millones de USD, se ha ajustado el valor recuperable de las participaciones en YPF, S.A. e YPF Gas, S.A. sujetas a expropiación.

La descripción completa de la expropiación, así como los efectos contables derivados de la misma, junto con las actualizaciones acaecidas en el ejercicio 2013, se describen en detalle en la Nota 4 “Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.” y en la Nota 37 “Hechos Posteriores” de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013.

Durante el ejercicio 2013, Repsol ha continuado –no obstante el proceso de negociación en curso– con los procedimientos iniciados ante el tribunal arbitral del CIADI y los tribunales argentinos, españoles y del estado de Nueva York. Por lo que se refiere a la acción legal ante el tribunal arbitral del CIADI, ya se ha constituido el tribunal que analizará la demanda planteada por Repsol, con el nombramiento del presidente así como de los árbitros propuestos por cada una de las partes. Para más información en relación a los procedimientos iniciados como consecuencia de la expropiación, véase la Nota 34.1.1 de las Cuentas Anuales Consolidadas.

Repsol confía en que una violación tan flagrante de los más elementales principios de seguridad jurídica y de respeto a la actividad empresarial realizada de buena fe no será ignorada por la comunidad inversora internacional y, que de no concluir satisfactoriamente el proceso de negociación en curso, obtendrá la respuesta adecuada de los tribunales de justicia y de los órganos de resolución de disputas internacionales.

3. *ENTORNO MACROECONÓMICO*

Evolución económica reciente

La economía mundial moderó su ritmo de crecimiento en 2013 hasta el 3% interanual, fundamentalmente a causa de una desaceleración de las economías emergentes. Por su parte, las economías avanzadas experimentaron un fortalecimiento que, aunque no fue suficiente para compensar esa menor contribución al crecimiento de las economías en desarrollo, ha supuesto una transición de sus políticas monetarias hacia la retirada de estímulos y una mayor estabilidad financiera global.

Evolución del PIB mundial

Fuente: Fondo Monetario Internacional (FMI) y Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol.

En lo que respecta al crecimiento por regiones, en los Estados Unidos un fuerte ajuste fiscal redujo el crecimiento al 1,9% interanual si bien la demanda doméstica se mantuvo fuerte. Las economías emergentes, en promedio, crecieron a un ritmo del 4,7% lejos del 6,2% de 2011. Esta ralentización se debió a que en algunos casos habían estado creciendo por encima de su potencial y estarían revirtiendo al mismo. En otros casos, el aumento demográfico estaría creando cuellos de botella en las infraestructuras, los mercados de trabajo y la inversión contribuyendo también a la ralentización de muchas de estas economías.

En la zona euro, las políticas de ajuste implementadas redujeron los principales riesgos, estabilizando las condiciones financieras. Aunque el crecimiento de la periferia estuvo limitado por una fuerte restricción del crédito y la debilidad de la demanda interna, se han realizado significativos avances en competitividad y exportaciones. El conjunto de la zona euro volvió a registrar tasas positivas de crecimiento a partir del segundo trimestre del 2013, logrando un crecimiento en torno al -0,4% para todo el año.

Durante 2013, la economía española experimentó un notable cambio respecto a los dos últimos años. La relajación de las tensiones en los mercados financieros europeos, junto con el reconocimiento por parte de las instituciones supranacionales de los esfuerzos realizados a nivel interno, se han traducido ya en una mejora de la confianza de los agentes en la economía. Si bien las señales de estabilización son todavía incipientes, la corrección de muchos de los desequilibrios acumulados y las reformas estructurales adoptadas permiten esperar cierta estabilización de la actividad económica. En este sentido, la economía española salió técnicamente de la recesión en el tercer trimestre de 2013 con un crecimiento intertrimestral del 0,1%.

Evolución reciente del sector de la Energía

En lo que respecta al mercado energético, las fluctuaciones que han registrado los precios del petróleo a lo largo de 2013 han estado relacionadas con la salud económica mundial y la incertidumbre geopolítica. Junto con estos factores, el mercado del petróleo en 2013 ha estado muy determinado por la entrada de nueva producción de crudo proveniente de formaciones no convencionales de Estados Unidos y Canadá, especialmente del primero. Se podría concluir que de no ser por el aumento de oferta experimentado por estos países norteamericanos (alrededor de 1,5 millones de barriles diarios de líquidos totales), relajando en cierta medida los fundamentos, las fluctuaciones del precio hubiesen sido mayores. Así, la interacción de todos estos factores ha definido dos ciclos a lo largo del año, cada uno con subidas y posteriores caídas de los precios del petróleo.

El primer ciclo registró un incremento de los precios durante los dos primeros meses del año, en respuesta a datos económicos positivos en EE.UU., China y Alemania, y particularmente a las tensiones generadas en Argelia por el secuestro del personal de una instalación de gas por parte de islamistas radicales. La etapa bajista de este primer ciclo abarcó de febrero a mediados de abril, cuando predominó el pesimismo en los datos y las perspectivas económicas de países claves.

El segundo ciclo de los precios comenzó su etapa alcista con la radicalización de la guerra civil en Siria, tras el uso de armas químicas. Esta tendencia del precio se vio reforzada por una mejora de las perspectivas económicas y por diversos problemas geopolíticos en Irak y Libia, que afectaron de forma muy directa al suministro de petróleo de estos países. La siguiente etapa bajista de este segundo ciclo, que comenzó a mediados de septiembre, fue principalmente provocada por la relajación de la incertidumbre geopolítica, aunque todavía latente en Libia, y también, en buena medida, por la incertidumbre generada por la posibilidad de que Estados Unidos comenzase a poner freno a la política de inyección de liquidez que ha mantenido los últimos tres años.

Hitos en la evolución de la cotización del barril de crudo Brent

Fuente: *Bloomberg* y Dirección de Estudios y Análisis del entorno.

A- Negociación para la liberación de reservas. Negociación G5+1 e Irán por su programa nuclear.
B- Buenos datos económicos y reducción de la producción en el mar del norte. Inicio de las sanciones al petróleo de Irán.
C- Inicio de la compra de bonos del QE3 en EEUU.
D- Dudas sobre la evolución de las economías Europea y China.
E- Buenos datos económicos en EEUU y China. Aumento de la tensión geopolítica en Siria.
F- Acuerdo para desarme químico en Siria.

El precio medio del crudo Brent (*Brent Dated*) en 2013 se situó en los 108,7 dólares por barril, mientras que el WTI promedió los 98,05 dólares por barril en el mismo periodo. Este año el diferencial entre ambos crudos marcadores ha pasado por dos etapas. En la primera etapa ha pasado desde los más de 20 dólares de finales de enero hasta los 5 dólares de finales de junio, determinado por la mejora de la infraestructura de refino y transporte de petróleo que ha ayudado a descongestionar el hub petrolero de Cushing, Oklahoma, en la región central de EE.UU. En la segunda etapa, el diferencial ha vuelto a ampliarse por encima de los 13 dólares por barril en diciembre, respondiendo al ya mencionado incremento sostenido de la oferta de crudo de Estados Unidos.

Gas Natural – Henry Hub

En 2013 el precio del gas Henry Hub promedió 3,65 $/mmBtu, lo que supone un aumento de más del 30% con respecto al año anterior. Detrás de dicho incremento se encuentran los fundamentos propios del mercado, en concreto un aumento de la demanda consecuencia de un uso más intensivo del gas por parte de la industria y del sector residencial en invierno, y una caída de la oferta. La oferta total cayó como consecuencia de un descenso tanto de la producción interna (-0,8% interanual) como de las importaciones totales (-7,1%), en un contexto de elevados niveles de inventarios (máximos históricos) consecuencia del incremento de la producción experimentado en 2012.

A pesar del incremento del Henry Hub, el precio sigue en niveles bajos debido al auge de la producción de gas no convencional (que ya supone cerca de la mitad de la producción total de gas estadounidense). A cierre de 2013 existían cinco proyectos con permiso para exportar GNL en Estados Unidos, con una capacidad conjunta de exportación superior a los 7 Bcm/año (aproximadamente el 2% comercio mundial de GNL).

Evolución de la cotización Henry Hub

Fuente: *Bloomberg* y Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol.

Respecto al precio del gas en Europa, el promedio del gas marcador NBP (*National Balancing Point*) en 2013 fue de 10,42 $/mmBtu, aumentando un 12,5% frente a 2012. Al igual que el Henry Hub, el NBP ha respondido a los fundamentos propios del mercado.

Evolución del tipo de cambio

El euro experimentó una apreciación durante 2013 gracias a una mayor estabilidad del sistema financiero en la zona euro y a la mejora de sus perspectivas económicas. En consecuencia, el EUR/USD se situó en media en el 1,33 durante 2013, frente al 1,28 del ejercicio anterior, y registrando una menor volatilidad.

La mejora de la confianza en la moneda única ha sido notable gracias a unas declaraciones muy contundentes del presidente del BCE, Mario Draghi, en julio de 2012 en las que aseguró la irrevocabilidad del euro, y el anuncio poco después de un programa por el cual el BCE podría comprar bonos soberanos en caso de ser necesario. Estas medidas impulsaron el retorno de capitales a la eurozona, reduciendo progresivamente las primas de riesgo de la periferia euro, y fortaleciendo la divisa comunitaria.

La estabilidad financiera también se vio favorecida por los avances de los gobiernos en materia de ajuste fiscal y reformas estructurales. Así, cabe destacar que en 2013 se logró la recapitalización de la banca española, con cargo a la línea de crédito europea, y la salida de Irlanda del programa de rescate de la troika.

El momento de mayor debilidad de la moneda única durante 2013 se registró en marzo, con motivo de la intervención del sistema financiero chipriota. Esto supuso quitas para depositantes del segundo mayor banco de la isla, lo que obligó a la suspensión de la libre circulación de capitales en Chipre e imponer un corralito bancario durante varias semanas. A pesar de la gravedad de estos hechos, la inestabilidad financiera estuvo contenida y no afectó gravemente al resto de miembros de la unión monetaria.

Ante unas menores presiones inflacionistas a corto y medio plazo, el BCE redujo su tipo de referencia, primero en mayo y luego en noviembre, desde el 0,75% hasta el 0,25%, subrayando su compromiso de mantener en niveles bajos los tipos de interés en la zona euro durante un periodo prolongado de tiempo para apoyar la recuperación económica.

Evolución de la cotización del EUR/USD (cierres mensuales)

Fuente: *Bloomberg* y Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol.

4. *RESULTADOS, SITUACIÓN FINANCIERA Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS*

RESULTADOS

Los resultados ajustados (ver Nota al pie de tabla) del Grupo en los años 2013 y 2012 son los siguientes:

Millones de euros	2013	2012	% variación
Upstream	1.757	2.208	-20,4
GNL	959	535	79,3
Downstream	42	1.013	-95,8
Gas Natural Fenosa	889	920	-3,4
Corporación	(304)	(390)	22,1
Resultado de explotación	**3.343**	**4.286**	-22,0
Resultado financiero	(814)	(857)	-5,0
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	122	117	4,3
Resultado antes de impuestos	**2.651**	**3.546**	**-25,2**
Impuesto sobre beneficios	(1.096)	(1.581)	-30,7
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	**1.555**	**1.965**	**-20,9**
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(38)	(75)	-49,3
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	**1.517**	**1.890**	**-19,8**
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones interrumpidas	**(1.322)**	**170**	
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	**195**	**2.060**	**-90,5**

NOTA: Los resultados y otras medidas, magnitudes o indicadores de resultado identificadas como "ajustadas" se han preparado considerando que las magnitudes relacionadas con los activos y negocios de GNL objeto de venta (ver apartado 5.3) forman parte de los resultados de operaciones continuadas. En el ANEXO I de este documento se desglosa la reconciliación a NIIF-UE de la cuenta de resultados ajustada explicada en este apartado.

Desde un punto de vista macroeconómico, los principales factores que han influido en la evolución de los resultados en 2013 han sido la sostenida depreciación del dólar frente al euro y la debilidad de la recuperación económica mundial. En este contexto, la situación de la demanda en el sur de Europa ha afectado negativamente a los márgenes de los negocios industriales y a las ventas domésticas de los negocios comerciales. En lo que se refiere a nuestros negocios de *Upstream*, hay que destacar el aumento de la producción, a pesar de las interrupciones de la producción en Libia por problemas de seguridad. En el negocio de GNL se ha culminado con éxito el proceso de venta a Shell de parte de los activos de GNL del Grupo, con una plusvalía de 1.540 millones de euros. Por último, es necesario destacar que, conforme a criterios de prudencia valorativa, se ha realizado un importante esfuerzo en saneamientos extraordinarios, especialmente en los activos de GNL e YPF, con un impacto global negativo en resultados de 3.266 millones de euros antes de impuestos.

El resultado de explotación ajustado correspondiente al ejercicio 2013 ha ascendido a 3.343 millones de euros, un 22% inferior al del mismo periodo de 2012, que fue 4.286 millones de euros. El EBITDA ajustado alcanzó 6.230 millones de euros en 2013, frente a los 6.956 millones de euros del ejercicio 2012.

El resultado de explotación del *Upstream* en 2013 ha ascendido a 1.757 millones de euros, lo que representa un descenso del 20,4% frente a los 2.208 millones de euros del mismo período de 2012. El incremento de la producción por la puesta en marcha de los nuevos proyectos clave del Plan Estratégico (Lubina y Montanazo en España, Sapinhoa en Brasil, Mid-Continent en EEUU, *AROG* en Rusia y Margarita en Bolivia), se ha visto reducido por las interrupciones de más de 100 días en la producción de Libia. Adicionalmente, los resultados se han visto afectados negativamente por los mayores costes de exploración, las mayores amortizaciones derivadas del inicio de la producción en los nuevos proyectos y la depreciación del dólar frente al euro.

El resultado de explotación del *Downstream* en 2013 ha sido de 42 millones de euros, lo que supone una reducción del 95,8% con respecto a 2012, que incluía 195 millones de euros por la venta del negocio de GLP en Chile. Estos resultados obedecen, principalmente, al fuerte impacto de la situación económica Europea tanto en los márgenes de refino como en los márgenes y volúmenes de las estaciones de servicio de España. Adicionalmente, el estancamiento de la demanda, así como la incertidumbre sobre el crecimiento de la economía, han condicionado el resultado de Química, que también se ha visto afectado por la parada plurianual del complejo de Tarragona y por el saneamiento de determinados activos y costes asociados por importe de 108 millones de euros. Por último, la evolución de los precios del crudo y de los productos ha tenido un impacto negativo en el coste de las ventas de 284 millones de euros. El mejor resultado del negocio del GLP compensa parcialmente los impactos anteriores.

El resultado de explotación del Downstream a CCS 2013 asciende a 326 millones de euros. El resultado a CCS se calcula valorando los costes de crudo y productos a valor de reposición (CCS) en lugar de a coste medio (MIFO), lo que supone una diferencia de 284 millones de euros como consecuencia de la evolución de los precios del crudo y de los productos. El resultado a CCS es una medida del beneficio habitualmente utilizada en el sector, aunque no es aceptada a efectos contables por la normativa europea.

El resultado de explotación ajustado de *GNL* en 2013 ha ascendido a 959 millones de euros, lo que supone un incremento del 79,3% respecto al de 2012. Los mejores resultados se deben principalmente al mejor margen y volumen comercializado de GNL y al resultado obtenido en la venta de activos y negocios de GNL (ver apartado 5.3) con una plusvalía de 1.540 millones de euros. Estos resultados se han visto parcialmente compensados por las provisiones por deterioro de valor y onerosidad (1.410 millones de euros) registradas en relación con los activos de Canadá, que, junto a otros activos y negocios de comercialización en Norteamérica, no han sido objeto de transmisión (ver apartado 5.3).

Respecto a *Gas Natural Fenosa*, el resultado de explotación en 2013 ha sido de 889 millones de euros, frente a los 920 millones de euros del mismo periodo del año anterior. Esta variación se explica fundamentalmente por los menores resultados del negocio eléctrico en España, afectado por las nuevas medidas fiscales y regulatorias, y por el menor resultado de Unión Fenosa Gas. Por el contrario mejoran los resultados de la comercialización mayorista de gas, por mayores márgenes, y de los negocios en Latinoamérica.

En el epígrafe *Corporación* se recogen los gastos de funcionamiento de la Corporación y las actividades no imputadas a los negocios, así como los ajustes de consolidación intersegmento. En 2013 se registró un resultado de explotación negativo neto de 304 millones de euros, frente a los 390 millones de euros negativos de 2012.

El resultado financiero neto ajustado en 2013 ha supuesto un gasto de 814 millones de euros, lo que representa una mejora del 5% respecto al ejercicio anterior, destacando el impacto positivo en resultados de la operación de recompra de las acciones preferentes, compensado parcialmente por los resultados negativos por diferencias de cambio asociadas principalmente a la posición euro/dólar.

El impuesto sobre sociedades ajustado devengado ascendió a 1.096 millones de euros en 2013, lo que sitúo el tipo impositivo en el 43%. Resulta inferior al del mismo período del año anterior (46%) principalmente por el descenso del resultado en negocios con una carga fiscal elevada, como los de Libia.

El resultado de operaciones interrumpidas ajustado incluye el correspondiente a las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. sometidas al proceso de expropiación y que fueron clasificadas en el balance de situación como "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*". Al cierre del ejercicio 2013, atendiendo al principio de acuerdo anunciado por el Gobierno argentino y a las bases del proceso negociador establecido por Repsol, se han revaluado las acciones expropiadas para ajustar su valor recuperable estimado a 5.000 millones de dólares. Por ello, se ha registrado un deterioro del valor con un impacto neto en resultados de 1.279 millones de euros.

Como consecuencia de todo lo anterior, el resultado de 2013 ha sido de 195 millones de euros, frente a los 2.060 del ejercicio anterior.

En 2013 el resultado neto recurrente a CCS, es decir, el resultado neto del ejercicio sin incluir los resultados atípicos y considerando los costes del crudo y los productos a valor de reposición (CCS), ha ascendido a 1.823 millones de euros, un 6,7% inferior al de 2012.

La diferencia entre el resultado neto recurrente a CCS (1.823 millones de euros), que se utiliza habitualmente en el sector, y el resultado neto contable (195 millones de euros) obedece principalmente a los siguientes motivos:

- Ajuste valorativo por las acciones expropiadas del Grupo en YPF: - 1.279 millones de euros después de impuestos

- Efecto asociado a la valoración del crudo y los productos a coste medio (MIFO), en lugar de a coste de reposición (CCS): - 187 millones de euros después de impuestos.

- Efecto neto de otros resultados no recurrentes, como la venta del negocio de Gas Natural Licuado (GNL) y las provisiones y saneamientos (GNL, Química): - 162 millones de euros de euros después de impuestos.

A continuación se presentan los principales indicadores de rentabilidad financiera para los ejercicios 2013 y 2012:

INDICADORES DE RENTABILIDAD	31/12/2013(1)	31/12/2012(1)
Rentabilidad sobre fondos propios (ROE)(2) (%)	5,6	7,4
Rentabilidad sobre capital empleado medio (ROACE)(3) (%)	6,5	7,8
EBITDA(4)/Deuda financiera	64,5	57,4

(1) El numerador de los ratios financieros a 31 de diciembre de 2013 y 2012 ha sido calculado con los resultados ajustados de las operaciones continuadas. Los ratios de dichos ejercicios que incluyen el capital empleado, no incorporan importe alguno de YPF.
(2) ROE: resultado atribuido a la sociedad dominante después de impuestos/patrimonio neto medio atribuido a la sociedad dominante.
(3) ROACE: (resultado atribuido a la sociedad dominante + resultado atribuido a intereses minoritarios + resultado financiero después de impuestos) / (patrimonio neto + participaciones preferentes + deuda neta medio del período).
(4) EBITDA: corresponde al resultado de explotación ajustado por aquellas partidas que no van a suponer entradas o salidas de efectivo de las operaciones (amortización del inmovilizado, dotaciones y reversiones de provisiones, resultado por venta de activos y otros) calculado de acuerdo a las consideraciones presentadas al inicio de este apartado.

SITUACIÓN FINANCIERA

Durante 2013 Repsol ha continuado con su política de prudencia financiera, lo que ha permitido hacer compatible el mantenimiento del acceso a los mercados y la calificación crediticia con la financiación del programa de inversiones, el plan de recompra de participaciones preferentes y una retribución atractiva para los accionistas, como hechos más destacados.

Participaciones preferentes

El 31 de mayo de 2013 los Consejos de Administración de Repsol International Capital Ltd (RIC). y Repsol, S.A. acordaron, en sus respectivas competencias, el lanzamiento de una operación consistente en la realización de una Oferta de Recompra en efectivo y de carácter voluntario de las Participaciones Preferentes emitidas por RIC, y, simultáneamente y de forma vinculada, la realización de una oferta pública de suscripción de obligaciones simples de Repsol, S.A. dirigida a los aceptantes de la Oferta de Recompra. RIC abonó a los aceptantes de la Oferta de Recompra 2.843 millones de euros en efectivo (97,21% del nominal), de los cuales, 1.458 millones de euros se aplicaron a la suscripción de las obligaciones de Repsol S.A que fueron admitidas a cotización el 2 de julio.

Por otra lado, el Consejo de Administración de Gas Natural autorizó el 16 de abril de 2013 la realización de una oferta de compra de participaciones preferentes emitidas el 20 de mayo de 2003 por la sociedad del grupo Unión Fenosa Financial Services USA, LLC, que el 20 de mayo de 2013 supuso un pago único por importe de 162 millones de euros (para el porcentaje de participación de Repsol en dicho grupo) a los aceptantes de dicha oferta (88,56% del importe nominal total de la emisión).

Para más información en relación a los efectos contables de la operación, véase el apartado *Participaciones Preferentes* de la Nota 18 de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013.

Endeudamiento

La deuda financiera neta del Grupo consolidado al cierre de 2013 alcanzaba los 9.655 millones de euros frente a los 12.120 millones de euros a 31 de diciembre de 2012. A continuación se detalla la evolución de la deuda financiera neta durante el ejercicio 2013:

(1) EBITDA ajustado: corresponde al resultado de explotación ajustado por aquellas partidas que no van a suponer entradas o salidas de efectivo de las operaciones (amortización del inmovilizado, dotaciones y reversiones de provisiones, resultado por venta de activos y otros).

(2) Véase la Nota 19.2 "*Gestión de Capital*" de las cuentas anuales consolidados correspondientes al ejercicio 2013, que describe la composición de la deuda neta.

(3) Otros acumulados incluye fundamentalmente los siguientes conceptos: i) 1.279 millones de euros de pagos por impuesto sobre beneficios, ii) 145 millones de euros de pagos de actividades de explotación, iii) 528 millones de euros de dividendos distribuidos y otras retribuciones al accionista, iv) 902 millones de euros de intereses netos.

La deuda financiera neta del Grupo ex Gas Natural Fenosa, es decir, sin tener en cuenta la integración proporcional de las magnitudes correspondientes a dicha sociedad, se situó en 5.358 millones de euros a 31 de diciembre de 2013, frente a los 7.432 millones de euros del ejercicio anterior.

La reducción de la deuda neta en el periodo está motivada fundamentalmente por el impacto de la operación de venta de activos de GNL en el ejercicio.

Principales operaciones de financiación

Las principales operaciones de financiación del Grupo realizadas durante 2013, han sido:

CONCEPTO	ENTIDAD EMISORA	MONEDA	NOMINAL[1] (millones €)	TIPO	FECHA	VENCIMIENTO
Bonos	Gas Natural Fenosa	Euros	90	2,310%	Abril	4 años
Préstamo	Gas Natural Fenosa	Euros	225	n/d	Octubre	5 años
Bonos	Gas Natural Fenosa	Francos suizos	60	2,125%	Enero	6 años
Bonos	Repsol International Finance, B.V	Euro	1.200	2,625%	Mayo	7 años
Bonos	Gas Natural Fenosa	Euros	150	3,5%	Octubre	7,5 años
Bonos	Repsol International Finance, B.V	Euro	1.000	3,625%	Octubre	8 años
Bonos	Gas Natural Fenosa	Euros	225	3,875%	Abril	9 años
Bonos	Gas Natural Fenosa	Euros	180	3,875%	Enero	10 años
Préstamo	Banco Europeo de Inversiones	Euros	200	Euribor 3M +1,402%	Mayo	10 años
Bonos	Repsol, S.A.	Euro	1.458	3,50%	Julio	10 años
Bonos	Gas Natural Fenosa	NOK	31	3,974%	Julio	10 años

(1) Los importes correspondientes a las emisiones del Grupo Gas Natural Fenosa reflejan el % de participación de Repsol en dicho grupo.

Adicionalmente, durante 2013 el Grupo ha realizado emisiones de papel comercial europeo a corto plazo por importe de 1.382 millones de euros nominales, 430 millones de dólares y 20 millones de francos suizos nominales al amparo de un Programa Euro Commercial Paper (ECP). A través de Gas Natural Fenosa, y su Programa de ECP, durante 2013 se han realizado emisiones por importe total de 481 millones de euros (importe en proporción para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa).

Vencimientos de la deuda bruta

Como consecuencia de todo ello, el perfil de vencimiento de la deuda existente al cierre del ejercicio es el siguiente:

(1) Incluye participaciones preferentes, derivados de tipo de cambio e intereses.

Prudencia financiera

Repsol mantiene recursos disponibles en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito sin usar que le permiten cubrir los vencimientos de deuda de, al menos, los cinco próximos años, y cubren el 72% de la totalidad de su deuda bruta incluyendo participaciones preferentes. En el caso de Repsol ex Gas Natural Fenosa, dichos recursos cubren el 78% de deuda bruta incluyendo participaciones preferentes.

Para más información, véase la Nota 19 "*Riesgo de liquidez*" de las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo.

La deuda neta y el ratio deuda neta/capital empleado, en el que el capital empleado corresponde a la deuda neta más el patrimonio neto, reflejan con fidelidad tanto el volumen de recursos financieros ajenos necesarios como su peso relativo en la financiación del capital empleado en las operaciones.

	31 de diciembre			
	Grupo Consolidado		Grupo Consolidado ex Gas Natural Fenosa	
INDICADORES DE SITUACIÓN FINANCIERA *Millones de euros, excepto los ratios*	**2013**	**2012**	**2013**	**2012**
Deuda financiera neta con acciones preferentes	9.655	12.120	5.358	7.432
Capital empleado total (1)	37.575	39.592	32.806	34.426
Deuda financiera neta / capital empleado total (1)	25,7%	30,6%	16,3%	21,6%

(1) Incluye el capital empleado correspondiente a las operaciones interrumpidas.

Calificación crediticia

En la actualidad, las calificaciones crediticias asignadas a Repsol, S.A. por parte de las agencias de rating son las siguientes:

PLAZO	STANDARD & POOR'S	MOODY'S	FITCH RATINGS
Largo	BBB-	Baa3	BBB-
Corto	A-3	P-3	F-3
Perspectiva	Estable	Estable	Estable
Fecha de la última modificación	22/06/2012	01/03/2013	31/01/2013

Acciones y participaciones en patrimonio propias

A continuación se describe la evolución del porcentaje de acciones en autocartera sobre el capital social de Repsol, atendiendo a la naturaleza de su enajenación o adquisición, que a 31 de diciembre de 2013 representaban el 0,108% de su capital social (calculado sobre el capital social de Repsol post *scrip dividend* de Enero 2014).

(1) % Calculado sobre el capital social anterior a la venta.
(2) % Calculado como el número de acciones sobre el capital social de Repsol post *scrip dividend* de Enero 2014.

Las adquisiciones de participaciones en patrimonio propias se han realizado al amparo de la autorización concedida al Consejo de Administración por la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2010.

Entre las operaciones realizadas con acciones propias del periodo destaca la adquisición, el pasado 4 de marzo de 2013, por parte de la compañía de inversión de Singapur Temasek, de 64,7 millones de acciones de Repsol mantenidas en autocartera y representativas del 5,045% del capital social anterior a la venta, a un precio de 16,01 euros por acción, lo que supuso el pago a Repsol de 1.036 millones de euros. Para mayor información, véase la Nota 14.4 "*Acciones y participaciones en patrimonio propio*" de las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo.

RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS

Repsol tiene el compromiso de mantener una retribución atractiva para sus accionistas en línea con la de ejercicios anteriores, si bien el mismo no se encuentra formalizado en una política de reparto de dividendos. En todo caso, la retribución a los accionistas que eventualmente Repsol, S.A. acuerde, dependerá de diversos factores, incluyendo la evolución de sus negocios y sus resultados operativos.

En el año 2012 Repsol puso en marcha, por primera vez, el programa de retribución al accionista denominado "Repsol Dividendo Flexible". Dicho programa se instrumenta a través de ampliaciones de capital liberadas con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos con el compromiso irrevocable de Repsol, S.A. de comprar los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación a un precio fijo garantizado. Este programa permite a los accionistas elegir entre recibir parte o la totalidad de su retribución en acciones liberadas de la sociedad o en efectivo mediante la venta de los derechos de asignación gratuita que reciban, bien en el mercado al precio de cotización de los mismos, bien a la propia Compañía.

La retribución percibida por los accionistas en los ejercicios 2013 y 2012, derivada de los dividendos y del programa "Repsol Dividendo Flexible", es la siguiente:

La retribución indicada en la tabla anterior en el ejercicio 2012 incluye el dividendo a cuenta del ejercicio 2011 de 0,5775 euros brutos por acción pagado en el mes de enero de 2012 y el importe del compromiso irrevocable de compra de derechos de asignación gratuita asumido por Repsol en la ampliación de capital liberada cerrada en julio de 2012 (0,545 euros brutos por derecho), al amparo del programa "Repsol Dividendo Flexible".

La retribución de 0,96 €/acción en el ejercicio 2013 incluye el importe del compromiso irrevocable de compra de derechos de asignación gratuita asumido por Repsol en las dos ampliaciones de capital liberadas cerradas en enero y julio de 2013 (0,473 y 0,445 euros brutos por derecho respectivamente), en el marco del programa "Repsol Dividendo Flexible", y el dividendo en efectivo de 0,04 euros brutos por acción pagado en junio de 2013. En consecuencia, Repsol ha pagado durante 2013 un importe total de 467 millones de euros a los accionistas y les ha entregado 46.293.180 acciones nuevas, por un importe equivalente de 833 millones de euros.

Asimismo, en enero de 2014, en el marco del programa "Repsol Dividendo Flexible" y en sustitución del que hubiera sido el dividendo a cuenta del ejercicio, Repsol ha realizado un desembolso en efectivo de 232 millones de euros (0,477 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita a la Compañía y ha retribuido con 22.044.113 acciones, por un importe equivalente de 389 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la Sociedad.

Por último, a la fecha de formulación de las Cuentas Anuales, en el marco del programa "Repsol Dividendo Flexible" y en sustitución del tradicional dividendo complementario del ejercicio, el Consejo de Administración propondrá a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas, una ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos equivalente a una retribución al accionista de unos 0,50 euros por acción.

Para información adicional sobre la retribución total percibida por los accionistas y las mencionadas ampliaciones de capital liberadas derivadas del programa "Repsol Dividendo Flexible", véase los apartados 6. Retribución al accionista y 1. Capital social de la Nota 14 "Patrimonio Neto" de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondiente al ejercicio 2013.

Nuestra acción

En general el año 2013 ha sido positivo para los mercados bursátiles españoles, cerrando el año con una revalorización del Ibex del 21,4%. El incremento se debe principalmente a un cambio de percepción sobre la economía española por parte de los inversores. La prima de riesgo cayó 170 puntos durante el año y el interés sobre la deuda española bajó de 5,26% a 4,14%, demostrando que el mercado ve las reformas políticas y la estabilidad como buenas señales para invertir en las empresas españolas.

El comportamiento del título de Repsol ha seguido una evolución muy similar a la del IBEX, tal como se observa en el siguiente cuadro, con un incremento del 19,5%:

En comparación con el sector, la acción de Repsol se ha comportado mejor que la media de sus comparables europeos. Las empresas europeas del sector se han revalorizado una media de 10.4%, mientras que la acción de Repsol, como mencionamos anteriormente, se revalorizó en un 19,5%.

Nota: media del sector formada por Repsol, BP, ENI, Total, RDS (B), OMV y Statoil.

El detalle de los principales indicadores bursátiles del Grupo durante los ejercicios 2013 y 2012 se expone a continuación:

PRINCIPALES INDICADORES BURSÁTILES	2013	2012
Cotización al cierre del ejercicio [2] (euros)	18,3	15,3
Cotización media del ejercicio (euros)	17,5	16,2
Precio máximo del periodo (euros)	19,8	24,1
Precio mínimo del periodo (euros)	15,1	11
Capitalización bursátil (millones de euros) [1]	23.861	19.263
PER[3]	122,1	9,3
Rentabilidad por dividendo pagado [4] (%)	6,0	4,7
Fondos propios por acción [5]	21,29	21,48

(1) Corresponde al precio de cotización por acción a cierre por el número de acciones en circulación.
(2) Corresponde al precio de cotización por acción al cierre del ejercicio en el Mercado Continuo de las Bolsas de Valores españolas.
(3) PER es el precio de cotización de la acción al cierre del período/Beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante
(4) Corresponde a la retribución por acción entre la cotización al inicio del periodo. Se calcula sobre dividendos pagados
(5) Corresponde a los Fondos Propios / número medio de acciones en circulación al cierre.

5. *EL DESEMPEÑO DE NUESTROS NEGOCIOS*

5.1) UPSTREAM

Nuestras actividades

El área de *Upstream* de Repsol engloba las actividades de exploración y producción de petróleo y de gas natural, y gestiona su cartera de proyectos con el objetivo de alcanzar un crecimiento rentable, diversificado, sostenible y comprometido con la seguridad y con el medio ambiente. Las actividades de exploración y producción son:

- **Nuevas áreas**: Identificación y entrada en nuevos proyectos (crecimiento orgánico o inorgánico).
- **Exploración**: Actividades de geología, sísmica, geofísica y perforación de sondeos exploratorios en la búsqueda de recursos de hidrocarburos.
- **Evaluación**: Definición de las recursos descubiertos y determinación de su comercialidad.
- **Desarrollo**: Perforación de los pozos productivos e instalaciones para la puesta en producción de las reservas.
- **Producción**: Explotación comercial de hidrocarburos.

Principales magnitudes

	2013	2012
UPSTREAM:		
Dominio minero no desarrollado Neto (Km^2)	223.363	221.228
Dominio minero desarrollado Neto (Km^2)	880	935
Reservas de crudo, condensado y GLP (Mbep)	422	428
Reservas de Gas Natural (Mbep)	1.093	866
Ratio de reemplazo de reservas (%)	275	204
Coste de reemplazo de reservas (media trianual)($/bep) (1)	11,5	12,3
Producción neta de hidrocarburos día (Kbep/d)	346	332
Precio medio de realización del crudo ($/bbl)	88,7	89,0
Precio medio de realización de gas ($/bep)	22,5	20,9
Coste de extracción (2) (net lifting cost - $bbl)	5,0	3,8
Finding cost (media trianual) ($/bep) (3)	6,0	9,0

(1) Finding cost: (Inversiones Compra Dominio Minero + Exploración)/Descubrimientos y Extensiones
(2) Coste Reemplazo Reservas: Inversión Total (sin Almac. de Gas ni Licuación ni Regasificación ni Otras Inversiones) /Adición Reservas Netas (sin venta Reservas)
(3) Net Lifting Cost: Lifting Costs / Producción Neta

Nuestra visión de futuro

La actividad de Exploración y Producción constituye nuestro motor de crecimiento. En esta área, la estrategia se basa en el aumento de la producción y las reservas, el mantenimiento de la intensa actividad exploratoria, la diversificación geográfica, la excelencia operativa y la maximización de la rentabilidad de sus activos.

Nuestro desempeño en 2013

Millones de euros

Resultado de explotación	2013	2012	Variación
América del Norte y Brasil	205	380	-46,05%
Norte de África	752	1.298	-42,06%
Resto del mundo	800	530	50,94%
Total	**1.757**	**2.208**	**-20,43%**
Inversiones (1)	**2.317**	**2.423**	**-4,37%**

(1) La inversión en desarrollo representó el 71% del total (34% EE.UU., 17% Venezuela, 15% Brasil, 12% Trinidad y Tobago, 9% Bolivia y 5% Perú). La inversión en exploración supuso un 24% (26% EE.UU., 21% Brasil, 9% Noruega, 8% Canadá, 8% Irak y 7% Irlanda).

Principales acontecimientos del periodo

- Se inicia la explotación comercial del campo Sapinhoá, situado en el pre-salino brasileño (enero).
- Se completó el proceso de constitución de la empresa conjunta AROG entre Alliance Oil (51%) y Repsol (49%) en Rusia (enero).
- Inicio de la producción en Syskonsyninskoye (SK) en Rusia (febrero).
- Descubrimiento de gas en el bloque SE Illizi en Argelia, así como tres descubrimientos en el North Slope de Alaska (abril).
- Descubrimientos en el bloque BM-S-50 en aguas profundas en la cuenca de Santos en Brasil, en el bloque Karabashsky-2 en Rusia y el bloque Cosecha en Colombia (junio).
- Seis nuevas licencias exploratorias en Noruega (1er semestre).
- Se inaugura la fase II en Bolivia del proyecto Margarita-Huyaca (octubre).
- Descubrimiento de petróleo en Libia en el bloque NC115 (octubre).
- El buque de perforación de séptima generación "Ocean Rig Mylos" comenzó a perforar en Brasil (noviembre)
- Paradas de producción en Libia por problemas no asociados a la operación (2do semestre).
- Entrada en dos nuevos países: Nicaragua y Rumanía.
- Puesta en marcha nuevo pozo de gas en Margarita-Huacaya en Bolivia (diciembre).
- Solicitud declaración de comercialidad del campo Carioca, en las aguas profundas de la cuenca de Santos, en Brasil (diciembre).

5.1.1. PRINCIPALES ACTIVIDADES DEL UPSTREAM

EXPLORACIÓN Y DESARROLLO

Al cierre del ejercicio 2013, el área de *Upstream* de Repsol participaba en bloques de exploración y producción de petróleo y gas de 31 países, directamente o a través de sus participadas. La compañía era el operador en 25 de ellos.

Las siguientes tablas muestran la información de dominio minero y actividad exploratoria y de desarrollo de Repsol por área geográfica:

	Domino minero desarrollado y no desarrollado (2013)			
	Desarrollado (1)		**No desarrollado (2)**	
(km2)	**Bruto (3)**	**Neto (4)**	**Bruto (3)**	**Neto(4)**
Europa	**22**	**17**	**64.677**	**32.649**
Latinoamérica	**1.862**	**513**	**119.074**	**60.741**
Brasil	98	8	3.659	468
Perú	167	17	38.814	15.974
Trinidad y Tobago	180	66	7.972	3.327
Venezuela	777	186	2.214	667
Resto de países América del Sur	640	237	66.415	40.306
América del Norte	**866**	**69**	**40.249**	**11.029**
África	**643**	**175**	**152.024**	**82.204**
Asia	**215**	**105**	**42.905**	**24.192**
Oceanía	**-**	**-**	**12.548**	**12.548**
Total	**3.608**	**880**	**431.477**	**223.363**

(1) El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero, tanto de explotación como de exploración.

(2) El dominio minero no desarrollado abarca la superficie en la que no han sido perforados pozos productivos o éstos no se han terminado hasta el punto en que permita la producción de cantidades económicas de petróleo y gas, independientemente de si dicha superficie contiene reservas probadas. Incluye también la superficie exploratoria.

(3) El dominio minero bruto es aquel en el que Repsol posee una participación.

(4) El dominio minero neto es la suma de las fracciones de participación que se posee en el dominio minero bruto.

	Dominio minero											
	Nº de bloques (2)				Área bruta (km2) (1)				Área neta (km2) (1)			
	Desarrollo		Exploración		Desarrollo		Exploración		Desarrollo (3)		Exploración	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Europa	**10**	**12**	**49**	**41**	**399**	**468**	**64.301**	**41.578**	**332**	**389**	**32.334**	**18.170**
Latinoamérica	**51**	**50**	**20**	**27**	**17.294**	**17.047**	**103.642**	**86.833**	**5.724**	**5.685**	**55.531**	**41.301**
Brasil	3	2	4	10	956	723	2.801	6.161	113	78	363	1.219
Perú	2	2	5	5	2.020	2.020	36.961	36.961	202	202	15.789	19.017
Trinidad y Tobago	7	7	1	-	5.579	5.579	2.574	-	2.363	2.363	1.030	-
Venezuela	8	8	-	1	2.990	2.980	-	518	853	849	-	207
Resto de países de América del Sur	31	31	10	11	5.749	5.745	61.306	43.194	2.193	2.193	38.350	20.858
América del Norte	**7**	**7**	**517**	**474**	**18.208**	**1.157**	**22.908**	**27.504**	**2.009**	**559**	**9.089**	**9.791**
África	**4**	**5**	**34**	**37**	**12.059**	**12.274**	**140.607**	**172.166**	**2.564**	**2.692**	**79.815**	**107.470**
Asia	**16**	**14**	**21**	**20**	**2.076**	**1.404**	**41.043**	**35.612**	**1.017**	**1.181**	**23.280**	**22.376**
Oceanía	**-**	**-**	**1**	**1**	**-**	**-**	**12.548**	**12.548**	**-**	**-**	**12.548**	**12.548**
Total	**88**	**88**	**642**	**600**	**50.036**	**32.351**	**385.049**	**376.242**	**11.647**	**10.506**	**212.596**	**211.657**

(1) El área bruta de dominio minero es aquella en la que Repsol es propietaria de una participación. El área neta de dominio minero es la suma del área bruta de cada dominio minero por sus respectivas participaciones.
(2) El número de bloques no incluye el activo no convencional Mississippian Lime en Estados Unidos.
(3) Incluye aquel dominio minero en desarrollo y en producción.

	Pozos exploratorios terminados y en curso									
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total		En curso	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Europa	**-**	**-**	**4**	**1**	**-**	**-**	**4**	**1**	**-**	**-**
Latinoamérica	**2**	**4**	**6**	**5**	**-**	**1**	**8**	**10**	**-**	**4**
Brasil	1	1	4	1	-	1	5	3	-	4
Perú	-	1	-	1	-	-	-	2	-	-
Trinidad y Tobago	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Venezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de países de América del Sur	1	2	1	2	-	-	2	4	-	-
América Central	-	-	1	1	-	-	1	1	-	-
América del Norte	**3**	**-**	**1**	**1**	**-**	**2**	**4**	**3**	**-**	**-**
África	**2**	**1**	**3**	**1**	**-**	**2**	**5**	**4**	**2**	**1**
Asia	**1**	**-**	**1**	**-**	**-**	**-**	**2**	**-**	**2**	**-**
Oceanía	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Total	**8**	**5**	**15**	**8**	**-**	**5**	**23**	**18**	**4**	**5**

	Pozos de desarrollo terminados							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Europa	-	-	-	-	-	-	-	-
Latinoamérica	**95**	**75**	**6**	**5**	**6**	**4**	**107**	**84**
Brasil	4	1	-	1	-	-	4	2
Perú	1	3	-	1	-	-	1	4
Trinidad y Tobago	5	4	-	-	2	1	7	5
Venezuela	29	20	-	1	1	1	30	22
Resto de países de América del Sur	56	47	6	2	3	2	65	51
América Central	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	**406**	**254**	-	**1**	**1**	**5**	**407**	**260**
África	**23**	**2**	-	-	-	-	**23**	**2**
Asia	**31**	**4**	**2**	-	**6**	-	**39**	**4**
Oceanía	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	**555**	**335**	**8**	**6**	**13**	**9**	**576**	**350**

PRODUCCIÓN Y RESERVAS

La producción media del año 2013 (346 Kbep/d) ha sido un 4% superior a la del 2012 (332 Kbep/d). La puesta en marcha de cinco de los diez grandes proyectos y las menores paradas producidas en Trinidad y Tobago han compensado la interrupción de la producción en Libia, parada durante más de 100 días en el año, y la venta del 20% del bloque 16 en Ecuador. La producción media del año 2013 habría sido un 8% superior a la del 2012 si Libia hubiera operado con normalidad. El 4 de enero de 2014 se volvió a reestablecer la producción en Libia.

	Producción neta de líquidos y gas natural por área geográfica					
	2013			2012		
	Líquidos	Gas natural	Total	Líquidos	Gas natural	Total
	(Mbbl)	(bcf)	(Mbep)	(Mbbl)	(bcf)	(Mbep)
Europa	**2**	**1**	**3**	**1**	**2**	**1**
Latinoamérica	**24**	**395**	**94**	**24**	**372**	**90**
Brasil	3	*	3	2	*	2
Perú	4	40	11	3	39	10
Trinidad y Tobago	4	253	49	4	240	47
Venezuela	5	47	13	5	48	13
Resto de países de América del Sur	8	54	18	10	45	18
América del Norte	**10**	**9**	**11**	**10**	**5**	**11**
África	**11**	**11**	**13**	**17**	**12**	**19**
Asia	**4**	**8**	**5**	**1**	**-**	**1**
Producción total neta	**51**	**424**	**126**	**52**	**391**	**122**

(*) Valor de la producción comprendido entre 0 y 1

	Pozos productivos por área geográfica			
	Petróleo		Gas	
	2013	2012	2013	2012
Europa	**10**	**9**	**1**	**1**
Latinoamérica	**1.098**	**1.083**	**180**	**166**
Brasil	17	16	-	-
Perú	-	-	20	21
Trinidad y Tobago	97	96	47	48
Venezuela	366	333	25	23
Resto de países de América del Sur	618	638	88	74
América del Norte	**811**	**304**	**-**	**-**
África	**248**	**240**	**83**	**83**
Asia	**362**	**332**	**7**	**-**
Oceanía	**-**	**-**	**-**	**-**
Total	**2.529**	**1.968**	**271**	**250**

Principales concesiones productivas por países

La siguiente tabla muestra la información de las principales concesiones productivas y en desarrollo del área de *Upstream* de Repsol detalladas por países a 31 de diciembre de 2013, indicando también el porcentaje que posee Repsol en cada una de ellas.

	Principales bloques	% Repsol	Productivo /en desarrollo	Operado (O) / No operado (NO)	Líquidos (L) / Gas (G)
Europa					
España	Lubina	100,00%	Productivo	O	L
España	Casablanca-Montanazo	68,67%	Productivo	O	L
España	Boquerón	61,95%	Productivo	O	L
América del Sur					
Trinidad y Tobago	BP TT	30,00%	Productivo	NO	L-G
Trinidad y Tobago	TSP	70,00%	Productivo	O	L-G
Trinidad y Tobago	5B Manakin	30,00%	En desarrollo	NO	L-G
Resto (América del Sur)					
Brasil	BM-S-9 (Sapinhoá)	15,00%	Productivo	NO	L
Brasil	Albacora Leste	6,00%	Productivo	NO	L-G
Bolivia	Margarita - Huacaya	37,50%	Productivo	O	L-G
Bolivia	Sabalo	24,46%	Productivo	NO	L-G
Bolivia	San Alberto	24,46%	Productivo	NO	L-G
Colombia	Cravo Norte	5,63%	Productivo	NO	L
Colombia	Cosecha	17,50%	En desarrollo	NO	--
Ecuador	Bloque 16	35,00%	Productivo	O	L
Ecuador	Tivacuno	35,00%	Productivo	O	L
Perú	Bloque 56 (Camisea)	10,00%	Productivo	NO	L-G
Perú	Bloque 88 (Camisea)	10,00%	Productivo	NO	L-G
Perú	Bloque 57 (Kinteroni)	53,84%	En desarrollo	O	L-G
Venezuela	Cardón IV (Perla)	50,00%	En desarrollo	O	G
Venezuela	Quiriquire (Gas)	60,00%	Productivo	O	G
Venezuela	Yucal Placer	15,00%	Productivo	NO	G
Venezuela	Barua Motatan	40,00%	Productivo	O	L
Venezuela	Quiriquire	40,00%	Productivo	O	L-G
Venezuela	Mene Grande	40,00%	Productivo	O	L
Venezuela	Carabobo	11,00%	En desarrollo	O	L
América del Norte	---	---		---	---
Estados Unidos	Shenzi	28,00%	Productivo	NO	L-G
Estados Unidos	Mississippian Lime	7,42%	Productivo	NO	L-G
África					
Argelia	Tin Fouyé Tabenkor (TFT)	30,00%	Productivo	O	L-G
Argelia	Reggane	29,25%	En desarrollo	O	G
Libia	NC-115	20,00%	Productivo	O	L
Libia	NC-186	16,00%	Productivo	O	L
Asia					
Rusia	SK	49,00%	Productivo	O	L-G
Rusia	YK	49,00%	En desarrollo	O	--
Rusia	SNO	49,00%	Productivo	O	L
Rusia	TNO	49,00%	Productivo	O	L

Precios medios de realización de crudo y gas por área geográfica

	A 31 diciembre 2013		A 31 diciembre 2012	
	Precios de realización medios de crudo	Precios de realización medios de gas	Precios de realización medios de crudo	Precios de realización medios de gas
	($/Bbl)	($/Boe)	($/Bbl)	($/Boe)
Europa	108,12	63,27	110,13	65,11
América del Sur	82,18	22,41	75,99	20,43
América del Norte	102,36	28,78	103,80	37,43
África	108,51	-	110,33	-
Asia	60,13	10,69	65,15	-
Oceanía	-	-	-	-
TOTAL	**88,68**	**22,46**	**88,96**	**20,87**

Reservas

Al cierre de 2013, las reservas probadas de Repsol, estimadas de conformidad con el marco conceptual definido para la industria de petróleo y gas por la US Securities and Exchange Commission (SEC) y de acuerdo con los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE), ascendían a 1.515 Mbep, de los cuales 422 Mbep (27,8%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 1.093 Mbep (72,2%), a gas natural.

	Reservas probadas	
Millones de barriles equivalentes de petróleo crudo	**2013**	**2012**
Europa	4	5
América del Sur	1.287	1.033
América del Norte	46	53
África	139	152
Asia	39	51
Oceanía	-	-
TOTAL	**1.515**	**1.294**

En 2013, la evolución de las reservas fue positiva, con una incorporación total de 347 Mbep, procedentes principalmente del Proyecto Cardón IV en Venezuela, incorporaciones en BPTT en Trinidad y Tobago, y revisiones en los Bloques 56 y 88 en Perú. En 2013, se consiguió un ratio de reemplazo de reservas (cociente entre las incorporaciones totales de reservas probadas en el periodo y la producción del periodo) de 275% para petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural (87% en petróleo crudo, condensado y GLP, y 401% en gas natural), lo que incluso mejora los muy buenos ratios de 2012 (204%) y 2011 (162%), incorporando recursos que fortalecen significativamente su crecimiento futuro.

5.1.2. ACTIVIDADES EN LAS PRINCIPALES ZONAS GEOGRÁFICAS

Norteamérica

Canadá	• A principios de 2013 Repsol obtuvo la adjudicación de un nuevo bloque exploratorio marino en la Ronda Exploratoria NL12-02-Flemish Pass. El bloque EL-1134 se adjudicó al consorcio en el que Repsol participa con el 25%. El bloque se localiza en la cuenca de Southern Flemish. • La entrada en este nuevo bloque exploratorio, que se añade a los siete ya existentes, demuestra el compromiso de Repsol para la creación de un portafolio de proyectos en el offshore de Canadá, en línea con su estrategia de diversificación geográfica y crecimiento en países de la OCDE.

EE.UU.	La diversificada cartera de proyectos de Repsol en Estados Unidos, que incluye activos en producción y proyectos exploratorios de gran materialidad, en ambos casos tanto *onshore* como offshore, sitúa a este país como una de las grandes áreas estratégicas de crecimiento de la compañía. Repsol participa en Estados Unidos en más de 500 bloques, así como en los activos de Mississippian Lime.
• En el Golfo de México, Repsol obtuvo la adjudicación, en la Ronda Exploratoria 227 de marzo de 2013, de dos nuevos bloques exploratorios. Los bloques marinos son Green Canyon-GC 581 en el que Repsol participa con un 40% y Atwater Valley-AT 172 en el que participa con el 100%.	
• En abril de 2013, Repsol anunció tres descubrimientos de petróleo en Alaska en la campaña exploratoria 2012-2013. Los pozos Qugruk 1 (Q-1) y Qugruk 6 (Q-6), mostraron hidrocarburos en dos niveles, mientras que en el pozo Qugruk 3 (Q-3) se encontraron hidrocarburos en múltiples niveles. Los trabajos de evaluación y exploración continuarán durante el invierno de 2013-2014. Repsol es, con una participación del 70%, la compañía operadora del consorcio descubridor.	
• En Alaska, se adjudicaron oficialmente a Repsol los 41 bloques previamente notificados como mayor oferta realizada en las rondas NS-2012W y BS-2012W de Alaska North Slope en noviembre de 2012.	
• En el activo de recursos no convencionales del yacimiento Mississippian Lime, entre los estados de Kansas y Oklahoma, en el que Repsol participa tras el acuerdo ratificado en 2012 con la petrolera estadounidense SandRidge Energy, se continuó en 2013 con la intensa campaña de perforación con más de 400 pozos productores perforados en el año.	
• En el activo productivo de Shenzi, ubicado en las aguas profundas del Golfo de México y donde Repsol tiene un 28% de participación, en 2013 se perforaron dos pozos de desarrollo y se inició un nuevo pozo. Actualmente hay 16 pozos en producción (14 a través de la plataforma Shenzi y dos a través de la plataforma Marco Polo) y se han perforado 4 pozos inyectores, dos de ellos en el año 2013.	
• En el primer semestre de 2013 se inició la perforación del segundo sondeo de evaluación del descubrimiento Buckskin, que se prevé finalizar en los primeros meses de 2014.	

Latinoamérica

Brasil	Los descubrimientos exploratorios realizados en Brasil en los últimos años, los proyectos de desarrollo que se están materializando y la alianza establecida entre Repsol (60%) y la compañía china Sinopec (40%), creando la sociedad Repsol Sinopec Brasil, refuerzan la estrategia de la compañía en el offshore brasileño, una de las mayores áreas de crecimiento en reservas de hidrocarburos del mundo y una de las claves de crecimiento en el área de *Upstream* de Repsol. La compañía tiene en Brasil un importante y diversificado portafolio de activos, que incluye los campos productivos Sapinhoá y Albacora Leste y activos con grandes descubrimientos realizados en los últimos años en los bloques BM-S-9 y BM-C-33.
• En enero de 2013 comenzó la producción en el campo de Sapinhoá con el primer pozo productor en el área sur, en el bloque BM-S-9 en el presalino de las aguas profundas de la cuenca de Santos. Repsol Sinopec Brasil tiene una participación del 25%. La producción de este crudo de gran calidad se realiza en el área sur a través de la plataforma flotante que produce, almacena y traslada el petróleo a otro buque (FPSO) "Cidade de São Paulo" con capacidad para procesar 120.000 barriles de crudo al día y 5 millones de metros cúbicos diarios de gas. Dentro del plan de desarrollo completo del área, se conectarán a la plataforma nuevos pozos productivos, con los que se espera alcanzar durante 2014 una producción total de crudo de 120 kbbl/d. En una segunda fase de desarrollo del Campo Sapinhoá en su área norte, se instalará la plataforma FPSO "Cidade de Ilhabela" que tiene una capacidad de producción diaria de 150.000 barriles de crudo y 6 millones de metros cúbicos diarios de gas.	
• En 2013 se realizaron las pruebas de producción (EWT) en Sapinhoá Norte en el bloque BM-S-9 conectando con la plataforma FPSO Cidade de São Vicente. Las pruebas dieron unos resultados muy positivos con un petróleo de alta calidad.	
• En junio de 2013 se realizó un importante descubrimiento exploratorio de petróleo con el sondeo Sagitario en el bloque BM-S-50 en las aguas profundas de la cuenca de Santos en el presalino de Brasil. Este es el primer pozo perforado en el bloque BM-S-50. La compañía IHS lo incluyó en su lista de los diez mayores descubrimientos mundiales realizados en el primer semestre de 2013. Repsol Sinopec Brasil tiene una participación del 20% en este bloque.	
• El buque de perforación de séptima generación "Ocean Rig Mylos" llegó al Bloque 33 en la cuenca marina de Campos de Brasil a finales de octubre de 2013 y comenzó las actividades de perforación en noviembre. Este Rig es uno de los más modernos y seguros del mundo y puede utilizarse para perforaciones en lámina de agua de hasta 3.700 metros. Repsol contrató este Rig en el año 2012 por un período de tres años con opción de extenderlo dos más. Se empleará inicialmente para el plan de evaluación del Bloque 33. El Bloque BM-C-33 es operado por Repsol Sinopec Brasil (35%), en colaboración con Statoil (35%) y Petrobas (30%).	
• En 2013 se continuó con los trabajos del plan de evaluación y conceptualización del futuro desarrollo del proyecto Carioca en el bloque BM-S-9. Se realizó un test de formación (TFR) en Carioca Norte y se perforó el sondeo Carioca SW con resultados muy positivos. En diciembre de 2013 se presentó a las autoridades brasileñas (ANP) la Declaración de Comercialidad del campo Carioca, incluyendo la zona noreste y suroeste del área del Plan de Evaluación y devolviendo la zona sureste que incluye los prospectos Abaré, Abaré Oeste, Iguazú Norte e Iguazú Sur.	

Bolivia	• En octubre de 2013 los Presidentes de Bolivia y de Repsol, inauguraron, en el marco de la segunda fase de desarrollo del proyecto Margarita-Huacaya, la ampliación de la planta de procesamiento de gas. Se aumentó la capacidad de la planta, con una producción de gas actual de 14 millones de metros cúbicos diarios. El plan de desarrollo del área Margarita-Huacaya es uno de los proyectos clave de crecimiento contemplado en el Plan Estratégico 2012-2016. El plan de desarrollo del área en su fase final contempla la perforación de cuatro pozos, dos de los cuales ya se han completado y la ejecución de trabajos de sísmica 2D y 3D, con lo que se podrá seguir aumentando la producción. • Para incorporar los nuevos pozos al sistema de producción, en 2013 se concluyó la construcción de 29 km de ductos y se amplió la estación de compresión de Villamontes. • El proyecto está operado por Repsol, con una participación del 37,5%. • En diciembre de 2013 se inició la producción del pozo Margarita 6 con seis millones de metros cúbicos diarios de gas. Este pozo es el segundo en entrar en producción, de los cuatro de la segunda fase del proyecto Margarita-Huacaya y permite incrementar hasta los 15 millones de metros cúbicos de gas diarios, la producción total de Margarita-Huacaya

Perú	• En 2013 el suministro de gas natural a la planta de licuación de Peru LNG procedente de la región de Camisea, donde Repsol tiene una participación del 10% en los bloques 56 y 88, continuó con normalidad. En estos bloques se encuentran en producción los campos Cashiriari y San Martín.y su producción está destinada al mercado local, además de al abastecimiento de Peru LNG.
	• El campo Kinteroni en el bloque 57 quedó en 2013 en disposición de iniciar su producción, pendiente sólo de concretar aspectos comerciales. El campo Kinteroni se localiza en la zona centro-oriental de Perú, al este de la cordillera de los Andes, en la cuenca Ucayali-Madre de Dios.
	• Las autoridades de Perú anunciaron a mediados de 2013 la reanudación de las obras de ampliación que se están llevando a cabo en el ducto del gas de Camisea, lo que permitirá aumentar la capacidad actual del mismo de 1.230 a 1.540 millones de pies cúbicos diarios. Este ducto está operado por la compañía Transportadora de Gas del Perú (TGP) donde Repsol tiene una participación del 10%. A finales de enero de 2014 se firmó con la compañía Enagás la venta del 10% de participación de Repsol en el gaseoducto TGP cuyo perfeccionamiento está sujeto al cumplimiento de condiciones suspensivas. Esta operación se enmarca dentro del objetivo de desinversiones en activos no estratégicos recogido en el Plan Estratégico 2012-2016 de Repsol (véase Nota 37 *Hechos posteriores* de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013).

Venezuela	• En el proyecto de desarrollo de gas del campo Perla, en el bloque Cardón IV en el Golfo de Venezuela, el consorcio (donde Repsol tiene un 32,5%) continuó en 2013 avanzando en el plan de desarrollo. En dicho plan actualizado de este proyecto clave se contemplan tres Fases en función de los volúmenes de gas natural no asociado a producir (150, 450 y 800 Mscfd). Adicionalmente se estima una última Fase para alcanzar 1.200 Mscfd. La primera fase de 150 Mscfd se estima que se pondrá en producción a finales de 2014. • En el año 2013 se realizaron los trabajos de ingeniería de detalle para la planta de procesamiento en tierra firme, se adjudicó el contrato de suministro de equipos para la planta y se firmó el contrato para su construcción. También se adjudicó el contrato EPC (“Engineering, Procurement and Construction”) para la construcción de la instalaciones marinas, se avanzaron los trabajos de instalación de la línea de producción (aproximación a costa), se adjudicó el contrato del equipo de perforación, se realizaron los trabajos de movimiento de tierra y se inició la ingeniería de detalle de los tanques de condensado.
	• En 2013 se avanzó en los trabajos de desarrollo del proyecto de crudos pesados de Carabobo, otro proyecto clave de crecimiento en Venezuela y donde Repsol tiene una participación del 11%. Continuó la campaña sísmica en curso, se aprobó la contratación de una planta de procesamiento con capacidad de 30.000 barriles de crudo diarios para la producción temprana acelerada, se aprobó la instalación futura de dos nuevas plantas de 30.000 Bbld y se adjudicó el contrato FEED (Front End Engineering Design) de las instalaciones permanentes de *Upstream*. • Se estima que la producción temprana se iniciará en torno a 2016 y previsiblemente se alcanzará el “*plateau*” de producción de 400.000 Bbld en 2019 con la puesta en marcha del mejorador. Esta instalación, con una capacidad para procesar 200.000 Bbld, permitirá incrementar la calidad del crudo hasta los 32º API.
	• En el primer semestre del año Repsol abrió una nueva oficina en Venezuela en la ciudad de Maracaibo.

Trinidad y Tobago	• En Trinidad&Tobago, durante 2013 se continuó con la campaña de perforación de pozos de desarrollo en los campos Savonette e Immortelle. La sociedad bpTT, donde Repsol tiene un 30%, opera una extensa área offshore, destinándose la producción de gas de estos campos a abastecer los trenes de licuación de la planta de Atlantic LNG.
	• En el bloque TSP, durante 2013 se avanzó en la preparación de la campaña de perforación a realizar en 2014. Se estima que se perforarán con dos rig, entre 6 y 8 pozos de desarrollo. Repsol es el operador en TSP con un 70% de participación.
	• En noviembre de 2013 se procedió a la firma del contrato exploratorio del bloque 23b. Este nuevo bloque exploratorio en aguas profundas está participado por Repsol con un 40% de interés.

Otros países de Latinoamérica
• En Colombia, en el bloque terrestre exploratorio Cosecha participado en su fase exploratoria por Repsol con el 25%, se produjo un descubrimiento con el sondeo REX-1 durante el primer semestre de 2013. El bloque se encuentra en la Cuenca de Llanos. • En el bloque exploratorio marino Tayrona donde Repsol participa con el 30%, en 2013 se finalizó la campaña sísmica y se definió la ubicación del primer pozo exploratorio previsto para el año 2014. La licencia ambiental fue otorgada en mayo de 2013.
• En México, Repsol operaba en 2013 el bloque Reynosa-Monterrey, en la cuenca de Burgos, a través de un contrato de servicios múltiples. A finales de 2013 había en producción cerca de 40 pozos cuya producción no se incluye en los libros de Repsol por pertenecer a la compañía nacional Pemex. Por indicaciones de Pemex los trabajos durante el año 2013 se centraron básicamente en servicios de mantenimiento. • El contrato de Servicios con Pemex finalizó el 8 de enero de 2014 y se procedió a la entrega de las instalaciones a Pemex.
• En Ecuador, en los bloques 16 y Tivacuno donde Repsol es la compañía operadora bajo la modalidad de Contrato de Servicios se alcanzó en el año 2013 una producción total acumulada de 300 millones de barriles.
• En Aruba, en febrero de 2013 Repsol abrió una oficina de representación permanente en el país, donde opera un extenso bloque marino exploratorio. En el año 2013 se completó en este bloque el registro de una campaña sísmica 2D y a finales de año se finalizó su procesado.
• En Guyana, en mayo de 2013, Repsol firmó un nuevo contrato PSC (Production Sharing Contract) con el Gobierno de Guyana para la exploración del bloque offshore denominado Kanuku.
• En Nicaragua, a finales de 2013 se completó la entrada de Repsol en el país, con un 20% de participación en los Bloques Tyra e Isabel. La operación estaba pendiente de ratificación oficial a 31 de diciembre de 2013.

África

Repsol tiene una importante presencia en el norte de África, especialmente en Argelia y Libia, donde participa en importantes proyectos que apoyan el crecimiento sostenido y rentable previsto en los próximos años. Asimismo, está consolidando su presencia en África occidental, en Angola, Túnez, Marruecos, Mauritania, Namibia, Sierra Leona y Liberia.

Libia	• En octubre de 2013, Repsol anunció un descubrimiento de petróleo muy ligero de alta calidad (39º API) en la Cuenca de Murzuq. El hallazgo se produjo con el pozo A1-129/02 en el bloque NC115. Repsol es la compañía operadora en el área exploratoria del bloque, con un 40% de la participación.
	• Durante algo más de 100 días en el año 2013, la producción en los bloques NC115 y NC186 se vio afectada por problemas no asociados a la operación. A principios de enero de 2014 se reanudó la producción.

Argelia	• En el segundo trimestre de 2013 se produjo, con el pozo Tin Essameid Est-1 (TDE-1), el segundo descubrimiento exploratorio de gas en el bloque Sud-Est Illizi. En 2013 se presentó a Sonatrach, el plan de delineación de estos dos descubrimientos realizados durante el primer periodo exploratorio, así como el pase al segundo periodo. Repsol es la operadora del consorcio con un 25,7% de la participación en el contrato.
	• En el importante proyecto de desarrollo de gas de Reggane, en el mes de julio de 2013 concluyó la ingeniería FEED (Front End Engineering Design) de las instalaciones de superficie y se inició el proceso de petición de ofertas del contrato de Ingeniería de Detalle y Construcción de la planta de tratamiento de gas, línea de exportación y sistema de colecta que conectará los pozos con la planta. También en 2013 se inició el proceso de petición de oferta de los rigs de perforación. Se estima que la perforación de los primeros pozos de desarrollo se iniciará en el año 2014. • En septiembre se inició la campaña de registro de sísmica 3D en el campo de Reggane, al que seguirán los campos de Azrafil SE y Khalouche South. • Repsol co-opera este proyecto con un 29,25% de participación.
	• En septiembre de 2013 se devolvió a la compañía estatal argelina Sonatrach el Bloque Issaoaune, en el que Repsol operaba tres campos, Tifernine, TIM y BEQ. Esta cesión se produjo a la expiración del período de explotación concedido de 15 años.

Angola	• En abril de 2013 se inauguró la nueva oficina en Angola, donde Repsol tiene presencia en tres bloques exploratorios (22, 35 y 37). Repsol es la compañía operadora en el bloque 22 con un 30% de participación, tiene un 25% en el bloque 35 y un 20% en el bloque 37.
	• En 2013 se firmó un acuerdo de colaboración con la empresa petrolera estatal Sonangol, para emplear en Angola la tecnología exploratoria de vanguardia desarrollada por Repsol con el proyecto Caleidoscopio y empleada con éxito en el offshore de Brasil.

Liberia	• En el bloque LB-10, donde Repsol participa con el 10%, en 2013 se finalizó la interpretación de los objetivos perforables y se seleccionaron dos de ellos con el objetivo de acometer la perforación de los mismos durante 2014.
	• En junio de 2013 los socios de los bloques LB-16 y 17, tras los estudios realizados, comunicaron a las autoridades de Liberia la decisión de no pasar a la segunda fase exploratoria.

Túnez	• En la primera mitad de 2013 se realizó una campaña de registro de sísmica 2D sobre los tres bloques offshore exploratorios que Repsol opera con el 50% de participación. El procesado de la misma se completó durante el último trimestre del año.
	• A mediados de 2013 se solicitó a las autoridades del país una extensión del período exploratorio en los tres bloques con el objeto de completar la evaluación del potencial del área.

Namibia	• En febrero de 2013, se hizo efectivo el acuerdo firmado en julio de 2012, por el que Repsol adquirió a la compañía Arcadia Petroleum Ltd un 44% de participación en la licencia exploratoria 0010, situada en las aguas de Namibia y que comprende los bloques offshore 1910A, 1911 y 2011A. Repsol asumió la condición de operador.

Marruecos	• A mediados de 2013 se solicitó a las autoridades de Marruecos una licencia exploratoria para el Bloque marino “Gharb” tras los buenos resultados en la evaluación geológica y económica llevada a cabo durante la licencia de reconocimiento.

Mauritania	• A finales de 2013 se inició la perforación del sondeo exploratorio Ouguiya-1 en el bloque TA-10 en la cuenca de Taoudenni. Repsol con una participación del 70% es la compañía operadora.

Sierra Leona	• A la fecha se han cumplido todos los compromisos de actividades exploratorias asumidas con las autoridades del país en esta fase exploratoria del bloque SL-07B-10. Actualmente se están analizando junto con los socios del bloque las alternativas a seguir, antes que finalice la fase exploratoria del bloque (agosto de 2014).

Asia

Rusia	• En enero de 2013 Repsol incluyó los activos de la compañía Eurotek en la joint venture AR Oil and Gaz BV (AROG), que incluye dos importantes campos de gas: Syskonsyninskoye (SK), que se puso en producción a finales de febrero de 2013 y Yuzhno-Khadyryakhinskoye (YK) que está en fase final de evaluación, previo a su puesta en desarrollo. Con todo ello a finales de enero de 2013 quedó completada la formación de la empresa conjunta AROG entre Alliance Oil (51%) y Repsol (49%).
	• En febrero de 2013, se inició la producción de gas en el campo Syskonsyninskoye (SK), en la región Khanty-Mansiysk de la estepa siberiana. El desarrollo completo del campo contempla un total de 11 pozos productores que se estima estarán todos en producción a lo largo de 2014.
	• A mediados de 2013 se produjo un descubrimiento exploratorio con el sondeo Gabi 3 en el bloque Karabashsky-2 ubicado en Siberia, donde Repsol es la compañía operadora con el 100% de participación. También se finalizó en 2013 el sondeo Gabi 1 en el bloque Karabashsky-1 (100% Repsol) con muy buenos resultados, los cuales se confirmarán con las pruebas de producción en 2014.
	• En 2013 se incorporaron al Dominio Minero de la compañía dos nuevos bloques exploratorios en Siberia, Karabashsky-3 y Karabashsky-9, donde Repsol es la compañía operadora con el 100% de participación.

Indonesia	• En junio de 2013 las autoridades de Indonesia autorizaron la entrada de Repsol, con una participación del 30%, en el bloque exploratorio marino Cendrawasih. Este nuevo bloque exploratorio se añade a los otros cinco en los que Repsol ya participa en las aguas de Indonesia.

Irak	• En 2013 finalizaron los trabajos de procesado e interpretación de los resultados de las campañas de adquisición de Sísmica 2D realizada en 2012 en los bloques exploratorios Piramagrun y Qala Dze. Como resultado se definieron los objetivos a perforar, en uno de ellos se comenzaron en el cuarto trimestre de 2013 los trabajos de perforación con el sondeo Zewe 1 en el bloque Piramagrun. El segundo sondeo con el pozo exploratorio Binari Serwan en el bloque Qala Dze, se estima que esté terminado en la primera mitad de 2014.
	• En el cuarto trimestre de 2013 se materializó la compra por parte de la compañía Maersk de un 50% del interés de Repsol en los bloques Piramagrun y Qala Dze. Con esta dilución, Repsol queda con un 50% de participación en el Área y mantiene la operación.

Europa

Noruega	Repsol ha venido consolidando en los últimos años una amplia cartera de proyectos en este país escandinavo, en línea con la estrategia de diversificación geográfica y aumento de la presencia en países OCDE. En diciembre de 2013 Repsol participaba en 18 licencias exploratorias en aguas de Noruega, en 6 de ellas como operador (PL-531, PL-541, PL-642, PL-692, PL-705 y PL-711).
• En enero de 2013 se hizo efectiva la entrada de Repsol, con una participación del 20%, en la licencia PL628. La licencia se sitúa en el Mar del Norte.	
• En el primer trimestre de 2013 el Norwegian Petroleum Directorate anunció la adjudicación a Repsol de una licencia en el mar de Noruega (PL 692) de la que es la compañía operadora con una participación del 40%.	
• En junio de 2013 el Ministerio de Petróleo y Energía de Noruega anunció el otorgamiento a Repsol de cuatro licencias exploratorias en la Ronda 22. Repsol será la compañía operadora en dos de estas licencias. Dos se sitúan en el Mar de Noruega (PL704 Repsol 30% y PL705 Repsol 40% y operador) y las otras dos en el Mar de Barents (PL711 Repsol 40% y operador y PL721 Repsol 20%).	
• En el último trimestre del año se materializó la dilución de un 15% de participación en la licencia PL541 a favor de la compañía Explora Petroleum. Repsol mantiene un 35% y la operación del área.	

Irlanda	• En el segundo trimestre de 2013 se perforó el sondeo exploratorio Dunquin que tras los estudios realizados fue declarado no comercial en el tercer trimestre del año.

Portugal	• En el tercer trimestre de 2013 se hizo efectiva la adquisición por parte de Repsol de la participación del 50% que tenía Petrobrás en los bloques offshore Mexilhao, Ameijoa, Ostra y Camarao. Tras esta operación la participación de Repsol se eleva al 65% asumiendo la operación de las mismas.
	• En los bloques del Algarve (Lagosta y Lagostim) durante 2013 se continuó con el procesado de la sísmica 3D registrada en 2012. El resultado de estos trabajos se tendrá durante 2014 con el objeto de definir la ubicación del primer sondeo exploratorio. Repsol tiene un 90% de participación.

Rumanía	• En marzo de 2013 Repsol anunció la firma de un acuerdo con la filial rumana de la petrolera austriaca OMV (OMV Petrom), para explorar de forma conjunta los niveles profundos (entre 2.500 y 3.000 metros) en cuatro bloques en Rumanía. Los bloques están ubicados en la parte frontal de las fajas plegadas de los Cárpatos. La participación de Repsol en este proyecto es del 49% siendo la compañía operadora.

Bulgaria	• En 2013 se ratificó oficialmente la adjudicación, obtenida en 2012, del bloque exploratorio marino Han Asparuh, ubicado en el Mar Negro. Repsol participa con un 30%. Tiene un área de 14.220 km^2 y se sitúa en la subcuenca occidental del Mar Negro, a una profundidad de entre 200 y 2.000 metro de lámina de agua.

España	• La producción en los campos Lubina y Montanazo superó en 2013 los dos millones de barriles de petróleo totales producidos conjuntamente. La producción en estos campos, descubiertos en 2009 por Repsol, se inició en octubre de 2012. Lubina y Montanazo han multiplicado por cinco la producción anterior de la plataforma Casablanca. Gracias a la actividad de ambos yacimientos, se prolongará al menos otra década la vida productiva del resto de los campos que operan a través de Casablanca y permite la posibilidad de desarrollar nuevos campos. • La plataforma Casablanca obtuvo en 2013 la certificación del Sistema de Gestión Integrado, de acuerdo a las normas ISO9001, ISO14001 y OHSAS18001. De esta forma, Casablanca se sitúa en elevados estándares de integridad y seguridad de la industria para este tipo de instalaciones. • Repsol es la compañía operadora en los dos bloques, con una participación del 68,67% en Montanazo y del 100% en Lubina.
	• El Ministerio de Industria, Energía y Turismo aprobó en abril de 2013 la petición realizada por Repsol en enero de prorrogar el permiso Siroco A-D para la búsqueda de gas en los fondos marinos de la costa malagueña. Repsol es el operador del proyecto con un 60% de participación.
	• El Gobierno autorizó en 2013 el estudio del fondo marino en Canarias. La Dirección General de Política Energética y Minas comunicó la autorización a Repsol del estudio del fondo marino frente a las costas de Lanzarote y Fuerteventura. El área comprende los bloques "Canarias 1 a 9" y los resultados se incorporarán al Estudio de Impacto Ambiental de los sondeos exploratorios a realizar. Repsol es operador con el 50% de la titularidad.

5.1.3. PROGRAMAS DE I+D DEL UPSTREAM

Durante el año 2013, se han desplegado un número significativo de Proyectos Estratégicos de Investigación en línea con los objetivos marcados en el Plan Estratégico de Tecnología E&P 2011-2015.

Dentro de las áreas tecnológicas clave, existen proyectos cuyo objetivo es entender cómo es el subsuelo a través del desarrollo de herramientas de simulación y caracterización de las rocas y de los fluidos contenidos en los almacenes, que permitan a la larga reducir los costes en exploración de hidrocarburos, proyectos centrados en la caracterización más específica de los fluidos durante su extracción y transporte, abordando también el aseguramiento del flujo. Otros proyectos estratégicos tiene como objetivo la optimización de yacimientos con incertidumbre. Para ello se han desarrollado un conjunto de tecnologías de captación de datos basadas en diferentes algoritmos propios que permiten la optimización en la toma de decisiones, simulación y valoración.

También se están desarrollando tecnologías relacionadas con hidrocarburos no convencionales, desde crudos extra pesados hasta shale gas/oil.

Por último, Repsol ha desarrollado en colaboración con un socio tecnológico, una tecnología de vigilancia y detección temprana de hidrocarburos en medio acuático, capaz de identificar cantidades muy pequeñas de forma automática en cualquier condición atmosférica o de luz. Se trata de un proyecto pionero desarrollado en el Centro de Tecnología Repsol que consta de un avanzado software de interpretación, capaz de funcionar de forma autónoma. La etapa de investigación ha finalizado con éxito y el desarrollo ya se encuentra implantado en la plataforma Casablanca (frente a las costas de Tarragona). Este proyecto es un ejemplo evidente del compromiso de Repsol con el medioambiente.

5.2) DOWNSTREAM

Nuestras actividades

El negocio de *Downstream* del Grupo Repsol consiste en el suministro y trading de crudos y productos, el refino de petróleo, la comercialización de productos petrolíferos y la producción y comercialización de productos químicos. Esto se realiza a través de 6 divisiones:

- **Refino:** se dedica a la obtención de carburantes, combustibles y otros derivados del petróleo.
- **Marketing:** se dedica a la comercialización y venta de los productos de la compañía.
- **Trading&Transporte:** se dedica al suministro de crudos y productos al sistema de Refino, y al trading de crudos y productos fuera del sistema propio.
- **Química:** se dedica a producir y comercializar una amplia variedad de productos, y abarca desde la petroquímica básica hasta la derivada.
- **GLP:** se dedica a la producción, distribución y venta minorista de GLP.
- **Nuevas Energías:** esta división se encarga de identificar oportunidades, promover proyectos y llevar a cabo iniciativas en ámbitos como la biotecnología, la electrificación del transporte y la generación renovable.

Principales magnitudes

	2013	2012
Capacidad de refino (kbbl/d)	**998**	**998**
Europa (Incluye part. en ASESA)	896	896
Resto del mundo	102	102
Índice de conversión (%)	**59**	**59**
Crudo procesado (millones de t)	**38,1**	**37,0**
Europa	35,0	33,4
Resto del mundo	3,1	3,6
Indicador de margen de refino ($/Bbl)		
España	3,3	5,3
Perú	0,8	3,9
Número de estaciones de servicio	**4.604**	**4.549**
Europa	4.250	4.216
Resto del mundo	354	333
Ventas de productos petrolíferos (kt)	**43.177**	**42.744**
Europa	39.066	38.277
Resto del mundo	4.111	4.467
Ventas de productos petroquímicos (kt)	**2.337**	**2.308**
Europa	2.023	1.997
Resto del mundo	314	311
Ventas de GLP (kt)	**2.464**	**2.537**
Europa	1.412	1.414
Resto del mundo	1.051	1.123

Nuestra visión de futuro

Consiste en maximizar el retorno de la inversión y la generación de caja, a través de:

- Reducción de las inversiones tras haber finalizado el ciclo inversor de activos y cartera.
- Maximización de los márgenes y el retorno de la inversión.
- Aumentar los beneficios a través de la eficiencia operativa y la excelencia.

Nuestro desempeño en 2013

	2013	2012	Variación
EBITDA	**863**	**1.533**	**-43,71%**
Resultado de explotación CCS	**326**	**1.012**	**-67,79%**
Resultado de explotación	**42**	**1.013**	**-95,85%**
Europa	65	723	-91,01%
Resto del mundo	-23	290	-107,93%
Inversiones [1]	**656**	**666**	**-1,50%**

[1] En 2013, la mayor parte de las inversiones del periodo se destinó a mejoras operativas, de las instalaciones y de la calidad de los carburantes, así como de la seguridad y del respeto al medio ambiente.

Principales acontecimientos del periodo

- Inauguración de la nueva Unidad de Reducción de fuelóleos de la refinería de Petronor (abril).
- Apertura de la oficina comercial en Singapur (septiembre)
- Acuerdo de venta de tecnología al grupo empresarial chino Jilin Shenhua Group para la construcción de una planta de polioles flexibles y poliméricos en China.

5.2.1. PRINCIPALES ACTIVIDADES DEL DOWNSTREAM

REFINO

El Grupo Repsol posee y opera cinco refinerías en España (Cartagena, A Coruña, Bilbao, Puertollano y Tarragona), con una capacidad de destilación total de 896 miles de barriles de petróleo/día (incluida en Tarragona la participación en Asfaltos Españoles S.A.). En la refinería de La Pampilla (Perú), en la que Repsol es el operador y tiene una participación del 51,03%, la capacidad instalada se sitúa en 102 miles de barriles de petróleo/día.

Entorno y actividad de refino

El ejercicio estuvo marcado, como en años anteriores, por los efectos de la crisis económica internacional. La demanda de productos petrolíferos disminuyó en los países de la OCDE, lo que afectó al negocio de refino, especialmente en Europa, donde los márgenes de refino se mantuvieron bajos. A la débil demanda y al exceso de capacidad de refino europeos se unen unas exportaciones crecientes de productos petrolíferos desde Estados Unidos (sobre todo de destilados medios) motivadas por las elevadas tasas de utilización de sus refinerías, cuyo origen son los bajos precios de crudos y costes energéticos derivados de la explotación de recursos no convencionales. Este hecho deprime aún más los márgenes de refino en el entorno europeo. Por esta razón, a lo largo de 2013 se sucedieron cierres de refinerías y se prevé que esta reestructuración del sector continúe en los próximos años en Europa con la clausura de las instalaciones menos complejas y con menor competitividad. Estos cierres permitirán un mejor ajuste de la oferta a la demanda, lo que previsiblemente conducirá a una recuperación de los márgenes, especialmente los de aquellas refinerías que estén orientadas a la producción de destilados medios y con capacidad para procesar crudos pesados como es el caso de Repsol.

El índice de margen de refino en España se situó en 2013 en 3,3 dólares por barril, inferior al de 2012 (5,3 dólares por barril). En cuanto a Perú, el índice de margen de refino anual se situó en 0,8 dólares por barril, frente a los 3,9 dólares por barril de 2012.

La siguiente tabla muestra la capacidad de refino de los complejos industriales en los que Repsol participaba a 31 de diciembre de 2013:

Capacidad de refino [1]	**Destilación primaria** (Miles de barriles por día)	**Índice de conversión** [2] (%)	**Lubricantes** (Miles de toneladas por año)
España			
Cartagena	220	76	155
A Coruña	120	66	-
Puertollano	150	66	110
Tarragona	186	44	-
Bilbao	220	63	-
Total Repsol (España)	**896**	**63**	**265**
Perú			
La Pampilla	102	24	-
Total Repsol	**998**	**59**	**265**

(1) Información presentada de acuerdo con el criterio de consolidación del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo. La capacidad reportada de Tarragona incluye la participación en ASESA.

(2) Definido como el ratio entre capacidad equivalente de Craqueo Catalítico en lecho Fluidizado (“FCC”) y la capacidad de destilación primaria.

En este contexto, las refinerías de Repsol gestionadas por la división de *Downstream* procesaron 38,1 millones de toneladas de crudo, lo que representa un aumento del 3% respecto a 2012, debido en parte al aumento de la capacidad de la refinería de Cartagena. La utilización media de la capacidad de refino fue del 78% en España, superior al 74% del año anterior. En Perú, el grado de uso fue, en cambio, inferior al de 2012, pasando del 70% al 60% en 2013.

En la siguiente tabla se desglosa la producción de las refinerías de acuerdo con los principales productos:

PRODUCCIÓN Miles de toneladas	**2013**	**2012**
Materia prima procesada [1]		
Crudo	38.074	36.960
Otras materias primas	7.312	8.213
Total	**45.386**	**45.173**
Producción de refino		
Destilados intermedios	22.299	21.863
Gasolina	7.587	7.165
Fuelóleo	3.555	4.474
GLP	929	961
Asfaltos [2]	1.080	970
Lubricantes	232	184
Otros (excepto petroquímica)	6.059	5.827
Total	**41.741**	**41.444**

[1] Información presentada de acuerdo con el criterio de consolidación del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo.

[2] Incluye el 50% de la producción de asfalto de Asfaltos Españoles S.A. (ASESA), una compañía participada al 50% por Repsol y Cepsa. Repsol comercializa el 50% de los productos de ASESA

A continuación, se muestra la procedencia de los crudos procesados en las refinerías del Grupo, así como las ventas de productos petrolíferos.

ORIGEN DEL CRUDO PROCESADO	**2013**	**2012**
Oriente Medio	14%	17%
Norte de África	13%	13%
África occidental	7%	6%
Latinoamérica	38%	40%
Europa	28%	24%
Total	**100%**	**100%**

VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

Miles de toneladas	**2013**	**2012**
Ventas por áreas geográficas		
Ventas en Europa	**39.066**	**38.277**
Marketing propio	**19.170**	**19.417**
Productos ligeros	16.587	16.618
Otros productos	2.583	2.799
Otras ventas [1]	**6.734**	**7.131**
Productos ligeros	6.484	6.567
Otros productos	250	564
Exportaciones [2]	**13.162**	**11.729**
Productos ligeros	4.583	4.554
Otros productos	8.579	7.175
Ventas resto del mundo	**4.111**	**4.467**
Marketing propio	**2.209**	**1.999**
Productos ligeros	1.979	1.788
Otros productos	230	211
Otras ventas [1]	**1.144**	**1.583**
Productos ligeros	893	1.214
Otros productos	251	369
Exportaciones [2]	**758**	**885**
Productos ligeros	283	344
Otros productos	475	541
Ventas totales	**43.177**	**42.744**
Ventas por canales de distribución		
Marketing propio	**21.379**	**21.416**
Productos ligeros	18.566	18.406
Otros productos	2.813	3.010
Otras ventas [1]	**7.878**	**8.714**
Productos ligeros	7.377	7.781
Otros productos	501	933
Exportaciones [2]	**13.920**	**12.614**
Productos ligeros	4.866	4.898
Otros productos	9.054	7.716
Ventas totales	**43.177**	**42.744**

[1] Incluyen ventas a operadores y bunker.
[2] Expresadas desde el país de origen.

Tras la ejecución y puesta en marcha a finales de 2011 y principios de 2012 de los dos grandes proyectos en las refinerías de Cartagena y Petronor respectivamente, las líneas de actuación del negocio de refino se centran fundamentalmente en la optimización del esquema productivo y en la mejora de la eficiencia. En este sentido, se están ejecutado gran número de medidas de mejora de la eficiencia energética como vector más importante de optimización de costes operativos, de mantenimiento y mejora de la competitividad del negocio, de gestión de mercados y logísticas de acceso a los mismos, y de relación con el entorno del negocio, todo ello fundamentado en una adecuada gestión de las personas y en una política activa de seguridad, medioambiente e innovación.

En 2013 se avanzó en la construcción de la nueva planta de producción de bases lubricantes de nueva generación, instalación conjunta con la empresa coreana SKL. Se espera poner en marcha esta nueva planta en el segundo semestre del año 2014.

La planta, anexa a la refinería de Cartagena, supondrá una inversión estimada de 250 millones de euros. Las refinerías de Cartagena y Tarragona proporcionarán la materia prima que alimentará la planta.

Las bases producidas son necesarias para la formulación de lubricantes avanzados, e implican una importante reducción de emisiones y consumo.

MARKETING

Repsol comercializa su gama de productos mediante una amplia red de estaciones de servicio. Además, la actividad de marketing incluye otros canales de venta y la comercialización de gran variedad de productos, como lubricantes, asfaltos, coque y derivados.

Las ventas totales del marketing propio fueron de 21.379 miles de toneladas en 2013, manteniéndose en línea con las del año anterior. Los descensos del consumo nacional, más moderados que en años anteriores y motivados por una contracción de la demanda, se han visto compensados con crecimiento internacional y nuevas oportunidades de negocio.

En este sentido, hay que destacar el éxito en la apertura de nuevas líneas de comercialización de productos en el exterior, el mantenimiento de la cuota en el mercado de gasolinas y gasóleos en España, y la mejora de la posición en Portugal.

En este difícil entorno, la gestión del margen de comercialización y del riesgo de crédito permitió, tanto al canal de estaciones de servicio como al de ventas directas dirigidas al consumidor final, obtener resultados positivos.

A finales de 2013, Repsol contaba con 4.604 estaciones de servicio en los países adscritos a la división de *Downstream*. En España, la red estaba compuesta por 3.615 puntos de venta, de los cuales el 69,5% tenía un vínculo fuerte y el 26% eran de gestión propia. En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal 433, Italia 202 y Perú 354.

Los puntos de venta (estaciones de servicio y unidades de suministro) del negocio de *Downstream* a 31 de diciembre de 2013 eran los siguientes:

Puntos de venta	Controladas por Repsol [1]	Abanderadas [2]	Total
España	2.513	1.102	3.615
Portugal	262	171	433
Perú	114	240	354
Italia	71	131	202
Total	**2.960**	**1.644**	**4.604**

[1] Propiedad de Repsol o controlado por Repsol en virtud de contratos comerciales a largo plazo u otro tipo de relaciones contractuales que garantizan una influencia directa a largo plazo sobre dichos puntos de venta.

[2] El término "*abanderadas*" se refiere a estaciones de servicio propiedad de terceros con las que Repsol ha firmado un contrato de nuevo abanderamiento que le proporciona los derechos de (i) convertirse en proveedor exclusivo de dichas estaciones de servicio y (ii) dar su marca a la estación de servicio. En la UE, la vigencia máxima de los contratos es de cinco años.

Repsol comercializa carburante en España bajo las marcas Repsol, Campsa, Petronor, CampsaExpress y Petrocat, con la siguiente distribución a 31 de diciembre de 2013:

Marca	Puntos de venta
Campsa	163
Repsol	3.138
Petronor	290
Petrocat	21
Otras	3
Total	**3.615**

La ley 11/2013 del 26 de julio ha introducido una serie de medidas enfocadas a garantizar la estabilidad de precios de los carburantes e incrementar la competencia en el sector (véase el Anexo III de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 para más información en relación a la Ley 11/2013). En este nuevo contexto, Repsol desde su posición de líder del mercado, con una amplia cobertura geográfica, trabaja para afrontar eficientemente los nuevos retos que la legislación plantea.

Crecimiento y consolidación

La compañía mantiene su política de asociación con empresas líderes del mercado, como El Corte Inglés, cuyas campañas promocionales conjuntas ofrecían descuentos por compras, tanto en las estaciones de servicio de Repsol como en las tiendas de la cadena de grandes almacenes. También ha consolidado su alianza estratégica con Burger King y ha avanzado en su plan de implantación de establecimientos Burger King en estaciones de servicio de la red de Repsol en España.

Como empresa implicada con la innovación tecnológica, Repsol, junto con La Caixa, ha apostado por la implantación del sistema de pago rápido “contactless”, el más ágil que existe en el mercado, sin necesidad de contacto con el cliente y de gran utilidad en establecimientos con gran afluencia, como las estaciones de servicio. Repsol es la primera empresa del Ibex35 que utiliza esta tecnología.

En 2013 se han puesto en marcha varios proyectos claves en los distintos segmentos, potenciando el valor de marca y la calidad de producto mediante la innovación, la excelencia en las operaciones y un equipo humano comprometido.

En línea con la vocación de Repsol de estar atentos a las tendencias cambiantes del mercado, la Compañía ha llevado a cabo una prueba piloto de un modelo de negocio basado en una creciente automatización de puntos de ventas. En 2013 se han abierto 26 puntos de venta de este nuevo modelo de negocio bajo la marca Campsa Express.

En el año 2013 Repsol ha consolidado su posición internacional como productor y comercializador de coque verde combustible realizando más del 50% de las ventas de este producto en el mercado exterior, llegando hasta un total de 20 países principalmente de Europa y norte de África.

En línea con esta idea de crecimiento y consolidación, Servicios Logísticos de Combustibles de Aviación (SLCA), sociedad en la que Repsol posee el 50%, realiza operaciones de puesta a bordo en los dos principales aeropuertos españoles: Madrid-Barajas y Barcelona-El Prat. Gracias a ello, SLCA se mantiene como el segundo operador más importante en toda España por número de aeropuertos y por volumen de actividad.

Siguiendo la línea estratégica de la compañía de consolidar la posición comercial en Portugal, continúa el desarrollo de los proyectos logísticos de Boa Nova y Sines, lo que permitirá obtener una mejor posición para el aprovisionamiento en el país.

Confirmando la estrategia de crecimiento y consolidación, más del 60% de las ventas de Lubricantes y Especialidades se realizan en el mercado internacional, operando en más de 90 países y con más de 60 distribuidores internacionales de lubricantes. Reforzando la presencia internacional, en septiembre de 2013 se abrió una oficina comercial en Singapur. Destaca también la construcción de la planta de bases de tercera generación en Cartagena.

Fiel a su compromiso con la sociedad, Repsol mantuvo en 2013 su política para el empleo y la integración de personas con capacidades diferentes e impulsó el compromiso de sostenibilidad, de respeto medioambiental y de seguridad de las personas, desarrollando en el Centro de Tecnología Repsol productos respetuosos con el entorno, como el aceite Repsol Bio Telex 68 y los asfaltos verdes.

GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO (GLP)

Repsol es una de las principales compañías de distribución minorista de GLP, siendo la primera en España y Perú, además de mantener posiciones de liderazgo en Portugal y Ecuador. Durante el año 2013, ha estado presente en cuatro países de Europa y Latinoamérica.

Las ventas de GLP en 2013 ascendieron a 2.464 miles de toneladas. Por su parte, las ventas totales en España aumentaron un 0,7% respecto al ejercicio anterior, motivado principalmente por el incremento de las ventas a la industria petroquímica, que ha compensado el descenso de la demanda minorista. En España, Repsol distribuye GLP envasado, granel, canalizado por redes de distribución colectiva y AutoGas, contando con más de 5 millones de clientes activos. Del total de las ventas minoristas de GLP en España, las ventas de envasado representaron más del 50% en 2013, realizadas a través de una red de 222 agencias.

Miles de toneladas

Volumen de ventas de GLP	**2013**	**2012**
Europa	**1.412**	**1.414**
España	1.281	1.271
Resto Europa [1]	131	143
Latinoamérica	**1.051**	**1.123**
Perú	665	622
Ecuador	386	374
Resto Latinoamérica [2]	-	127
Total	**2.464**	**2.537**
Envasado	1.354	1.367
A granel, canalizado y otros [3]	1.110	1.170
Total	**2.464**	**2.537**

[1] Portugal.

[2] En 2012 Chile y Colombia.

[3] Incluye ventas al mercado de automoción, de operadores de GLP y otros.

En España, continúan regulados los precios de venta de GLP canalizado y del envasado con cargas entre 8 y 20 kilogramos, excluidos los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante.

En el caso del GLP envasado, los precios han estado regulados a través del Real Decreto Ley 29/2012 y por la Orden IET/463/2013 de 21 de marzo, por la que se actualiza el sistema de determinación

automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados y sus posteriores resoluciones.

En Portugal, Repsol distribuye GLP envasado, granel, canalizado y AutoGas al cliente final y suministra a otros operadores. En 2013 alcanzó unas ventas de 131.344 toneladas, lo que convierte a la compañía en el tercer operador, con una cuota de mercado superior al 20%.

En Latinoamérica, Repsol comercializa GLP envasado, granel, canalizado y automoción en los mercados doméstico, comercial e industrial de Perú y Ecuador, con unas ventas de 1.051 miles de toneladas.

El AutoGas (GLP para automoción) es el carburante alternativo más utilizado en el mundo, con más de 21 millones de vehículos (ocho millones en Europa). Aunque en España su penetración todavía es limitada, el crecimiento de las ventas superó el 30% en 2013, lo que demuestra un aumento en la demanda de este combustible económico y que ayuda a preservar la calidad del aire en las ciudades. La industria prevé que en cinco años habrá en circulación unos 200.000 vehículos a AutoGas en España.

Repsol, consciente del interés por este combustible alternativo, contaba a finales de 2013 con 476 puntos de suministro de AutoGas en el mundo, de los que 228 están en España. Adicionalmente en instalaciones de clientes ya existen 297 puntos de suministro.

En Perú, continúa vigente el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) que, entre otras medidas, establece la entrega de cupones descuento de 16 soles por balón de GLP de 10 kilogramos, lo que supone facilitar el acceso de los sectores más desfavorecidos del país al consumo de GLP y, por tanto, la sustitución de otras fuentes, como queroseno y leña.

Para más información en relación al marco legal aplicable en España y Perú, véase el Anexo III de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013.

QUÍMICA

El negocio de Química produce y comercializa una amplia variedad de productos, y sus actividades abarcan desde la petroquímica básica hasta la derivada. Comercializa sus productos en más de 90 países y lidera el mercado en la Península Ibérica.

La producción se concentra en tres complejos petroquímicos, situados en Puertollano, Tarragona (España) y Sines (Portugal), en los que existe un alto nivel de integración entre la química básica y la química derivada, así como con las actividades de refino en el caso de los complejos de España. Repsol cuenta también con diferentes compañías subsidiarias y filiales, a través de las cuales dispone de plantas dedicadas a la fabricación de compuestos de polipropileno, especialidades químicas y caucho sintético, este último a través de Dynasol, alianza al 50% con el grupo mexicano KUO, con plantas en España y México y otra más en construcción en China junto con un socio local, Shanxi Northern Xing'an Chemical Industry.

El estancamiento de la demanda así como la incertidumbre sobre el crecimiento de la economía han condicionado el resultado del ejercicio, que se ha visto afectado por el impacto negativo de la parada plurianual del complejo de Tarragona llevada a cabo en el año y por los saneamientos mencionados en el apartado de resultados. No obstante, el volumen de ventas a terceros ha ascendido a 2,3 millones de toneladas, un 1,3 % superiores a 2012.

En el año y dada la situación del entorno, ha continuado la consolidación de fuertes medidas de reducción de costes, ajustes de producción y restructuración de activos iniciada en los últimos años. En esta línea la compañía ha anunciado el cese de la producción de EPS (poliestireno expandible) en Monzón (Polidux) en diciembre 2013 así como el de la producción de Polietileno de Alta Densidad

(PEAD) en Puertollano para 2015, ceses que se suman a los ya realizados en OP/SM y glicoles de Puertollano (sin operación desde 2009) y de ACN/MMA de Tarragona (sin operación desde 2010).

En la misma línea de eficiencia y optimización de activos, en Sines cabe destacar la mejora consolidada en margen por flexibilización en la alimentación de materia prima al cracker, así como la modificación de la planta de ETBE (etil terc butil éter) a MTBE (metil terc butil éter) que permite a la unidad producir alternativamente uno u otro producto en función del entorno.

En cuanto a desarrollos de producto, en Polietileno se ha aprobado la adquisición de tecnología para producir grados metalocenos en Tarragona. En la línea de Polipropileno, se ha presentado al mercado una nueva gama de copolímeros random permitiendo avanzar en la diferenciación de nuestros productos.

Adicionalmente en 2013 cabe destacar la firma de un acuerdo de venta de tecnología al grupo empresarial chino Jilin Shenhua Group para la construcción de una planta de polioles flexibles de 185.000 t/año y de dos plantas de polioles poliméricos de 24.000 t/año cada una que Jilin Shenhua construirá en China. El acuerdo alcanzado refrenda la posición de liderazgo en este proceso de Repsol.

En cuanto a las inversiones, éstas se han destinado principalmente a la mejora y optimización de los activos existentes, impulso de la eficiencia, reducción de costes, diferenciación y mejora de los estándares de calidad, seguridad y respeto medio ambiental.

Como proyectos singulares cabe mencionar las mejoras de eficiencia energética implementadas durante la parada plurianual del cracker de Tarragona realizada en el cuarto trimestre de 2013 y la aprobación de un proyecto de optimización del cracker de Puertollano para adecuar su producción a las necesidades de etileno del site, permitir un importante ahorro de consumo energético y consolidar el aumento de flexibilidad en la alimentación de materias primas. Este proyecto se pondrá en marcha durante la parada plurianual de 2015

Miles de toneladas **MAGNITUDES OPERATIVAS QUÍMICA**	**2013**	**2012**	**Variación**
Capacidad			
Petroquímica básica	2.808	2.808	0 %
Petroquímica derivada	2.491	2.942	-15,3%
TOTAL	**5.299**	**5.750**	**-7,8 %**
Ventas por productos			
Petroquímica básica	718	731	-1,7 %
Petroquímica derivada	1.619	1.577	2,7 %
TOTAL	**2.337**	**2.308**	**1,3 %**
Ventas por mercados			
Europa	2.023	1.997	1,3 %
Resto del mundo	314	311	1,0 %
TOTAL	**2.337**	**2.308**	**1,3 %**

La tabla que sigue muestra la capacidad de producción de los principales productos petroquímicos, principalmente en Europa, a 31 de diciembre de 2013.

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN

Miles de toneladas	**2013**
Productos petroquímicos básicos	**2.808**
Etileno	1.362
Propileno	904
Butadieno	202
Benceno	290
Metil terc-butil éter / Etil terc butil éter	50
Derivados petroquímicos	**2.491**
Poliolefinas	
Polietileno (1)	883
Polipropileno	520
Productos intermedios	
Óxido de propileno, polioles, glicoles y estireno monómero (2)	937
Acrilonitrilo/Metil metacrilato	-
Caucho (3)	115
Otros (4)	36

(1) Incluye los copolímeros de etileno vinilacetato (EVA) y etileno butilacrilato (EBA)
(2) No incluye OP/SM y glicoles Puertollano
(3) Incluye 55.000 toneladas de capacidad de producción situada en México.
(4) Incluye especialidades. No incluye EPS que deja de reportarse por cese de actividad en diciembre 2013

NUEVAS ENERGÍAS

El Grupo Repsol creó en 2010 la unidad de Nuevas Energías para impulsar y dar sentido de negocio a nuevas iniciativas que contribuyan a la visión de un futuro de la energía más diversificado.

Esta unidad se encarga de identificar oportunidades, promover proyectos y llevar a cabo iniciativas en ámbitos como la biotecnología y las energías renovables aplicadas al transporte y en otras áreas que puedan presentar sinergias con los actuales negocios de Repsol y con los entornos geográficos en los que opera.

En 2013 Nuevas Energías continuó con el desarrollo de los proyectos iniciados desde su creación. Repsol siguió desarrollando en 2013 el negocio de la movilidad eléctrica través de IBIL e IBILEK. IBIL cuenta con aproximadamente 300 puntos de recarga operativos, tanto en el ámbito público como en el privado. En esta línea, ha iniciado el desarrollo de una infraestructura de carga rápida en estaciones de servicio del Grupo Repsol

En 2011, Repsol adquirió el 100% de la empresa británica Sea Energy Renewables, posteriormente denominada Repsol Nuevas Energías U.K., dedicada a la promoción y desarrollo de parques eólicos offshore con base en Escocia. Con esta compra, Repsol obtuvo derechos de promoción en tres parques eólicos offshore en la costa escocesa.

En el marco de esta operación, Repsol alcanzó un acuerdo con EDP Renováveis para desarrollar conjuntamente dos de estos parques, en concreto, Moray Firth, de 1.500 MW, e Inch Cape, de 905 MW. Tras esta operación, Repsol controla un 33% y un 51%, respectivamente. Además, la compañía dispone del 25% del parque Beatrice, en el que la empresa Scottish and Southern Renewables tiene el 75% restante. Repsol cuenta, en función de este acuerdo, con derechos para la promoción, construcción y explotación de 1.190 MW en el Reino Unido.

Durante 2013, Repsol ejecutó el plan de inversiones en estos tres proyectos, de acuerdo con la planificación prevista, e incorporó las capacidades necesarias para garantizar su desarrollo. Como hitos principales, se ha presentado toda la información necesaria para solicitar las confirmaciones de aceptación oficial de los proyectos en los parques de Beatrice, Moray Firth e Inch Cape que se esperan recibir en el primer trimestre de 2014.

Durante la fase de desarrollo de los proyectos, que finalizará entre 2014 y 2015, se realizarán los estudios y trabajos necesarios para obtener los permisos de construcción y operación de las instalaciones, cuya puesta en marcha tendría lugar, en su caso, a partir de 2018. Estos proyectos permitirán a Repsol aplicar su capacidad tecnológica en operaciones offshore, así como su experiencia en grandes obras de ingeniería.

Adicionalmente, Nuevas Energías ha realizado las siguientes inversiones en 2013, todas ellas a través de Repsol New Energy Ventures, S.A., filial al 100% del Grupo Repsol.

En enero de 2013, Repsol adquirió una participación en la sociedad holandesa Tocardo, BV, empresa dedicada al desarrollo de tecnología de generación eléctrica en ríos y corrientes marinas. A 31 de diciembre de 2013, Repsol posee el 20,34% de dicha compañía.

En marzo 2013, Repsol adquirió el 33,6% del capital de Principal Power Inc, (PPI) mediante la entrega de las acciones de WindPlus (todas las que poseía excepto 1 de ellas). PPI es la sociedad propietaria de la tecnología implementada por WindPlus en su prototipo de generación eólica offshore flotante.

En diciembre de 2013, Repsol, a través del programa INNVIERTE adquirió el 5,2% del capital de la empresa Graphenea, dedicada al desarrollo de aplicaciones industriales del grapheno.

En 2013, Repsol Nuevas Energías, S.A., dentro del marco de los proyectos "*CLIMA*" consiguió acreditar la reducción de emisiones de CO2, obtenida gracias a su programa de movilidad eléctrica desarrollado mediante su filial Ibil.

5.1) PROGRAMAS DE I+D DEL DOWNSTREAM

En el área del refino de petróleo y sus productos derivados (gasolinas y gasóleos, GLP, asfaltos, lubricantes, ceras…), el conocimiento tecnológico se aplica a la optimización operativa de las refinerías, al desarrollo de nuevos procesos y productos, y a la mejora y adecuación de la calidad de estos últimos, con especial atención a los avances en la eficiencia energética y en los aspectos ambientales.

Como ejemplo de desarrollos en esta área, pueden citarse las tecnologías dirigidas a la mejora de la eficiencia energética en la operación de nuestras unidades en las refinerías, la adaptación de nuestros combustibles y carburantes a las exigencias de las nuevas motorizaciones y a la legislación emergente, la diferenciación tecnológica de toda nuestra cartera de productos, el desarrollo de lubricantes más respetuosos con el medio ambiente - formulados con materias primas regeneradas y aceites biodegradables – y eficientes para contribuir a un mejor comportamiento del motor, reduciendo el consumo y sus consecuentes emisiones, procesos que faciliten la obtención de nuevos productos para la formulación de neumáticos en mercados más exigentes y competitivos, y asfaltos adaptados a las necesidades de cada aplicación, cubriendo desde la seguridad en la carretera hasta la preocupación medioambiental. Finalmente, realizamos propuestas de muy novedosas aplicaciones del GLP para la automoción, con objeto de promover su uso como combustible alternativo.

En 2013, la contracción de la demanda de combustibles en el entorno nacional –y en menor medida europeo-, combinación de un escenario de crisis económica y desarrollo de motores más eficientes, ha planteado la necesidad de flexibilizar los procesos y buscar la posibilidad de fabricar productos alternativos además de maximizar la diferenciación de los productos para garantizar la competitividad

requerida por los negocios. Los nuevos proyectos que incorporan esta orientación se centran principalmente en la eficiencia energética, el desarrollo de nuevos combustibles y biocombustibles y el procesamiento de crudos cada vez más pesados. La actual situación exige además agilizar e internacionalizar la actividad de investigación acompañando la decidida apuesta por la comercialización de nuestros productos en nuevos mercados.

En el año 2013 se ha revisado la estrategia de tecnología para dar el soporte requerido a las medidas desarrolladas para mejorar la competitividad del negocio de química.

Entre los resultados más destacados en este ejercicio cabe señalar el proyecto de venta de tecnología propia de fabricación de polioles a la compañía china Jilin Shenhua Group, el lanzamiento de un proyecto para la diferenciación y reducción de costes de producción a través del uso de CO_2 como materia prima para la fabricación de polímeros, el desarrollo de tecnología en OP/SM para la reducción de consumos de materias primas o el desarrollo de productos diferenciados. En esta última línea, se ha avanzado en el desarrollo de productos de mayores prestaciones, tales como nuevos polioles poliméricos para el mercado de la automoción, grados de polipropileno con propiedades mejoradas para la industria de envases alimentarios y materiales a partir de polietileno con mejores propiedades mecánicas y de aislamiento para su uso en cables de transporte de energía, así como grados para tubería con una procesabilidad y resistencia mejoradas.

La apuesta de Repsol por el futuro de las tecnologías para la energía queda enmarcada en cuatro áreas de investigación: generación renovable, bioenergía, tecnologías del CO_2 y electrificación del transporte.

Entre las iniciativas puestas en marcha dentro del ámbito de la generación renovable destaca la inversión en sociedades con un alto nivel tecnológico o la firma de acuerdos de colaboración con diferentes organismos. El desarrollo de herramientas de simulación ha permitido la evaluación del potencial de las distintas familias tecnológicas de generación. Por otro lado, la energía eólica offshore flotante presenta un mayor recorrido de desarrollo tecnológico, por ello, Repsol, con la colaboración de diferentes socios, ha establecido un prototipo a escala real frente a la costa portuguesa, del cual se ha realizado un seguimiento y evaluación de los datos obtenidos, planteándose acciones para optimizar dicha tecnología.

Dentro del área de bioenergía, se han identificado nuevos retos así como barreras y oportunidades para las microalgas. En este sentido, se abre una nueva etapa centrada en la vigilancia tecnológica y en la búsqueda de líneas más disruptivas para la producción directa de biocombustible. La vigilancia activa para comprobar si las nuevas tecnologías pueden hacer frente a los retos e incertidumbres identificados y la búsqueda de posibles alianzas con diferentes entidades son los objetivos principales. Por otro lado, a través de la participación en la compañía NEOL, se ha seleccionado y patentado un microorganismo para la obtención de biocombustibles. El reto del proyecto no sólo es generar un proceso integrado, sino hacerlo además a un precio competitivo e inferior a lo que supone realizarlo a partir de un combustible fósil.

Finalmente, con el fin de desarrollar nuevos procesos asociados al gran reto de transformar el CO_2 en productos de valor añadido se ha continuado trabajando en el proyecto Transforma CO_2, cuyo objetivo es la valorización del CO_2 en unidades utilizables como materia prima, más allá del mero confinamiento geológico. Este proyecto se lleva a cabo en colaboración con universidades, empresas y centros tecnológicos.

5.3) GAS NATURAL LICUADO (GNL)

Nuestras actividades

Las actividades de GNL comprenden la licuefacción, el transporte, la comercialización, el trading y la regasificación de gas natural licuado.

Durante el ejercicio 2013 y principios de 2014 se ha llevado a cabo la venta de una parte de los activos y negocios de GNL, en concreto las participaciones en plantas de licuación (Trinidad y Tobago y Perú) y en la central de generación eléctrica de Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE), así como los activos asociados a la comercialización, transporte y trading.

El Grupo mantiene tanto sus activos de regasificación y transporte como sus negocios de comercialización Norteamérica, así como la participación en el proyecto integrado de GNL en Angola.

Principales magnitudes

	2013	2012
GNL:		
Producción trenes licuación (TBtu)	987	960
Producción Canaport (bcm)	1	1,4
GNL comercializado Norteamérica (TBtu)	184	219
Resultado de explotación (millones de euros)	**959**	**535**

5.3.1. VENTA DE PARTE DE LOS ACTIVOS Y NEGOCIOS DE GNL

El 26 de febrero de 2013 Repsol firmó un acuerdo con Shell para la venta de parte de los activos y negocios de GNL, que se completó en tres transacciones distintas en los meses de octubre y diciembre de 2013 y enero de 2014.

El acuerdo de venta firmado con Shell incluía los activos de los negocios que se presentan en el siguiente diagrama:

(1) Capacidad de la planta.
(2) 7 propiedad de Repsol y 2 propiedad al 50% de Repsol y GNF.
(3) Contrato de aprovisionamiento de gas.

Adicionalmente, junto con el acuerdo de venta se firmó otro acuerdo por el que Shell suministrará gas natural licuado a la planta de regasificación de Repsol en Canaport (Canadá), durante los próximos 10 años, por un volumen total aproximado de 1 millón de toneladas.

El 11 de octubre Repsol vendió su participación del 25% en la central eléctrica de ciclo combinado de Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE) a BP por 135 millones de euros y generó una plusvalía antes de impuestos de 89 millones de euros. El activo, encuadrado inicialmente dentro del perímetro de la venta a Shell, se transmitió finalmente a BP tras el ejercicio por esta entidad de su derecho de adquisición preferente.

El 31 de diciembre de 2013, una vez obtenidas las autorizaciones y aprobaciones y cumplidas las demás condiciones precedentes previstas en el acuerdo, se materializó la venta a Shell de los principales contratos de aprovisionamiento y suministro de GNL, así como de los negocios correspondientes a las participaciones minoritarias en Atlantic LNG y Perú LNG, por importe de 2.446 millones de euros, que ha generado una plusvalía antes de impuestos de 1.451 millones de euros. El 1 de enero de 2014, una vez obtenidas las autorizaciones necesarias, se completó la venta de la participación en Repsol Comercializadora de Gas S.A., cuya actividad principal es la comercialización, transporte y trading, por aproximadamente 730 millones de dólares. Esta última transacción ha generado una plusvalía antes de impuestos de 432 millones de euros, reconocida en los estados financieros de 2014.

En conjunto, estas operaciones han supuesto la liberación de compromisos financieros y deuda. El balance y la liquidez de Repsol se fortalecen significativamente, con una reducción en la deuda neta a 31 de diciembre de la compañía de 1.890 millones de euros.

Con esta operación, Repsol alcanza un volumen de desinversiones de más de 5.000 millones de euros, por encima de los objetivos fijados en su Plan Estratégico, que contempla para el período 2012-2016 unas desinversiones de entre 4.000 y 4.500 millones de euros.

Tras el acuerdo de venta de activos a Shell, Repsol conservará sus negocios de comercialización en Norteamérica y, como principales activos de su negocio de GNL, la planta de regasificación de Canaport y los gaseoductos de Canadá y EEUU. La imposibilidad de seguir gestionando estos activos conjuntamente con algunos de los que han sido transmitidos a Shell, obliga a reconsiderar los modelos de negocio que se aplicarán para su gestión y han aconsejado dotar, de manera prudente, provisiones que reflejen su potencial pérdida de valor, por un importe total de 1.410 millones de euros antes de impuestos.

Para más información en relación a los efectos contables de dichas operaciones, véase las Notas 31 "*Desinversiones*", Nota 10 *Activos no Corrientes Mantenidos para la venta*, Nota 7 *Inmovilizado Material*, Nota 16 *Provisiones corrientes y no corrientes*, Nota 37 *Hechos posteriores* y la Nota 27 *Resultado de operaciones interrumpidas* de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013.

En el apartado siguiente se desglosa información adicional operativa de los activos objeto de venta y aquellos que permanecerán en el Grupo Repsol.

5.3.2. PRINCIPALES ACTIVIDADES DEL GNL

Negocios de comercialización, regasificación y transporte no transmitidos

Repsol opera una planta de regasificación, Canaport LNG, participada por Repsol (75%) e Irving Oil (25%). Se trata de la primera planta de regasificación de GNL de la costa este de Canadá. Ubicada en Saint John (New Brunswick) y con una capacidad inicial de suministro de 10 bcm/año (1.000 millones de pies cúbicos/día), esta terminal es una de las más grandes de Norteamérica. Repsol suministra a dicha planta el GNL que alimenta a la terminal, correspondiéndole la totalidad de la capacidad de regasificación. Adicionalmente Repsol tiene contratada capacidad de transporte durante 25 años con los gasoductos Emera Brunswick Pipeline y Maritimes & Northeast Pipeline (M&NE), que permiten comercializar el gas regasificado en la planta de Canaport en los mercados de Maritimes Canadá y el Noreste de los Estados Unidos.

En 2013 se descargaron para su regasificación 8 barcos (5 barcos Q-Max, los de mayor tamaño del mundo, con capacidades de 210.000 y 260.000 metros cúbicos, procedentes del acuerdo firmado con Qatargas, y 3 procedentes de los trenes de Trinidad y Tobago). La planta produjo 1 bcm en 2013, un 40% menos que en 2012. Esto es consecuencia de haber optimizado la producción por razones comerciales, así como por las paradas de mantenimiento y otros trabajos asociados al proyecto de mínimo *send–out*. Este proyecto, comenzado en 2012, finalizó en octubre de 2013 y permite a la planta adaptarse a las necesidades de ventas de gas. El aprovisionamiento mínimo a la planta se ha asegurado con la firma de un contrato con Shell durante los próximos 10 años, por un volumen total aproximado de 1 millón de toneladas.

Los buenos resultados del negocio fueron debidos a diversos factores, destacando la capacidad de Repsol para gestionar la producción de Canaport y satisfacer los picos de demanda del mercado en los momentos de precios altos, almacenando el GNL en momentos de baja demanda. De esta forma se maximiza el valor del GNL al concentrar su venta en momentos de alta demanda. Los precios del mercado llegaron a superar los 30 dólares por millón de BTU en enero de 2013.

Además del gas producido en la planta de Canaport, la actividad de comercialización incluye el gas natural adquirido de suministradores norteamericanos. En este sentido hay que destacar que desde el mes de agosto comenzó la aportación por gasoducto de Encana (gas procedente de la cuenca de Deep Panuke en Canadá) que ha diversificado la oferta de gas de manera sustancial. El volumen total comercializado en Norteamérica en 2013 asciende a 184 TBtu, un 19% inferior al de 2012, si bien con unos márgenes de comercialización que se han duplicado como consecuencia del incremento de precios y de la optimización de las ventas, lo que ha permitido al negocio obtener el mejor resultado desde el inicio de sus operaciones.

Adicionalmente hay que destacar que en este año Repsol ha firmado dos acuerdos relevantes de aprovisionamiento de gas. El primero es la compra de mil millones de metros cúbicos anuales de gas natural licuado por un período de 20 años a iniciarse aproximadamente en 2017. El segundo es la compra en España de dos mil millones de metros cúbicos anuales de gas natural entre 2015 y 2018. Estos dos acuerdos junto con el contrato de suministro a Canaport con Shell, contribuirán a garantizar las necesidades de gas del Grupo Repsol de manera competitiva tras la venta del negocio de GNL.

En cuanto al proyecto de GNL en Angola, en el que participamos junto a Gas Natural desde el año 2007, en 2013 se han llevado a cabo estudios preliminares para seleccionar la mejor opción de monetización.

Negocios transmitidos durante 2013 y 2014

Repsol comercializó en 2013 un volumen de 11 bcm de GNL, un 9% más que en 2012, procedentes en su mayor parte de Perú LNG, que se puso en marcha en junio de 2010, y de Trinidad y Tobago. Los destinos principales de los cargamentos son España, México, el mercado asiático y Canaport LNG, realizándose

ventas tanto en la cuenca atlántica (Europa y América) como en la pacífica.

Hasta su venta el 31 de diciembre, Repsol estaba presente en el proyecto integrado de GNL de Trinidad y Tobago, en el que participaba, junto con BP y BG, entre otras compañías, en la planta de licuación Atlantic LNG. Su estratégica posición geográfica permitía abastecer a los mercados de la cuenca atlántica (Europa, Estados Unidos y Caribe).

La planta de licuación Peru LNG, situada en Pampa Melchorita, entró en producción en junio de 2010, y en Repsol tenía una participación del 20%, hasta el momento efectivo de su venta el 31 de diciembre de 2013. El suministro de gas natural a la planta procede del consorcio Camisea, participado en la actualidad por Repsol en un 10%.

En España, hasta su venta efectiva a BP en octubre de 2013, Repsol poseía una participación del 25% en Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE). Esta sociedad tiene como activo una central eléctrica de ciclo combinado que cuenta con una potencia instalada de 800 MWe. Esta instalación, que está situada en el puerto de Bilbao, mantuvo en 2013 los altos niveles de disponibilidad de 2012, pese a lo cual siguió vendiendo el gas excedentario sin perjuicio económico para la compañía.

5.5) GAS NATURAL FENOSA

Modelo de negocio

El modelo de negocio de Gas Natural Fenosa se desarrolla a través de un amplio número de empresas básicamente en Epaña, resto de Europa, Latinoamérica y África y se apoya en cinco grandes negocios:

- **Distribución de gas Europa (España y resto)**.
- **Distribución de electricidad Europa (España y resto).**
- **Gas (Infraestructuras, Aprovisionamiento y Comercialización y Unión Fenosa Gas).**
- **Electricidad (España y resto).**
- **Latinoamérica (Distribución de gas, Distribución de electricidad y Electricidad).**

Principales magnitudes físicas

	2013	2012
Distribución de gas Europa		
Ventas – ATR (GWh)	194.975	199.416
Puntos de suministro de distribución, en miles	5.627	5.573
Distribución electricidad Europa		
Ventas – ATR (GWh)	35.307	36.288
Puntos de suministro de distribución, en miles	4.618	4.608
Gas		
Suministro de gas (GWh)	326.923	328.058
Transporte de gas – EMPL (GWh)	122.804	116.347
Electricidad		
Energía eléctrica producida (GWh)	34.342	37.790
Capacidad de generación eléctrica (MW)	15.420	15.519
Latinoamérica		
Ventas – ATR gas (GWh)	229.833	210.358
Ventas – ATR electricidad (GWh)	16.443	18.074
Energía producida (GWh)	19.414	18.458
Capacidad de generación eléctrica (MW)	2.580	2.580

Principales magnitudes económicas [1]

Millones de euros	2013	2012	Variación 2013/2012
Distr. gas Europa	204	199	2,6%
Distr. electricidad Europa	117	125	5,8%
Gas	249	277	-10,1%
Electricidad	50	84	-40,9%
Latinoamérica	270	252	7,4%
Otras actividades	(1)	(17)	90,6%
Resultado de explotación	**889**	**920**	**-3%**
Inversiones [2]	**444**	**432**	**18%**

(1) Magnitudes correspondientes a la participación del 30% en Gas Natural Fenosa.

(2) Las inversiones de explotación se incrementan fundamentalmente por la inversión en generación de electricidad en el ámbito internacional (México) y a la adquisición de una participación del 14,9% en Medgaz.

Estrategia de Gas Natural

En noviembre de 2013, Gas Natural Fenosa presentó la actualización de las líneas estratégicas para el período 2013-2015 y una visión estratégica hasta el 2017 con el objetivo de adecuarlas al contexto macroeconómico y energético actual y a los impactos regulatorios.

Principales acontecimientos del periodo

- Adquisición de una participación de un 10% en Medgaz (enero)
- Adjudicación del concurso convocado por el estado peruano para extender el gas natural a 4 ciudades del suroeste del país (julio).
- Firma de dos acuerdos para la venta de gas natural a Repsol. El primero por 2 bcm al año para el periodo 2015-2018 y el segundo para la venta de 1 bcm al año por 20 años que se estima que se inicie en 2017 (julio).
- Adquisición de una participación del 4,9% en Medgaz (julio).
- Adjudicación por la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP) panameña de la ampliación de la operación de sus dos distribuidoras eléctricas en Panamá durante los próximos 15 años (agosto).
- Firma de un contrato de suministro de gas natural a la empresa energética surcoreana Kogas durante los próximos años (septiembre).

A continuación se describen las principales magnitudes del negocio de aquellas actividades que suponen un porcentaje más significativo sobre el resultado de explotación del Grupo Gas Natural Fenosa. Para mejor comprensión, las cifras corresponden, salvo mención en contrario, a los importes generados por Gas Natural Fenosa, si bien la participación del Grupo en la sociedad asciende al 30%.

Distribución de gas en Europa

Este negocio incluye en España la actividad retribuida con cargo al sistema de distribución de gas, los ATR (servicio de acceso a terceros a la red) y el transporte secundario, así como las actividades no retribuidas con cargo a dicho sistema de distribución. Adicionalmente, en Italia se incluyen también las ventas de gas a tarifa.

En 2013, las ventas de la actividad regulada de gas en España ascendieron a 191.189 GWh, con un descenso del 2,3% respecto al año anterior. Gas Natural Fenosa continúa con la expansión de su red de distribución y del número de puntos de suministro en España. El volumen de las captaciones, aún no conectadas, aumenta en un 5,2% respecto al año anterior. Su red de distribución se incrementa en 1.137km, incluyendo la gasificación de 36 nuevos municipios.

La actividad de distribución de gas en Italia se situó en los 3.786 GWh, con un aumento del 3,8% respecto al 2012. Asímismo, la comercialización al mercado minorista aumenta un 5,2% hasta los 2.992 GWh. La red de distribución a la fecha asciende a 6.958 km, con un aumento de 73 km en los últimos 12 meses, y alcanza la cifra de 455.000 puntos de suministro en el negocio de distribución lo que supone un incremento del 1,3% respecto al año anterior.

Distribución de electricidad en Europa

Los puntos de suministro de electricidad en España se mantuvieron en el mismo nivel que el ejercicio anterior, alcanzando la cifra de 3.772.000. En 2013 la energía suministrada sufre un descenso del 3% con respecto a 2012, ascendiendo a 32.766 GWh, debido principalmente a unas condiciones climatológicas favorables.

La energía suministrada en Moldavia se incrementó un 0,6% y los puntos de suministro, que se situaron en 846.080, un 1,2% superior respecto al año anterior. Las ventas de la actividad de distribución de electricidad alcanzaron 2.541 GWh, lo que representa un incremento del 0,6% respecto al año anterior.

Gas

Infraestructuras. La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz representó un volumen total de 122.804 GWh, un 5,5% superior al del año anterior. De esta cifra, 84.781 GWh fueron transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 38.023 GWh para Portugal y Marruecos, con un crecimiento del 6,7%.

En enero de 2013 Gas Natural y la sociedad argelina Sonatrach firmaron un acuerdo para la compra a esta última de un 10% de participación en Medgaz por 16 millones de euros en total, adquiriendo una participación adicional en julio de 2013 del 4,5% a la sociedad Gaz de France International, S.A.S por importe de 11 millones de euros (importes teniendo en cuenta el % de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa). Las cantidades transportadas por el gasoducto de Medgaz para Gas Natural Fenosa durante el año 2013 ascendieron a 4.889 GWh.

Aprovisionamiento y comercialización. En un escenario de debilidad de la demanda, la comercialización de gas natural en el mercado gasista español alcanzó los 229.419 GWh, con un descenso del 3,8% respecto al año anterior, por una menor comercialización a clientes finales de Gas Natural Fenosa (-6,3%), debido fundamentalmente, al menor consumo de los ciclos combinados, compensado parcialmente

por un mayor aprovisionamiento a terceros (+3,6%). Asimismo, la comercialización de gas internacional alcanzó los 94.512 GWh, lo que supone un aumento del 8,9% con respecto al año anterior.

Unión Fenosa Gas. El gas suministrado al mercado español alcanzó un volumen de 24.228 GWh, lo que supone un descenso del 13% respecto al año anterior. El descenso es particularmente acusado en el suministro a las empresas generadoras de electricidad (-18%) y ha sido mucho más moderado en las ventas al segmento industrial.

Electricidad

En 2013, la demanda eléctrica peninsular se sitúa en 246.204 GWh lo que supone una disminución anual de un 2,2% respecto al año anterior, tanto en demanda bruta como en demanda corregida por el efecto laboralidad y temperatura, siendo la tercera caída anual consecutiva.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 33.785 GWh durante 2013, de los cuales 30.744 GWh corresponden a la generación en Régimen Ordinario y 3.041 GWh, a la generación en Régimen Especial.

Las ventas en la actividad de comercialización de electricidad en España se cifraron en 32.941 GWh.

Latinoamérica

Distribución gas. Corresponde a la actividad de distribución de gas en Argentina, Brasil, Colombia y México. Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica (ventas de gas y servicios de acceso de terceros a la red ATR) ascendieron a 229.833 GWh, con un incremento del 9,3% respecto a las ventas registradas el mismo periodo del año anterior.

En 2013, la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanzó los 6.321.000. Se mantienen las elevadas tasas de crecimiento interanual, con un incremento de 231.000 puntos de suministro, principalmente en Colombia, con un aumento de 115.000.

La red de distribución de gas se incrementa en 1.720 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 69.054 km a finales de diciembre de 2013, lo que representa un crecimiento del 2,6%. Ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 674 km.

Distribución electricidad. Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia, Nicaragua (hasta la fecha de su enajenación, el 11 de febrero de 2013) y Panamá. Las ventas de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanzaron los 16.443 GWh, con un descenso del 9%, debido a que el año anterior recogía las ventas de las distribuidoras de Nicaragua por 2.752 GWh frente a 239 GWh del año 2013 (1 mes). Sin considerar las operaciones en Nicaragua en ambos periodos, las ventas experimentan un incremento del 5,8%, generado por el crecimiento de la demanda tanto en Colombia como en Panamá.

El número de puntos de suministro alcanza los 2.395.000.

Electricidad Latinoamérica. Este negocio agrupa los activos de generación en México, Puerto Rico, Panamá y República Dominicana. La energía generada en Latinoamérica fue de 19.414 GWh en 2013, superior a la del ejercicio anterior fundamentalmente en México y Puerto Rico.

Para más información acerca de las operaciones de Gas Natural véase Informe de Gestión 2013 Consolidado publicado en www.gasnaturalfenosa.com.

6. *OTRAS FORMAS DE CREAR VALOR*

6.1) PERSONAS

En Repsol consideramos que nuestra principal ventaja competitiva reside en las personas que integran la Compañía, de ahí que la gestión de los empleados y de los diferentes equipos tenga valor estratégico. Ésta es una organización que se diferencia por contar con un equipo de profesionales diverso, experto y comprometido.

6.1.1. PLANTILLA

El 31 de diciembre de 2013, el Grupo Repsol tenía una plantilla de 30.296 empleados. Un total de 24.214[(1)] empleados pertenecían a sociedades gestionadas directamente por Repsol y a ellos se refieren todos los datos incluidos en este capítulo, salvo que se especifique lo contrario. La plantilla gestionada se incrementa en 219 personas respecto a 2012.

PLANTILLA	2013	2012
Plantilla Consolidada	30.296	29.985
Plantilla Gestionada	24.214	23.995
Plantilla no Gestionada	6.082	5.990
Plantilla media acumulada gestionada	24.068	23.656
Nº Nuevos empleados del ejercicio	1.062	1.222
PLANTILLA GESTIONADA POR PAIS		
Nº total de empleados en España	17.193	17.059
Nº total de empleados en Perú	2.872	3.015
Nº total de empleados en Portugal	1.247	1.209
Nº total de empleados en Ecuador	931	932
Nº resto de empleados en resto del mundo (35 países)	1.971	1.780
INDICADORES DE GÉNERO		
Nº mujeres en plantilla	7.857	7.706
Puestos Directivos ocupados por mujeres	43	44
PLANTILLA GESTIONADA POR NEGOCIO		
Nº total de empleados en Corporación	2.539	2.522
Nº total de empleados en *Downstream*	18.314	18.255
Nº total de empleados en *Upstream*	3.197	3.042
Nº total de empleados en *GNL*	165	176
PLANTILLA GESTIONADA POR CATEGORIA PROFESIONAL		
Nº de Directivos	292	292
Nº de Jefes Técnicos	1.967	1.851
Nº de Técnicos	11.776	11.656
Nº de Administrativos	1.086	1.089
Nº de Operarios y Subalternos	9.093	9.107

(1) Los datos de este capítulo excluyen a los empleados con jornada anual igual o inferior al 20% de la fijada en convenio colectivo, así como a los empleados de sociedades participadas en las que Repsol no tiene el control de la gestión. Asimismo, el dato de plantilla sigue el criterio de consolidación contable del grupo.

6.1.2. ATRACCIÓN DEL TALENTO

Repsol ha implantado distintas fórmulas para captar, motivar y comprometer a los mejores profesionales, desarrollándolos personal y profesionalmente, con un buen ambiente de trabajo y con oportunidades de promoción interna y movilidad laboral.

Para ello, se ha participado en más de 20 foros y ferias y se han realizado charlas y presentaciones en colegios, institutos, universidades y asociaciones. Asimismo, se ha ampliado nuestra presencia en las redes sociales, proporcionando mayor información sobre la compañía.

INICIATIVAS	2013	2012
Incorporación de Nuevos Profesionales Repsol (1)	97	140
Acuerdos de Prácticas universitarias para reforzar la Formación (2)	680	>300
Prácticas de Formación Profesional de Grado Medio y Superior(3)	52	>60

(1) Programa de incorporación de talento joven, formándolo a través de alguno de los tres programas Master que ofrece Repsol (Exploración y Producción de Hidrocarburos, Refino, Petroquímica y Gas, y Gestión de la Energía).
(2) Repsol se ha adaptado a las necesidades del nuevo Plan de Estudios Europeo del Plan de Bolonia, recibiendo a alumnos universitarios con prácticas curriculares, titulados superiores y alumnos de los últimos años de carrera.
(3) Incluyen alumnos de Ciclos Formativos de Grado Medio y Superior, incorporándose a la plantilla de Repsol un alto porcentaje de estos últimos a diferentes vacantes de empleo.

6.1.3. RETENCIÓN DEL TALENTO

La retención del talento por parte de Repsol se pone de manifiesto por las reducidas tasas de rotación voluntaria de sus empleados, así como una alta tasa de retención de su personal directivo.

RETENCIÓN DEL TALENTO	2013	2012
Tasa de rotación total de plantilla (1)	7%	8%
Tasa de rotación voluntaria de plantilla (2)	3%	3%
Tasa de rotación de directivos (3)	4%	3%

(1) Se corresponde con el número de bajas totales de la plantilla fija, independientemente del % de ocupación, entre la plantilla total al cierre del ejercicio.
(2) Se corresponde con el número de bajas voluntarias de la plantilla fija entre el total de la plantilla al cierre del ejercicio.
(3) Se corresponde con el número de bajas totales de Directivos entre el nº total de Directivos al cierre del ejercicio.

La Compañía dispone de diferentes herramientas para la retención del talento y la gestión del desarrollo de sus empleados: compensación, formación, movilidad interna e internacionalización, desarrollo y evaluación de desempeño.

Compensación

La retribución es un elemento importante para atraer y retener a los profesionales necesarios para la compañía. El sistema de compensación está dirigido al reconocimiento individual, situándose en valores competitivos de mercado y adecuados a una organización como la de Repsol, así como a potenciar el compromiso de los empleados con el cumplimiento de los objetivos estratégicos y operativos de la compañía.

COMPENSACIÓN	2013	2012
Gastos de personal medio por empleado (euros) [1]	67.301	65.840

[1] Corresponde al epígrafe de gastos de personal de la cuenta de resultados consolidada del Grupo entre la plantilla media consolidada (incluidas cargas sociales y otros conceptos).

En 2013 el gasto total de beneficios sociales para los empleados de la plantilla gestionada ascendió a 93,9 millones de euros, frente a los 88,3 millones de euros de 2012.

El año 2012 fue el primer ejercicio en el que se realizó el despliegue del sistema de retribución variable para el colectivo de personas sujetas a convenio colectivo en España, vinculado a la consecución de los objetivos compartidos en cada unidad organizativa. Se definieron objetivos compartidos para el colectivo de convenio en España en 47 unidades diferentes, abordando la totalidad de las líneas de actividad de la compañía en España, donde se ha cerrado la negociación colectiva del VI Acuerdo Marco y el convenio o pacto de referencia en cada sociedad. En 2013 se ha hecho efectivo, en España, el primer pago.

En 2013 ha continuado la retribución Flexible incorporando nuevas prestaciones y colectivos, ampliándose con Guardería, Equipos informáticos, Ampliación del Seguro Médico y aportaciones adicionales al Plan de Pensiones.

Para más información en relación a los planes de pensiones, incentivos a medio y largo plazo al personal y los planes de retribución a los empleados basados en acciones, véase la Nota 17 de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013. En relación a la retribución de los miembros del Consejo de Administración y el personal directivo, véase la Nota 33 de las Cuentas Anuales Consolidadas, y el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Formación

Repsol es una compañía que valora, promueve y facilita la formación de sus empleados como eje clave en su desarrollo personal y profesional.

FORMACIÓN	2013	2012
Nº de acciones de formación	10.989	9.007
Inversión total en formación (Mill€)	20	19
Inversión por empleado (€)	812	792
Horas totales Formación /año	978.751	1.008.973
Promedio de horas/año por empleado	40	42
% Empleados recibieron formación	78,2%	75%
Nº Asistencias	107.014	94.068
Nº Personas	18.939	18.122

En 2013, se ha continuado con la formación para integración de nuevos profesionales licenciados universitarios a través de programas Máster en las competencias de E&P, Refino Petroquímica y Gas y de Gestión; un total de 142 alumnos han cursado estos programas.

El área de E&P ha mantenido su foco en la formación técnica presencial de especialización con cursos para la gestión de activos, *well integrity management for production*, *compressional structural stytes*, etc. Esta formación en aula se ha completado con la implantación de una importante oferta técnica de formación online, que incluye más de 100 cursos específicos en Geología, Geofísica, Petrofísica, Ingeniería de Producción, e Ingeniería de Reservorios. Adicionalmente, se ha desarrollado un importante programa internacional de formación de mentores.

En las Áreas Comerciales se ha puesto en marcha la nueva "Escuela Comercial", certificada formalmente por prestigiosas Universidades españolas, basada en itinerarios de aprendizaje modulares utilizando metodologías blended que combinan formación presencial y on-line. Esta formación comprende competencias generales de nuestro entorno de oil&gas, formación comercial, formación de productos servicio y de gestión y habilidades.

En Seguridad y Medio Ambiente, se ha culminado prácticamente el programa de Liderazgo en Seguridad y Medio Ambiente, para formar a todos los jefes de Repsol con personas a su cargo en su rol de líderes de seguridad y medio ambiente, con un total de 58 acciones y 1.389 asistentes. Este programa se ha complementado con un programa de Liderazgo en SMA, para Jefes de Área y Encargados de Mantenimiento de Centros Industriales. Todas las personas de la organización, jefes y no jefes, tanto de áreas corporativas como de negocios han realizado al menos una actividad formativa en esta materia.

Se ha desarrollado un nuevo itinerario en liderazgo y *management* para todos los jefes de Repsol orientado a potenciar y homogeneizar el perfil del líder de equipo en toda la compañía, como exponente

de los valores y cultura. Se han puesto en marcha programas específicos para la potenciación del Liderazgo en Innovación, así como el diseño del Itinerario online de Innovación y Gestión del Conocimiento.

Desarrollo y evaluación de desempeño

El desarrollo se orienta a la adquisición y/o mejora de las habilidades y conocimientos, permitiendo a las personas asumir mayores retos y responsabilidades en la Compañía, que permitan una progresión profesional en la misma.

CAMBIO DE CLASIFICACIÓN PROFESIONAL	2013	2012
Nº de personas	1.941	1.996

Las herramientas de la compañía para la evaluación del potencial y planificación de las acciones para el desarrollo son, principalmente, *People Review* y *Development Center*.

EVALUACIÓN Y PLANIFICACIÓN DEL DESARROLLO	2013	2012
Personas evaluadas en *People Review* (1)	2.329	2.307
Personas evaluadas en *Development Center* (2)	189	112

(1) Este programa evalúa en detalle a las personas, generando una visión compartida de cada una de ellas: fortalezas, áreas de mejora y perfil profesional.
(2) Este programa de contraste externo evalúa el nivel de desarrollo de los profesionales a través de pruebas individuales y grupales. Adicionalmente a las pruebas planificadas en 2.013, como consecuencia del proyecto de Trading se han realizado 89 evaluaciones más específicas en este colectivo

En 2013, un total de 14.576 empleados se sometieron a una evaluación de su desempeño, de los cuales 10.743 son empleados en España y 3.833 son empleados en el resto de países.

La Compañía dispone de un modelo de Evaluación del Desempeño denominado Gestión por Compromisos (GxC) para personal excluido de convenio (Directivos, Jefes y Técnicos). Asímismo, en enero de 2013, se firmó el acuerdo con la representación sindical para la implantación de un "único modelo de evaluación del desempeño" para aplicar a todas las personas de convenio en España denominado Gestión del desempeño y desarrollo (DyD), consiguiendo así un gran hito al disponer de un marco homogéneo de gestión del desempeño para todas las personas de convenio que forman parte de la compañía en España.

Movilidad interna e internacionalización

La movilidad es una oportunidad de desarrollo profesional impulsada por la asunción de nuevos retos y funciones.

MOVILIDAD	2013	2012
Número de Movilidades	3.328	3.330
% de Mujeres	40	35

La movilidad internacional contribuye a este desarrollo profesional, asegurando una respuesta global a las necesidades de la compañía y facilitando así el desarrollo de una cultura internacional y de gestión integrada.

CARRERA INTERNACIONAL	2013	2012
Nº de empleados en asignación internacional	674	652
Incorporación de profesionales en el colectivo internacional	162	166
Movilidades llevadas a cabo entre diferentes países	87	105

6.1.4. RELACIONES LABORALES

RELACIONES LABORALES	2013	2012
Nº empleados con contrato laboral fijo	21.993	21.872
Nº empleados con contrato eventual	2.221	2.123
Tasa de absentismo (1)	2,87%	2,83%

(1) Corresponde a la tasa de absentismo del personal de convenio en España, calculada como la comparación entre la jornada efectiva que tendrían que realizar los trabajadores frente a la realizada realmente por ausencia con motivo de enfermedad común.

Sigue vigente el VI Acuerdo Marco, firmado en 2011 con los sindicatos más representativos en España, CC.OO. y UGT. Dicho Acuerdo Marco regula las condiciones laborales de los trabajadores del Grupo Repsol en España. Sus contenidos se han ido trasladando a los convenios/pactos colectivos del Grupo en España.

También siguen vigentes los convenios colectivos o pactos firmados en 2012 de las empresas Repsol Química, General Química, Noroil, R.Comercial, Repsol S.A, R.Butano, R.Directo, R.Exploración, R.Petróleo, Ripsa y Ryttsa.

En el ámbito internacional se han firmado acuerdos en Brasil ("Acordo Coletivo de Trabalho 2013" y "Aditivo de Acordo Coletivo específico para instituição do plano de participação nos resultados para o biénio"), Portugal ("Acordo coletivo entre a BP Portugal - Comércio de Combustíveis e Lubrificantes, S.A., e ou-tras empresas petrolíferas e o SINDEQ - Sindicato Democrático da Energia, Química, Têxteis e Indústrias Diversas e outros - Alteração salarial e outras e texto consolidado" y "Acordo coletivo entre a BP Portugal - Comércio de Combustíveis e Lubrificantes, S.A. e ou-tras empresas petrolíferas e a FETESE - Federação dos Sindicatos da Indústria e Serviços - Alteração salarial e outras e texto consolidado ") y en Perú (Convenio Colectivo 2013-2014 (REGAPESA) y Acta de Acuerdo Final de Negociación Colectiva 2013 (RELAPASAA))

El Comité de Empresa Europeo se reunió los días 10 y 11 de Julio de 2013. Asistió UGT-R. Portugal, CGTP-R. Portugal, CC.OO. y UGT.

A principios de 2014 se iniciará la negociación colectiva del VII Acuerdo Marco y Convenios Colectivos.

6.1.5. CONCILIACIÓN DE LA VIDA PERSONAL Y PROFESIONAL, DIVERSIDAD E IGUALDAD DE OPORTUNIDADES

El Comité de Diversidad y Conciliación ha seguido impulsando los programas iniciados en años anteriores: teletrabajo, integración laboral de personas con capacidades diferentes, jornada laboral, gestión eficiente del tiempo y diversidad cultural.

El Teletrabajo se ha consolidado en Repsol como una de las medidas más aceptadas en la Compañía en la evolución a un modelo de entorno de trabajo flexible.

INDICADORES DE TELETRABAJO	2013	2012
Nº Personas con Teletrabajo Mundial	1.222	1.037
Nº Personas con Teletrabajo en España	1.148	972
Nº Personas con Teletrabajo en resto del mundo	74	65

Además de los programas pilotos de Teletrabajo en Ecuador y Perú, se han iniciado diferentes estudios para su implantación en Trinidad y Tobago y Bolivia.

Adicionalmente se han realizado acciones para fomentar una gestión más flexible y eficiente del tiempo, basada en la planificación y priorización del trabajo. Algunos de los hitos conseguidos han sido la flexibilidad horaria a nivel mundial adaptada a los usos y costumbres de cada país.

Según el estudio publicado por el Instituto Internacional de Ciencias Políticas, Repsol es considerada como la primera empresa en conciliación en España. También la Fundación ARHOE (Asociación para la Racionalización de los Horarios Españoles) premió a Repsol por ser la empresa más destacada por la implantación de acciones que propician horarios más racionales, adaptados a las necesidades de las personas.

Repsol cuenta con un plan de integración de personas con discapacidad que integra a estos empleados en todas las áreas de la organización. Seguimos superando la legislación aplicable al respecto, destacando en España con un 2,77% de personas con discapacidad a 31 de diciembre de 2013, de las cuales 22% de estos profesionales ocupan puestos técnicos cualificados.

El esfuerzo actual se centra en la sensibilización e impulso en distintos países, promoviendo un modelo de convivencia social comprometido y solidario. En 2013, 32 nuevas vacantes han sido cubiertas por personas con discapacidad.

INTEGRACIÓN	2013	2012
Nº de empleados total con discapacidad	654	547
Nº de empleados con discapacidad en España	532	437
Nº de empleados con discapacidad en Ecuador	40	38
Nº de empleados con discapacidad en Perú	47	39
Nº de empleados con discapacidad en Portugal	17	17
Nº de empleados con discapacidad en Venezuela	9	10
Nº de empleados con discapacidad en Brasil	9	6

Repsol, en el ámbito de sus sociedades directamente gestionadas, se encuentra presente en casi cuarenta países y cuenta con más de 1.000 empleados trabajando en un país diferente al suyo de origen, haciéndose cada vez más palpable en todos los ámbitos de la Compañía la aportación de valor de un entorno multicultural. Con el objetivo de favorecer e impulsar la diversidad cultural dentro de la compañía se han diseñado acciones dirigidas a adecuar la gestión de las personas en un entorno cada vez más multicultural.

La siguiente tabla refleja los países en los que conviven mayor número de nacionalidades entre los empleados (excluida la del propio país):

País destino	España	Brasil	EE.UU.	Portugal	Libia	Trinidad, Tobago	Noruega	Argelia	Federación Rusa	Iraq	Perú	Angola	Venezuela	Ecuador	Bolivia	Colombia	Reino Unido	Canadá	E.A.U.	Indonesia	Países Bajos
Nº nacionalidades diferentes	59	23	18	17	15	14	11	10	10	10	9	8	8	7	6	5	5	4	4	4	4

Repsol continúa incrementando el porcentaje de mujeres en todos los colectivos y negocios. La Mesa Técnica de Igualdad se reúne con una periodicidad bimensual realizando una revisión de la situación actual y evolución de los principales indicadores de género.

Indicadores de Género	**2013**	**2012**
Nº mujeres en plantilla	7.857	7.706
Mujeres directivas	43	44

En Repsol promovemos iniciativas para convertir el conocimiento del personal más veterano en un bien compartido, fomentando la transferencia del conocimiento que reside en las personas con mayor experiencia a las nuevas incorporaciones, consciente de que esta gestión garantiza el éxito de la Compañía a corto y largo plazo. Se ha abordado un proyecto con foco en la empleabilidad y la rentabilización del expertise de los activos de Gran Experiencia. Se han configurado equipos que, mediante un proceso de Innovación disruptiva han generado propuestas concretas en colaboración con las áreas de Salud Laboral, Formación o la Dirección de Innovación.

	2013			**2012**		
	Mujeres	**Hombres**	**% mujeres**	**Mujeres**	**Hombres**	**% mujeres**
Menores de 20 años	85	61	58	93	68	58
Entre 21 y 30 años	1.582	2.124	43	1678	2346	42
Entre 31 y 40 años	3. 433	5.620	38	3417	5753	37
Entre 41 y 50 años	1.918	4.221	31	1774	4076	30
Entre 51 y 60 años	795	4.017	17	708	3781	16
Mayores de 60 años	44	313	12	36	266	12

6.2) SEGURIDAD Y GESTIÓN MEDIOAMBIENTAL

La atención a la seguridad y al medio ambiente constituye para Repsol un compromiso esencial en la gestión de sus actividades. Los principios de la compañía en materia de seguridad y medio ambiente están definidos en su Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente.

El Comité de Dirección establece los objetivos estratégicos y las líneas de trabajo de seguridad y medio ambiente de la Compañía, que sirven de marco para la elaboración de los objetivos y planes de actuación de todas nuestras áreas de negocio.

Además, entre las funciones de la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración, está el conocer y orientar la política, las directrices y los objetivos de la compañía relativos a seguridad y medio ambiente.

Los objetivos y planes establecidos contemplan las actuaciones necesarias para la mejora continua de la gestión, las inversiones y gastos asociados, y las acciones requeridas para adaptarnos a los nuevos requerimientos legislativos. Entre los requerimientos nuevos más relevantes, figuran:

- Aprobación de la Directiva 2013/30/UE de Seguridad en plataformas *offshore*, que establece que las compañías deberán realizar una evaluación de los riesgos potenciales, medidas a adoptar y un plan de respuesta ante emergencias antes de comenzar con la exploración o producción de operaciones situadas en cualquier lugar del mundo (no sólo territorio Europeo). Repsol dispone de un programa integral de respuesta ante emergencias que incluye el refuerzo de la prevención y cubre los requisitos de seguridad exigidos en la presente directiva.

- En proceso de actualización los documentos BREF (Best Available Techniques References Document) del sector del refino, las grandes instalaciones de combustión, las plantas de grandes volúmenes de productos químicos orgánicos y las plantas de tratamiento y sistemas de gestión de aguas y gases residuales en el sector químico. Estos documentos establecen las Mejores Técnicas Disponibles (MTDs) y sus niveles asociados de emisiones al aire y los vertidos al agua. En

cumplimiento de la Directiva 2010/75/UE de Emisiones Industriales, estos límites que hasta ahora resultaban de carácter voluntario pasan a ser vinculantes con las autorizaciones ambientales integradas (AAIs). Está previsto que todos los documentos BREF con implicaciones en las actividades de Repsol sean aprobados entre 2014 y 2015.

- Ha comenzado en 2013 la Fase III de Comercio de Emisiones de CO_2 que regula la Directiva 2009/29/CE sobre régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, que establece un objetivo de reducción global de las emisiones del 20% en 2020 respecto a los niveles de 1990. La nueva fase ha iniciado su recorrido condicionada por el exceso de derechos. Para reactivar el precio el Parlamento Europeo aprobó el 6 de febrero de 2014 la propuesta de "Backloading" de la Comisión (retirada temporal de 900 millones de derechos).

- Iniciado el proceso de trasposición de la Directiva 2012/27/EU relativa a la Eficiencia Energética que impulsa el objetivo europeo de ahorrar un 20% de energía primaria para 2020. Para ello establece un sistema de obligaciones de eficiencia energética que implicaría que las empresas distribuidoras de energía colaboren con sus clientes para conseguir ahorros anuales en el uso de sus productos en una cuantía equivalente al 1,5% de sus ventas de energía. También establece la realización de auditorías energéticas a grandes empresas y se fomenta la implantación de Sistemas de Gestión de la Energía.

- En proceso la definición del Artículo 7A de la Directiva 2009/30/CE relativa a las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo, que introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de Gases de efecto invernadero y que tiene como objetivo el control, notificación y la reducción de las emisiones procedentes de combustibles durante su ciclo de vida.

El sistema de gestión de seguridad y medioambiente en Repsol se articula a través de una estructura de normas, procedimientos, guías técnicas y herramientas de gestión de aplicación en todas las actividades y e instalaciones de la Compañía. Este sistema se actualiza continuamente tomando como referencia las mejores prácticas. La base del sistema en medioambiente sigue el estándar internacional ISO 14001 y en el caso de seguridad el estándar OHSAS 18001. Impulsamos la certificación progresiva de los centros de la compañía según dichos estándares. En el buscador de certificados de www.repsol.com y el Informe de Responsabilidad Corporativa, se pueden consultar todos los centros certificados, así como información sobre las auditorías llevadas a cabo.

6.2.1. SEGURIDAD

Los principales indicadores de seguridad para Repsol se presentan a continuación:

SEGURIDAD (1)	2013	2012
Índice de Frecuencia (IF) de accidentes con baja integrado (2)	0,59	0,91
Índice de Frecuencia de accidentes con baja del Personal propio	0,60	1,00
Índice de Frecuencia de accidentes con baja del Personal contratista	0,55	0,84
Número de fatalidades personal propio	0	0
Número de fatalidades personal contratista	0	4

(1) Para el tratamiento de los indicadores de seguridad en Repsol se dispone de una norma corporativa que establece los criterios y la metodología común para el registro de incidentes en la compañía y que se completa con una guía de indicadores de gestión de incidentes. En estos indicadores se incluyen los ratios de seguridad relativos al 100% del personal de las empresas filiales donde Repsol tiene participación mayoritaria y/o responsabilidad de operación (control).
(2) Índice de frecuencia con baja integrado; número de accidentes computables con pérdida de días y muertes acumuladas en el año, por cada millón de horas trabajadas.

Nuestra meta es conseguir cero accidentes en las actividades de Repsol. Como resultado del alto nivel de seguridad que exigimos en nuestras operaciones el conjunto de indicadores de accidentabilidad reflejan

una mejora continuada de nuestro desempeño. En 2013 no se ha registrado ninguna fatalidad y el índice de frecuencia de accidentes con baja integrado descendió más de un 35% respecto al año anterior, cumpliendo con el objetivo anual fijado y acumulando un descenso del 55% desde 2011. El cumplimiento de este objetivo forma parte de los objetivos anuales de los empleados de Repsol que disponen de retribución variable y de la valoración del desempeño del resto del personal.

Además de los esfuerzos para garantizar la seguridad de las personas que trabajan en nuestras instalaciones, disponemos de un exigente sistema de gestión de los riesgos asociados a nuestros procesos y activos industriales. Para ello, realizamos análisis de riegos a lo largo de todo el ciclo de vida de nuestros activos, aplicamos los mejores estándares internacionales en el diseño y empleamos estrictos procedimientos durante la operación y mantenimiento.

De esta forma, damos respuesta a los retos en materia de seguridad que el plan estratégico de nuestra compañía planea por operar en entornos cada vez más complejos y sensibles.

Uno de los proyectos más destacables de 2013 ha sido nuestro Plan de Liderazgo y Cultura en Seguridad y Medio Ambiente. En los dos últimos años todo el colectivo de líderes ha recibido formación en cultura de seguridad, lo que supone que más de 3.000 personas han asistido a alguna de las 120 ediciones celebradas en 11 países. Esta formación se ha extendido también a otros colectivos, y alrededor de 1.000 mandos intermedios han participado en estas iniciativas. En Repsol entendemos que una cultura de seguridad es parte de nuestra propuesta de valor de compañía y por este motivo, llevamos años trabajando en proyectos que aseguren nuestro posicionamiento en esta materia.

6.2.2. MEDIO AMBIENTE

A continuación se presentan los principales indicadores de gestión medioambiental:

PRINCIPALES INDICADORES MEDIOAMBIENTALES	2013	2012
DERRAMES		
Número de derrames > 1 barril que han alcanzado el medio	14	29
Hidrocarburo derramado que han alcanzado el medio (toneladas)(1)	15	6.091
GESTIÓN DEL AGUA (KILOTONELADAS)		
Agua dulce captada (2)	60.414	56.243
Reutilizada	9.473	8.375
VERTIDOS (TONELADAS)		
Hidrocarburos (3)	460	259
Sólidos en Suspensión	1.265	1.581
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	7.944	8.752
GESTIÓN DE RESIDUOS (TONELADAS) (4)		
Residuos peligrosos	66.315	80.775
Residuos no peligrosos (5)	182.693	52.580
EMISIONES AL AIRE (TONELADAS)		
SO_2	34.263	36.949
NO_X	37.155	33.566
COVNM	41.755	42.855

(1) En el dato de 2012 se incluye el derrame de Tarragona de aproximadamente 6.000 toneladas de las que se ha recuperado hasta la fecha más del 90%.

(2) No incluye el dato de la cantidad de agua utilizada en la campaña de exploración en Alaska. Esta agua es tomada directamente de recursos superficiales (hielo) para la construcción de carreteras y no para su actividad propia. Dicha agua vuelve a su terreno habitual una vez acabada la campaña. La cantidad de agua utilizada para tal fin ha sido de 314.207 kilotoneladas.

(3) El incremento en los hidrocarburos vertidos está asociado a problemas operativos puntuales en una de las plantas de tratamiento de agua de las instalaciones en Trinidad y Tobago.
(4) Adicionalmente habría que considerar los residuos asociados a lodos de perforación. El incremento en 2013 se debe a las actividades exploratorias.

2013	2012
115.978 toneladas	58.793 toneladas

(5) La mayor cantidad de residuos no peligrosos en 2013 incluiría la generación extraordinaria de 105.267 toneladas de residuos por trabajos de adecuación de suelos en las actividades de Refino Perú y de desmantelamiento de plantas en Refino España.

Trabajamos con la meta de minimizar al máximo nuestros impactos sobre el medio ambiente. Por ello, y con el objetivo además de apoyar al plan estratégico de nuestra compañía que establece que debemos mejorar nuestros márgenes a través de la excelencia y eficiencia operativa, llevamos a cabo numerosas iniciativas.

Nuestras principales actuaciones se centran en la mejora de la calidad ambiental de nuestros productos, la minimización de las emisiones al aire, el aumento de la eficiencia energética, la optimización en el consumo de agua, la reducción de la carga contaminante de los vertidos y la mejora en los sistemas de prevención de derrames aplicando las mejores prácticas disponibles y la innovación tecnológica. Asimismo, cabe destacar el esfuerzo realizado para la identificación, evaluación y corrección de las posibles situaciones de contaminación ocurridas en el pasado. En la Nota 36 "*Información sobre medio ambiente*" de las Cuentas Anuales Consolidadas se detalla la información relativa a activos, provisiones y gastos de naturaleza ambiental.

Entre los principales hitos de 2013, destaca la puesta en marcha de un programa global para la prevención, preparación, respuesta y recuperación del impacto de los grandes accidentes en las operaciones de exploración y producción: Global Critical Management Program. Este programa establece las siguientes líneas de acción:

- Adaptación de los estándares internos a las mejores prácticas internacionales.

- Creación de un grupo de expertos en gestión de emergencias (Global Critical Management Group) y establecimiento de funciones y roles para un nuevo grupo multidisciplinar que se crea para la respuesta a las emergencias (Global Critical Response Group).

- Establecimiento de salas y centros de respuestas ante emergencias situados en Madrid, Houston, Lima y Río de Janeiro.

6.2.3. ENERGÍA SOSTENIBLE Y CAMBIO CLIMÁTICO

A la hora de notificar el desempeño en materia energética y carbono seguimos las directrices de la industria petrolera desarrolladas por el *American Petroleum Institute* (API), la *International Petroleum Industry Enviromental Conservation Association* (IPIECA), y la *International Association of Oil&Gas Producers*. Los principales indicadores relacionados con la energía sostenible y cambio climático se exponen a continuación:

PRINCIPALES INDICADORES	2013	2012
EMISIONES DIRECTAS DE GASES DE EFECTO INVERNADERO [1]		
CO_2 (millones de toneladas)	13,41	13,24
CH_4 (millones de toneladas)	0,029	0,028
N_2O (miles de toneladas)	0,64	0,72
CO_2 eq (millones de toneladas)	14,22	14,06
EMISIONES DE CO_2 EVITADAS (MILLONES DE TONELADAS)		
Reducción acumulada desde 2006	3,021	2,668
Reducción anual	0,353	0,443

(1) Para los datos relativos a las emisiones procedentes de fuentes móviles, únicamente se incluyen las asociadas al transporte propio.
(2) Datos de CO_2 en proceso de verificación reglamentaria con fecha de finalización 28/02/2014.

En Repsol se apuesta por la construcción de un futuro mejor a través del desarrollo de energías inteligentes ofreciendo las mejores soluciones energéticas a la sociedad y al planeta. Esto significa utilizar la mayoría de las fuentes de energía y optimizar su uso a través de su gestión para alcanzar un desempeño energético excelente. Este compromiso de Repsol se articula mediante la Estrategia de Carbono Global de Compañía actualizada para el periodo 2012-2020, cuyo objetivo es impulsar la visión de compañía de un suministro de energía más diversificado y menos intensivo en carbono. El fin último de esta Estrategia de Carbono es disponer de un marco de actuación común que armonice las iniciativas existentes y detecte sinergias con un enfoque integrado.

En este marco, Repsol fijó un objetivo estratégico de reducción de 2,5 millones de toneladas de CO_2 durante el periodo 2006-2013. Este objetivo se cumplió con un año de antelación, por lo que durante 2013 se ha trabajado en la definición de un nuevo Plan de Compañía a largo plazo para la mejora de la eficiencia energética y la reducción de las emisiones de CO_2.

Como resultado de este trabajo se ha establecido como objetivo estratégico la reducción de 1,9 millones de toneladas de CO_2eq mediante un nuevo plan para el periodo 2014-2020 que integra la reducción de la intensidad energética y la de emisiones. Además, durante 2013 Repsol ha mantenido su compromiso con la mejora continua y la reducción de emisiones de GEI, y ha impulsado acciones de eficiencia energética que han reducido más de 350 kt de CO_2eq.

Uno de los objetivos estratégicos en materia energética es la implantación de Sistemas de Gestión de la Energía (SGEn) en nuestras instalaciones, lo que permite establecer los sistemas y procesos necesarios para mejorar su desempeño energético, incluyendo la eficiencia energética y el uso y consumo de la energía, afirmando el compromiso de la compañía con el suministro sostenible de energía. Avanzar en la excelencia en la gestión energética a través de la implantación de estos SGEn permite formalizar la política energética y la visión de la compañía, así como fijar el seguimiento de metas y objetivos a corto, medio y largo plazo, dentro de un proceso de mejora continua. También permite sistematizar procedimientos y mejores prácticas, extender estándares energéticos comunes, homogeneizando su uso en Repsol y anticipar la componente regulatoria.

En Repsol el sistema de Gestión de la Energía se está implantado de acuerdo a los requisitos de la Norma Internacional ISO 50001. Durante 2013 se ha continuado con el proceso de certificación de instalaciones, incluyendo a las refinerías de Tarragona, Cartagena y La Pampilla (Perú), la Química de Puertollano y finalmente el activo del *Upstream* denominado Bloque 16 (Ecuador), que se unen a las ya certificadas en años anteriores.

Repsol tiene por objetivo lograr la excelencia en los inventarios de gases de efecto invernadero ampliando el alcance de manera continua y mejorando su calidad y transparencia. Por ello cada año verificamos a través de una empresa externa que nuestros inventarios GEI cumplen con las normativas más exigentes en

calidad y precisión de inventarios. Durante este año se ha avanzado con el inventario de emisiones de CO2 llevando verificado más de un 92% de dichas emisiones por el estándar internacional ISO 14064.

Adicionalmente, Repsol continúa siendo líder del sector de la energía en el índice mundial CDLI, Climate Disclosure Leadership Index, del Climate Disclosure Project, el más prestigioso a nivel internacional en materia de cambio climático.

En el Informe de Responsabilidad Corporativa se detallan las actuaciones más destacadas que se llevaron a cabo durante el ejercicio para la mejora de la seguridad y la protección y conservación del medio ambiente, así como la evolución de los indicadores más relevantes.

6.3) FISCALIDAD

Política fiscal

La política fiscal de Repsol está alineada con la misión y los valores de la compañía, así como con la estrategia de los negocios a largo plazo. En consecuencia, Repsol se compromete a gestionar sus asuntos fiscales aplicando buenas prácticas tributarias y ofreciendo soluciones con visión global, buscando que la Compañía sea reconocida por aplicar políticas fiscales responsables y promover relaciones cooperativas con los gobiernos y los diferentes grupos de interés.

Repsol está adherido desde 2010 al Código de Buenas Prácticas Tributarias elaborado en España en el seno del Foro Agencia Tributaria - Grandes Empresas.

En las operaciones y modelos de negocio se analiza la eficiencia para la empresa y, en su caso, las posiciones fiscales se toman con base en motivos económicos y empresariales sólidos o en prácticas comúnmente aceptadas, respetando siempre el cumplimiento tanto de la letra como del espíritu de las leyes aplicables y procurando evitar riesgos, económicos o de reputación, y conflictos innecesarios. Repsol considera que este enfoque respetuoso y equilibrado redundará en la sostenibilidad de sus operaciones a largo plazo.

Repsol está comprometido a no utilizar estructuras de carácter opaco, es decir, aquellas que estén diseñadas con el propósito de impedir el conocimiento por parte de las Administraciones tributarias, o en las que se interpongan sociedades instrumentales en paraísos fiscales o territorios no cooperantes con las autoridades fiscales.

Por su compromiso con la trasparencia, Repsol está adherido, como socio fundador, a la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI, Extractive Industries Transparency Initiative). Esta iniciativa persigue el fortalecimiento de la gobernabilidad gracias a mejoras en materia de transparencia sobre los pagos realizados por empresas extractivas a los gobiernos y entidades ligadas a los mismos y de las relaciones cooperativas con las autoridades. Repsol desarrolla actividades de exploración y producción de hidrocarburos en varios países que tienen la calificación de “país cumplidor o candidato” (Perú, Noruega, Liberia, Mauritania, Irak, Trinidad y Tobago, Indonesia…).

El Consejo de Administración, a través de la Comisión de Auditoría y Control, revisa periódicamente las políticas fiscales aplicadas.

Impacto fiscal en los resultados de Repsol

El grupo Repsol está sujeto a los diversos impuestos sobre beneficios que existen en los países donde opera. Cada impuesto tiene su propia estructura y tipos de gravamen. Habitualmente los tipos de gravamen aplicables a los resultados obtenidos en la producción de hidrocarburos (Upstream) son más elevados que los generales. En ocasiones esos beneficios resultan gravados no solo en el país donde se

obtienen, sino también en el país donde residen las entidades titulares de la explotación o sus matrices (doble imposición).

Adicionalmente, el Grupo está sujeto a otros tributos que también minoran su beneficio y, en particular, sus resultados operativos. Es el caso de los impuestos a la producción de hidrocarburos (regalías y similares), tasas y tributos locales, cotizaciones sociales, etc.

En 2013 la carga tributaria total devengada por los impuestos mencionados asciende a 2.192 millones de euros, lo que supone un tipo efectivo del 60,5%. El tipo efectivo del impuesto sobre beneficios es el 43,3%.

Impacto fiscal en resultados en 2013

Importes en millones de euros

	Grupo Repsol ex Gas Natural Fenosa		Grupo Repsol	
Concepto	**Importe**	**Tipo (*)**	**Importe**	**Tipo (*)**
Impuesto sobre beneficios	956	50,5%	1.096	43,3%
Carga tributaria total	1.857	66,4%	2.192	60,5%

(*) Tipo efectivo impuesto sobre beneficios: Impuesto sobre sociedades / resultado antes de impuesto sobre beneficios y participadas
Tipo efectivo carga tributaria total: I. Sociedades + Otros tributos en el resultado operativo / resultado antes de impuesto sobre beneficios y tributos sobre resultado operativo

Contribución fiscal

Repsol es consciente de su responsabilidad en el desarrollo económico de las sociedades en que realiza su actividad. Los impuestos que paga representan una parte significativa de la contribución económica que realiza a los países en los que opera. Por ello, Repsol presta una atención prioritaria al cumplimiento de su obligación de pagar los impuestos que, de acuerdo con las normas y principios aplicables, resulten debidos en cada territorio.

El pago de impuestos del Grupo Repsol tiene una considerable importancia económica, implica un elevado esfuerzo de cumplimiento por las obligaciones formales, de información y colaboración con la Administración que implica, y conlleva relevantes responsabilidades.

Para el seguimiento y análisis de la contribución fiscal del Grupo segmentamos los tributos pagados entre aquellos que suponen un gasto efectivo para la empresa, minorando su resultado (por ejemplo, impuesto sobre sociedades, impuesto a la producción, cuotas sociales a cargo de la empresa…), y aquellos que no minoran el resultado porque se retienen o repercuten al contribuyente final (por ejemplo, impuesto al valor agregado, impuesto sobre ventas de hidrocarburos, retenciones…). A los primeros los denominamos “Carga Fiscal” y a los segundos “Tributos Recaudados”.

En la medición de la contribución fiscal se computan habitualmente sólo los tributos efectivamente pagados, sin incluir, por ejemplo los impuestos sobre beneficios devengados pero que se pagarán en el futuro. Conforme a este criterio, hay que destacar que en 2013 Repsol presentó más de 22.000 declaraciones, sin incluir las de Gas Natural Fenosa, y pagó 13.671 millones de euros en tributos y cargas públicas asimilables.

Tributos efectivamente pagados en 2013 (*)

Importes en millones de euros

Regiones	Carga fiscal	Tributos recaudados	Total
Europa	851	10.462	11.313
Latinoamérica	974	736	1.710
Norte de África	600	5	605
Resto del mundo	25	19	43
TOTAL 2013	**2.449**	**11.222**	**13.671**

(*) Solo incluye pagos efectivos del ejercicio. No incluye cantidades devengadas a pagar en el futuro ni cobros de períodos anteriores.

El desglose por países de los impuestos pagados en 2013 por el Grupo, sin incluir los pagados por Gas Natural Fenosa, es el siguiente:

Tributos efectivamente pagados en 2013 por país sin incluir Gas Natural Fenosa [1]

Millones de euros

		Carga fiscal			Tributos recaudados [2]			
PAIS	Tributos pagados 2013	Impuesto sobre Sociedades	Otros	Total	IVA	Impuesto sobre hidrocarburos	Otros	Total
España	**8.811**	188	276	465	3.200	4.825	322	8.346
Portugal	**1.144**	16	11	27	428	669	19	1.117
Italia	**390**	2	1	3	51	334	1	387
Rusia	**89**	13	60	73	11	0	5	16
Libia	**566**	512	53	565	0	0	1	1
Argelia	**39**	34	1	35	0	0	4	4
T&T	**465**	301	164	465	-9	1	8	0
Venezuela	**67**	35	20	55	7	0	5	12
Colombia	**25**	18	1	19	0	0	6	6
Bolivia	**91**	56	8	64	22	0	5	27
Perú	**815**	77	120	196	425	175	19	618
Brasil	**74**	27	35	62	2	0	11	13
Ecuador	**39**	21	2	24	10	0	5	15
Resto	**30**	8	4	12	-2	0	20	18
TOTAL 2013	**12.645**	**1.308**	**757**	**2.065**	**4.145**	**6.004**	**432**	**10.581**

[1] Solo incluye pagos efectivos del ejercicio. No incluye cantidades devengadas a pagar en el futuro ni cobros de períodos anteriores.
[2] Incluye las cantidades pagadas a través de los operadores logisticos que actúan como sustitutos.

Gestión de riesgos fiscales

El Grupo cuenta con un mapa de riesgos en el que se identifican específicamente los riesgos fiscales, ya deriven de las políticas fiscales aplicadas, de posibles incumplimientos, de las controversias sobre la interpretación o aplicación de las leyes a casos concretos o de la inestabilidad del marco jurídico fiscal y contractual.

La gestión de los riesgos fiscales se enmarca en la política de Gestión Integrada de Riesgos del Grupo, que exige un proceso escrupuloso y permanente de identificación, análisis y evaluación de riesgos.

En particular, los proyectos de inversión o desinversión y las operaciones relevantes de la compañía incorporan un análisis de sus implicaciones fiscales antes de la toma de decisiones.

En la defensa de conflictos y litigios fiscales, Repsol da prioridad a las soluciones amistosas y actúa con transparencia ante las administraciones tributarias, facilitando la información que estimen necesaria en relación con las actividades empresariales desarrolladas por el Grupo. Repsol considera que, en el actual marco fiscal internacional, caracterizado por una creciente complejidad e incertidumbre, son importantes los esfuerzos para reducir el número de controversias y promover la seguridad jurídica y la estabilidad del marco tributario, como aspectos fundamentales para el desarrollo de la actividad económica.

6.4) I+D+i

Repsol mediante la investigación y la innovación, impulsando el talento y trabajando en red de forma cooperativa con grupos científicos de excelencia, españoles e internacionales, busca desarrollar soluciones para afrontar estos desafíos.

El Centro de Tecnología Repsol (CTR) es el corazón científico y tecnológico desde donde la compañía centraliza sus inversiones en I+D+i.

INDICADORES DE GESTIÓN DE I+D	2013	2012
Nº contratos	122	151
I+D externa (millones de euros)	23	20
Inversión I+D (millones de euros)	89	83

En 2013, Repsol invirtió 83 millones de euros en actividades de I+D ejecutadas directamente en el Centro de Tecnología situado en Móstoles (España), a los que hay que sumar otros 6 millones de euros en proyectos llevados a cabo en diferentes unidades de negocio de la compañía, frente a los 77 y 6 millones invertidos en 2012, respectivamente. Repsol mantiene una política activa de colaboración con centros de tecnología, universidades públicas y privadas y empresas, tanto nacionales como internacionales. El presupuesto destinado a este tipo de acuerdos fue de más de 23 millones de euros. Repsol participa en programas de financiación de I+D promovidos por diferentes administraciones. Durante 2013 el Centro de Tecnología participó en 12 proyectos impulsados por la Administración española y 9 proyectos de la Unión Europea, frente a los 14 y 6 del año 2012, así como en un proyecto de cooperación internacional con Chile.

Durante el año 2013 se ha firmado un crédito con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) para la financiación de las actividades de I+D del Centro de Tecnología durante los próximos cuatro años. Dicho crédito cubre prácticamente la mitad del presupuesto durante este período y marca un hito en el esquema de ayudas públicas obtenidas por el Centro, siendo ésta la primera vez que Repsol solicita financiación de este tipo para sus actividades. Esta operación representa un aval a la calidad y garantía de nuestras actividades de I+D.

Dicho crédito financiará numerosas actuaciones del amplio programa de inversiones de investigación, desarrollo en innovación, que abarca entre otros campos: mejoras en la eficiencia energética y en el proceso de refino del petróleo, desarrollo y producción de derivados petroquímicos o el almacenamiento de CO2. Asimismo se incluyen programas para el desarrollo de sistemas y productos en el ámbito de generación de energía renovable, bioenergía y soluciones de transporte.

Durante los primeros meses del año 2013 se han consolidado los grupos de Tecnología de Houston y Brasil. La creación de estos dos nuevos "*hubs*" en ubicaciones de interés estratégico y entornos tecnológicos altamente innovadores, ha supuesto la generación de un modelo integrado con en el Centro de Tecnología Repsol en Madrid, permite acceder a nuevos ecosistemas de innovación además de estar cerca de los importantes proyectos de compañía en estas áreas.

6.5) SOCIEDAD

RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

Repsol refuerza su estrategia de negocio con la búsqueda de mejores soluciones energéticas que contribuyan al desarrollo sostenible. Esto es posible gracias a una visión de futuro que se sustenta en la responsabilidad corporativa como uno de sus atributos fundamentales.

A través de su modelo de responsabilidad corporativa, la compañía responde a las necesidades actuales y futuras de sus partes interesadas. Repsol trabaja cada día para estar en capacidad de identificar y comprender sus expectativas a nivel global y local, tanto en países como en centros operativos, con una actitud proactiva.

A lo largo de 2013, la compañía ha consolidado la implantación de su sistema de coordinación de la responsabilidad corporativa, con la creación de Comités de Responsabilidad Corporativa en los principales países donde opera. Estos se suman a los ya existentes en España y Portugal, Bolivia, Ecuador y Perú. Cada comité ha aprobado y hecho público su correspondiente Plan de Sostenibilidad 2013-2014, en el que se han definido las acciones que se desarrollarán para acercar el desempeño ético, social y ambiental de la compañía a las expectativas de sus partes interesadas.

Durante este ejercicio se ha formalizado también el despliegue del sistema de coordinación de la responsabilidad corporativa en los principales complejos industriales, que han aprobado sus primeros planes de sostenibilidad. Contar con un modelo que integre las expectativas de nuestras partes interesadas en materia de responsabilidad corporativa en los procesos de toma de decisiones de la compañía nos permite trabajar en la generación constante de valor a largo plazo. Este esfuerzo es reconocido internacionalmente, y una prueba de ello es nuestra presencia continuada en los índices de sostenibilidad Dow Jones y FTSE4Good. Repsol volvió a recibir la calificación de compañía "Gold Class" según el Anuario de Sostenibilidad de SAM 2013, que reconoce a las empresas con mejor desempeño en sostenibilidad.

ACCIONISTAS E INVERSORES

Repsol dispone de un área de Relación con Inversores, cuya misión es atender a los accionistas de Repsol, tanto inversores institucionales como accionistas minoritarios, además de los analistas que siguen a la compañía, en todo lo relacionado al acceso a información financiera y operativa de la compañía, así como a los hechos que puedan afectar al valor de la acción.

Dentro de este ámbito y con el ánimo de una mejora continua de la calidad de la información acerca de la compañía, la Dirección de Relación con Inversores ha desarrollado durante el año 2013 dos nuevas áreas especializadas en la atención, por un lado a los accionistas minoritarios y por otro, a los inversores socialmente responsables.

En cuanto a los accionistas minoritarios, se ha creado "*Repsol en Acción*", un modelo de relación con accionistas basado en las mejores prácticas de buen gobierno corporativo y transparencia con el objetivo de facilitar el acercamiento, la comunicación y un contacto más fluido entre la compañía y sus accionistas minoritarios. Se ha desarrollado un apartado especial en la sección de inversores de la página web dedicado a los accionistas de Repsol, con el fin de mantenerles informados de los principales acontecimientos que suceden en la compañía, de una manera transparente así como hacerles partícipes de la acción social, los eventos deportivos y el sistema de promociones de la Compañía.

Respecto a los inversores socialmente responsables, se ha diseñado una atención dedicada y una serie de eventos especiales que tiene como fin comunicar cómo actúa la compañía en materias de responsabilidad corporativa: seguridad, medio ambiente, derechos humanos, relación con comunidades y gobierno corporativo, entre otros temas.

A continuación, encontramos un resumen de las estadísticas que respaldan la interacción de la compañía con los inversores y la comunidad financiera a través de los diferentes canales de comunicación establecidos:

INFORMACIÓN ACCIONISTAS E INVERSORES	2013	2012
Llamadas OIA (1)	34.291	45.000
Accesos web Repsol	443.000	390.000
Consultas vía mail	10.000	6.000
Roadshows inversores institucionales (ciudades) (2)	41	34
Roadshows accionistas minoritarios (ciudades) (2)	12	-
Conferencias sectoriales	19	22
Inversores institucionales contactados	808	900
Aplicación para dispositivos móviles (descargas)	1.385	-
Eventos para accionistas minoritarios	49	-

(1) La Oficina de Información al Accionista (OIA) atiende a accionistas minoritarios, tanto actuales como potenciales.
(2) Los *roadshows* son desplazamientos a diferentes ciudades para visitar a inversores institucionales o a accionistas minoritarios. Incluye roadshows con inversores socialmente responsables

Adicionalmente desde el año 2012, se puso a disposición de los inversores una aplicación para acceder a la información financiera de la compañía a través de dispositivos móviles (tabletas y teléfonos inteligentes). Dicha aplicación puede ser descargada de manera gratuita a través de la página web de Repsol.

REPSOL EN INTERNET

La presencia de la Compañía en internet se canaliza principalmente a través de la web corporativa repsol.com, que constituye una plataforma de comunicación transversal y una herramienta de marketing para los diferentes negocios. La web de Repsol es un referente en términos de contenidos, transparencia y accesibilidad de la información.

Durante los diez últimos años, el portal repsol.com se ha posicionado entre las primeras webs europeas, según el estudio que realiza periódicamente la consultora internacional KWD. En dicho ranking, la web de la compañía ha ocupado la primera posición en España y ha estado entre las primeras de su sector.

Además, Repsol cuenta con otros activos de especial relevancia, como la web guiarepsol.com, y aplicaciones para dispositivos móviles. Por otro lado, la presencia en las redes sociales, especialmente en Facebook y Twitter ha cobrado especial relevancia, contando ya con más 180.000 seguidores.

	2.800.000 visitas (promedio mensual)
	1.600.000 usuarios únicos (promedio mensual)
	56.000 seguidores
	127.000 seguidores
Google	5.500 palabras posicionadas en el Top 20 de Google, con un valor anual estimado de 212.000€

PUBLICIDAD, PATROCINIO Y RELACIONES PÚBLICAS

A lo largo de 2013 se han realizado diversas campañas publicitarias que han servido para dar visibilidad a proyectos estratégicos de la compañía. Todas estas comunicaciones han trasladado, además, el compromiso de Repsol en temas de gran relevancia para la sociedad como la capacidad de Repsol para generar empleo, el apoyo al emprendimiento o la implicación en la formación de los jóvenes, entre otros. En el plano comercial, se han realizado numerosas acciones publicitarias que han servido para destacar la superioridad de nuestros productos y sus ventajas competitivas.

Como marca responsable nos preocupa el rigor de nuestra comunicación publicitaria. Para ello seguimos adoptando mecanismos y códigos voluntarios que dan transparencia y veracidad a todas estas comunicaciones (como la pertenencia a la Asociación para la Autorregulación de la Comunicación Comercial o la adhesión al Código de Autorregulación sobre Argumentos Ambientales en Comunicaciones Comerciales).

Un año más, los programas de patrocinio y relaciones públicas, han contribuido a generar notoriedad para la marca Repsol y a reforzar la imagen de liderazgo y de empresa comprometida con la sociedad y el futuro energético.

Durante la temporada 2013, Marc Márquez se convirtió en el campeón del mundo de MotoGP más joven de la historia, y con su compañero Dani Pedrosa, consiguieron que el Equipo Repsol Honda se alzase un año más con el título de campeón del mundo por equipos. Este programa de patrocinio favorece, sin duda, el conocimiento de la compañía a nivel mundial facilitando así su expansión internacional. Además, la experiencia acumulada en el desarrollo de productos específicos para la alta competición del motor permite a Repsol mantenerse como líder en investigación y, de esta manera, ser capaz de responder a las mayores expectativas de sus clientes.

Como muestra del compromiso de Repsol con la sociedad, en 2013 se ha incorporado dentro de la estrategia de patrocinio y relaciones públicas el apoyo a programas como el CEV Repsol (Campeonato de España de Velocidad) o las becas de la Escuela Monlau Repsol, que favorecen la generación de oportunidades y la adecuada formación de jóvenes deportistas y profesionales.

De acuerdo con el firme compromiso de Repsol con el futuro de la energía y el respeto al medio ambiente, la compañía ha compensado un año más las emisiones de CO_2 correspondientes a su participación en el mundial de MotoGP y la celebración de su Junta General de Accionistas.

7. PERSPECTIVAS Y EVOLUCIÓN PREVISIBLE

Los usuarios de este informe han de tener presente que la información prospectiva, contenida en el documento, y que refleja los planes, previsiones o estimaciones de los gestores del Grupo, las cuales se basan en asunciones que son consideradas razonables, no ha de considerarse como una garantía de desempeño futuro de la entidad, en el sentido de que tales planes, previsiones o estimaciones se encuentran sometidas a numerosos riesgos e incertidumbres que no implican que el desarrollo futuro del Grupo tenga por qué coincidir con el inicialmente previsto. Los riesgos e incertidumbres principales se describen en el apartado 2.6 Gestión del Riesgo.

7.1) PERSPECTIVAS DEL ENTORNO MACROECONÓMICO

La economía global continúa recuperándose de la crisis de 2009, pero este es un proceso que está resultando ser lento y frágil. A diferencia de años anteriores, durante 2013 aumentaron los riesgos de las economías emergentes y se moderaron los riesgos en las economías avanzadas.

Las previsiones para la economía mundial son que el crecimiento económico repunte de nuevo por encima del 3%, tras la desaceleración vivida entre 2011 y 2013, de manera que en 2014 se alcance un 3,7%. El grueso del crecimiento económico global seguirá procediendo de las economías emergentes si bien se ha producido un impulso por la revisión al alza del crecimiento en las economías avanzadas. En éstas, el producto interior bruto real aumentará un 2,2% en 2014, casi un punto porcentual más que en 2013.

El crecimiento en las economías emergentes y en desarrollo se espera que sea del 5,1% en 2014 y que aumente progresivamente en años siguientes, sostenido por una sólida demanda doméstica, la recuperación de las exportaciones y políticas fiscales, monetarias y financieras acomodaticias, si bien la mayor parte de estas economías están moderando su ritmo de crecimiento y han visto revisadas recientemente sus previsiones a la baja.

De cara a 2014, el grueso de analistas ya estima para la economía española tasas de variaciones anuales positivas, si bien la intensidad de este crecimiento todavía encierra alguna incertidumbre. El FMI en el último WEO[1] revisó al alza sus previsiones de crecimiento a un 0,6 %. Las estimaciones de la Dirección de estudios y análisis del entorno de Repsol sitúan el crecimiento del PIB de 2014 en un 0,8%, en línea con las principales casas de análisis nacionales.

Con todo, parece que la economía española está alcanzando poco a poco cierta estabilidad. Todavía persisten muchas debilidades, y existen riesgos que podrían invertir la senda adquirida por el PIB en los dos últimos trimestres. Pero la mejora de la situación en la Eurozona, tanto institucional como macroeconómica, y las reformas estructurales adoptadas permiten ser moderadamente optimistas. La economía española salió de la recesión técnica ya en el tercer trimestre de 2013, registrando su primera tasa positiva de crecimiento. Todavía queda un largo camino para alcanzar el nivel de producción anterior a la crisis.

Previsiones macroeconómicas magnitudes básicas

	PIB (%)		Inflación media (%)	
	2013	**2014**	**2013**	**2014**
Economía mundial	3	3,7	3,8	3,8
Economías avanzadas	1,3	2,2	1,4	1,8
España	-1,2	0,6	1,4	1,5
Economías emergentes	4,7	5,1	6,1	5,6

Fuente: FMI y Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol.

[1] World Economic Outlook

7.2) PERSPECTIVAS DEL SECTOR ENERGÉTICO

A corto plazo, de acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (AIE) el balance oferta demanda de petróleo estaría determinado por el significativo aumento de la producción esperado para 2014, cerca de 1,8 millones de barriles. De los cuales más de un 60% provendría de los países no-OPEP. Por su parte, el aumento de la demanda seguiría impulsado por los países no-OCDE.

Perspectivas a corto plazo del balance oferta demanda mundial

Fuente: AIE y Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol

A más largo plazo, el incremento de la demanda energética que plantea la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA) se sitúa en el 56% entre 2010 y 2040, o lo que es lo mismo un crecimiento medio anual del 1,5%, estando la mayor parte de este crecimiento, un 85%, concentrado en los países no-OCDE, debido a su fuerte crecimiento económico y demográfico.

Los combustibles fósiles seguirán siendo el principal motor del mundo, dado que en el 2040 estas tres fuentes (petróleo, gas natural y carbón) abastecerán más de tres cuartas partes de la demanda de energía. Aun así, el petróleo reducirá su cuota, desde el 34% de 2010 hasta el 28% en 2040.

Fuente: International Energy Outlook 2013 (EnergyInternational Agency) y Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol

7.3) EVOLUCIÓN PREVISIBLE DE NUESTROS NEGOCIOS

De acuerdo con los logros conseguidos en los años 2012 y 2013, se mantienen para los próximos años las líneas estratégicas establecidas en el Plan Estratégico 2012-2016. De esta manera, continuaremos poniendo foco en el crecimiento del negocio del *Upstream* y en la excelencia operativa del *Downstream*, al mismo tiempo que se mantiene una retribución competitiva al accionista y la solidez de nuestros ratios financieros.

En el negocio del *Upstream*, nuestra meta es lograr un crecimiento fuerte, rentable y sostenible en el tiempo. De este modo, nuestros esfuerzos de inversión se centran en proyectos de alto valor añadido, que permiten a la compañía una expansión de carácter progresivo. Es el vector de crecimiento de la compañía, y por ello el 77% de las inversiones contempladas el PE 12-16 se concentran en esta área. Para el año 2014 se mantienen los compromisos de esfuerzo inversor. Se destinarán aproximadamente 1.000 millones de dólares a la actividad exploratoria, esperando completar más de 30 sondeos y llevar a cabo una importante actividad sísmica, destacando las inversiones en Brasil, Estados Unidos, Angola, Rusia, Noruega, Colombia, Namibia y Rumania. Adicionalmente, se contemplan aproximadamente 2.600 millones de dólares de inversión en desarrollo, perforación y construcción de instalaciones, principalmente en Norteamérica, Brasil, Venezuela y Argelia.

En 2014 la producción y la incorporación de nuevas reservas se espera que estarán en línea con lo previsto en el PE 12-16.

El compromiso de crecimiento del PE12-16 viene impulsado por 10 grandes proyectos, de los cuales en 2013 ya están en producción Rusia, Lubina-Montanazo, Margarita, Mid-Continent, Sapinhoa y Carabobo (producción temprana). Se prevé que entre 2014 y 2015 entren en funcionamiento Kinteroni en Perú, Cardón IV en Venezuela y se continúe con el desarrollo de los proyectos ya mencionados así como Carioca y Reggane.

En el negocio del *Downstream* la finalización de los grandes proyectos de Cartagena y Petronor y el objetivo de excelencia operativa están permitiendo superar un entorno de crisis económica en España y Europa. Los objetivos marcados para el próximo año serán:

- Seguir con la mejora de la eficiencia y competitividad de las instalaciones de Refino y Química que nos lleven a una mejora continuada de sus márgenes.
- Puesta en marcha de la planta de lubricantes de última generación Sksol en Cartagena, en asociación con la compañía coreana SKL.
- Maximizar el valor del negocio del Marketing y consolidar la posición competitiva, dentro del nuevo marco legal y considerando una estabilización de la demanda de carburantes en España después de 6 años de caída continúa.

En el entorno previsto, se mantiene la solidez financiera del Grupo para acometer las inversiones requeridas, el mantenimiento del rating crediticio y un retorno competitivo para el accionista.

ANEXO I: RECONCILIACIÓN RESULTADOS AJUSTADOS CON RESULTADOS NIIF ADOPTADOS POR LA UNIÓN EUROPEA

2013 *(Millones de euros)*	**Resultados Ajustados**	**Reclasif.**	**Resultados NIIF-UE**
Resultado de explotación	**3.343**	**(772)**	**2.571**
Resultado financiero	(814)	59	(755)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	122	(74)	48
Resultado antes de impuestos	**2.651**	**(787)**	**1.864**
Impuesto sobre beneficios	(1.096)	149	(947)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	**1.555**	**(638)**	**917**
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(38)	-	(38)
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	**1.517**	**(638)**	**879**
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones interrumpidas	**(1.322)**	**638**	**(684)**
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	**195**	**-**	**195**

2012 *(Millones de euros)*	**Resultados Ajustados**	**Reclasif.**	**Resultados NIIF-UE**
Resultado de explotación	**4.286**	**(620)**	**3.666**
Resultado financiero	(857)	47	(810)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	117	(70)	47
Resultado antes de impuestos	**3.546**	**(643)**	**2.903**
Impuesto sobre beneficios	(1.581)	175	(1.406)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	**1.965**	**(468)**	**1.497**
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(75)	-	(75)
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	**1.890**	**(468)**	**1.422**
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones interrumpidas	**170**	**468**	**638**
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	**2.060**	**-**	**2.060**

ANEXO II: TABLA DE CONVERSIONES Y GLOSARIO DE TÉRMINOS

			PETRÓLEO				GAS		ELECTRICIDAD
			Litros	**Barriles**	**Metros cúbicos**	**tep**	**Metros cúbicos**	**Pies cúbicos**	**kWh**
PETRÓLEO	1 barril [(1)]	bbl	158,99	1	0,16	0,14	162,60	5.615	$1,7x10^6$
	1 metro cúbico [(1)]	m^3	1.000	6,29	1	0,86	1.033	36.481	10.691,5
	1 tonelada equivalente petróleo [(1)]	tep	1.160,49	7,30	1,16	1	1.187	41.911	12.407,4
GAS	1 metro cúbico	m^3	0,98	0,01	0,001	0,001	1	35,32	10,35
	1.000 pies cúbicos=$1,04x10^6$ Btu	ft^3	27,64	0,18	0,03	0,02	28,3	1.000	293,1
ELECTRICIDAD	1 megawatio hora	MWh	93,53	0,59	0,10	0,08	96,62	3.412,14	1.000

[(1)] Media de referencia: 32,35 °API y densidad relativa 0,8636

			Metro	**Pulgada**	**Pie**	**Yarda**
LONGITUD	metro	m	1	39,37	3,281	1,093
	pulgada	in	0,025	1	0,083	0,028
	pie	ft	0,305	12	1	0,333
	yarda	yd	0,914	36	3	1

			Kilogramo	**Libra**	**Tonelada**
MASA	kilogramo	kg	1	2,2046	0,001
	libra	lb	0,45	1	0,00045
	tonelada	t	1.000	22,046	1

			Pie cúbico	**Barril**	**Litro**	**Metro cúbico**
VOLUMEN	pie cúbico	ft^3	1	0,1781	28,32	0,0283
	barril	bbl	5.615	1	158,984	0,1590
	litro	l	0,0353	0,0063	1	0,001
	metro cúbico	m^3	35,3147	6,2898	1.000	1

Término	Descripción
bbl	Barril
bcf	Mil millones de pies cúbicos
bcm	Mil millones de metros cúbicos
bep	Barril equivalente de petróleo
Btu	British termal unit
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNL	Gas Natural Licuado
Gwh	Gigawatios por hora

Término	Descripción
kbbl	Mil barriles de petróleo
kbbl/d	Mil barriles de petróleo por día
kbep	Mil barriles de petróleo equivalentes
kbep/d	Mil barriles de petróleo equivalentes por día
km^2	Kilómetro cuadrado
kt	Mil toneladas
Mbbl	Millón de barriles
Mbep	Millón de barriles equivalentes de petróleo

Término	Descripción
Mm^3/d	Millón de metros cúbicos por día
Mscf/d	Millón de pies cúbicos estándar por día
MW	Millón de watios
Mwe	Millón de watios eléctricos
MWh	Millón de watios por hora
TCF	Trillones de pies cúbicos
tep	Tonelada equivalente de petróleo
USD	Dólar americano

ANEXO III: INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO

INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO

SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS

DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR

FECHA FIN DEL EJERCICIO DE REFERENCIA	2013

C.I.F. A78374725

Denominación Social: REPSOL, S.A.

Domicilio Social: C/ Méndez Álvaro, 44 28045 Madrid

MODELO DE INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO DE LAS SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS

Para una mejor comprensión del modelo y posterior elaboración del mismo, es necesario leer las instrucciones que para su cumplimentación figuran al final del presente informe.

A ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD

A.1 Complete el siguiente cuadro sobre el capital social de la sociedad:

Fecha de última modificación	Capital social (€)	Número de acciones	Número de derechos de voto
05-07-2013	1.302.471.907	1.302.471.907	1.302.471.907

Indiquen si existen distintas clases de acciones con diferentes derechos asociados:

Sí [ ] No [X]

A.2 Detalle los titulares directos e indirectos de participaciones significativas, de su entidad a la fecha de cierre de ejercicio, excluidos los consejeros:

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Derechos de voto indirectos		% sobre el total de derechos de voto
		Titular directo de la participación	Número de derechos de voto	
Sacyr , S.A.	0	Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.	122.208.433	9,38
CaixaBank, S.A.	156.509.448			12,02
Temasek Holdings (Private) Limited	0	Chembra Investments Pte. Ltd	82.949.191	6,37
Petróleos Mexicanos	0	Entidades financieras	67.969.767	9,34
		PMI Holdings BV	53.703.915	
		Pemex Internacional España, S.A.	1	

Indique los movimientos en la estructura accionarial más significativos acaecidos durante el ejercicio:

Nombre o denominación social del accionista	Fecha de la operación	Descripción de la operación
BNP Paribas, Societé Anonyme	11/03/2013	Se ha superado el 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	12/03/2013	Se ha descendido del 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	13/03/2013	Se ha superado el 3%

		del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	04/04/2013	Se ha descendido del 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	10/05/2013	Se ha superado el 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	14/05/2013	Se ha descendido del 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	10/06/2013	Se ha superado el 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	11/06/2013	Se ha descendido del 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	12/06/2013	Se ha superado el 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	25/06/2013	Se ha descendido del 3% del capital social
Temasek Holdings (Private) Limited	04/03/2013	Se ha superado el 5% del capital social

A.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, que posean derechos de voto de las acciones de la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Número de derechos de voto directos	Derechos de voto indirectos		% sobre el total de derechos de voto
		Titular directo de la participación	Número de derechos de voto	
D. Antonio Brufau Niubó	306.604	-	-	0,024
D. Isidro Fainé Casas	266	-	-	0,000
D. Manuel Manrique Cecilia	109	Cymofag, S.L.U.	938	0,000
Dña. Paulina Beato Blanco	109	-	-	0,000
D. Artur Carulla Font	49.379	-	-	0,004
D. Luis Carlos Croissier Batista	1.326	-	-	0,000
D. Rene Dahan	10.263	-	-	0,001
D. Ángel Durández Adeva	6.576	-	-	0,000
D. Javier Echenique Landiríbar	0	Bilbao Orvieto, S.L.	19.012	0,001
D. Mario Fernández Pelaz	4.420	-	-	0,000
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	6.445	2.026		0,001

D. José Manuel Loureda Mantiñán	57	Prilou, S.L.	30.067	0,002
D. Juan María Nin Génova	266	0		0,000
Pemex Internacional España, S.A.	1	0		0,000
D. Henri Philippe Reichstul	50	0		0,000
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	24.093	0		0,002

% total de derechos de voto en poder del Consejo de Administración	0,035

Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, que posean derechos sobre acciones de la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Número de derechos directos	Derechos indirectos		Número de acciones equivalentes	% sobre el total de derechos
		Titular directo	Número de derechos		

A.4 Indique, en su caso, las relaciones de índole familiar, comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, en la medida en que sean conocidas por la sociedad, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

Nombre o denominación social relacionados	Tipo de relación	Breve descripción

A.5 Indique, en su caso, las relaciones de índole comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, y la sociedad y/o su grupo, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

Nombre o denominación social relacionados	Tipo de relación	Breve descripción
Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona	Societaria	Repsol participa con Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (accionista de control de Caixaholding, S.A.U. y CaixaBank, S.A.) en Gas Natural SDG, S.A., sociedad que tiene por objeto, entre otras actividades, el suministro, producción conducción y distribución de cualquier tipo de combustible. Asimismo, Repsol y

		Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona tienen suscrito un acuerdo relativo a Gas Natural SDG, S.A., calificado por ambas entidades como una situación de concertación comunicada a la CNMV.

A.6 Indique si han sido comunicados a la sociedad pactos parasociales que la afecten según lo establecido en los artículos 530 y 531 de la Ley de Sociedades de Capital. En su caso, descríbalos brevemente y relacione los accionistas vinculados por el pacto:

Sí [ ] No [X]

Intervinientes del pacto parasocial	% del capital social afectado	Breve descripción del pacto

Indique si la sociedad conoce la existencia de acciones concertadas entre sus accionistas. En su caso, descríbalas brevemente:

Sí [ ] No [X]

Intervinientes acción concertada	% del capital social afectado	Breve descripción del concierto

En el caso de que durante el ejercicio se haya producido alguna modificación o ruptura de dichos pactos o acuerdos o acciones concertadas, indíquelo expresamente:

A.7 Indique si existe alguna persona física o jurídica que ejerza o pueda ejercer el control sobre la sociedad de acuerdo con el artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores. En su caso, identifíquela:

Sí [ ] No [X]

Nombre o denominación social

Observaciones

A.8 Complete los siguientes cuadros sobre la autocartera de la sociedad:

A fecha de cierre del ejercicio:

Número de acciones directas	Número de acciones indirecta (*)	% total sobre capital social
19.188	1.413.492	0,11

(*) A través de:

Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de acciones directas
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	1.413.492
Total:	1.413.492

Detalle las variaciones significativas, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1362/2007, realizadas durante el ejercicio:

Fecha de comunicación	Total de acciones directas adquiridas	Total de acciones indirectas adquiridas	% sobre capital social

A.9. Detalle las condiciones y plazo del mandato vigente de la Junta de Accionistas al Consejo de Administración para emitir, recomprar o transmitir acciones propias.

La Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada, en segunda convocatoria, el 30 de abril de 2010, adoptó, en su sexto punto del Orden del Día, el acuerdo que se transcribe a continuación:

"*Primero. Autorizar al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF, S.A. y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital suscrito de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa.*

Las acciones propias adquiridas podrán destinarse a su entrega a los empleados y administradores de la Sociedad o de su Grupo o, en su caso, para satisfacer el ejercicio de derechos de opción de que aquéllos sean titulares.

Esta autorización queda supeditada al cumplimiento de todos los demás requisitos legales aplicables, tendrá una duración de 5 años, contados a partir de la fecha de la presente Junta General, y deja sin efecto, en la parte no utilizada, la acordada por la pasada Junta General Ordinaria, celebrada el 14 de mayo de 2009.

Segundo. Autorizar, asimismo, al Consejo de Administración para que éste, a su vez, pueda delegar, al amparo de lo establecido en el artículo 141.1 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, las facultades delegadas a que se refiere el apartado primero de este acuerdo."

A.10 Indique si existe cualquier restricción a la transmisibilidad de valores y/o cualquier restricción al derecho de voto. En particular, se comunicará la existencia de cualquier tipo de restricciones que puedan dificultar la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.

Sí [X] No [ ]

Descripción de las restricciones
El artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000 establece ciertas limitaciones al ejercicio de los derechos de voto en más de un operador principal de un mismo mercado o sector. Entre otros, se enumeran los mercados de producción y distribución de carburantes, producción y suministro de gases licuados del petróleo y producción y suministro de gas natural, entendiendo por operador principal a las entidades que ostenten las cinco mayores cuotas del mercado en cuestión. Dichas limitaciones se concretan en las siguientes: – Las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en más de un 3% en el capital social o en los derechos de voto de dos o más operadores principales de un mismo mercado, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso sobre dicho porcentaje en más de una de dichas sociedades. – Un operador principal no podrá ejercer los derechos de voto en una participación superior al 3% del capital social de otro operador principal del mismo mercado. Estas prohibiciones no serán aplicables cuando se trate de sociedades matrices que tengan la condición de operador principal respecto de sus sociedades dominadas en las que concurra la misma condición, siempre que dicha estructura venga impuesta por el ordenamiento jurídico o sea consecuencia de una mera redistribución de valores o activos entre sociedades de un mismo Grupo. La Comisión Nacional de Energía, como organismo regulador del mercado energético, podrá autorizar el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso, siempre que ello no favorezca el intercambio de información estratégica ni implique riesgos de coordinación en sus actuaciones estratégicas.

A.11 Indique si la Junta General ha acordado adoptar medidas de neutralización frente a una oferta pública de adquisición en virtud de lo dispuesto en la Ley 6/2007.

Sí [ ] No [X]

En su caso, explique las medidas aprobadas y los términos en que se producirá la ineficiencia de las restricciones:

A.12 Indique si la sociedad ha emitido valores que no se negocian en un mercado regulado comunitario.

Sí [X] No [ ]

En su caso, indique las distintas clases de acciones y, para cada clase de acciones, los derechos y obligaciones que confiera.

A 31 de diciembre de 2013, las acciones de Repsol en forma de *American Depositary Shares* (ADSs) cotizan en el Mercado OTCQX.

Adicionalmente, las acciones de Refinería La Pampilla, S.A. cotizan en la Bolsa de Valores

de Lima.

B JUNTA GENERAL

B.1 Indique y, en su caso detalle si existen diferencias con el régimen de mínimos previsto en la Ley de Sociedades de Capital (LSC) respecto al quórum de constitución de la Junta General

Sí [ ] No [X]

	% de quórum distinto al establecido en art. 193 LSC para supuestos generales	% de quórum distinto al establecido en art. 194 LSC para los supuestos especiales del art. 194 LSC
Quórum exigido en 1ª convocatoria		
Quórum exigido en 2ª convocatoria		

Descripción de las diferencias

B.2 Indique y en su caso detalle si existen diferencias con el régimen previsto en la Ley de Sociedades de Capital (LSC) para el régimen de adopción de acuerdos sociales:

Sí [X] No [ ]

Describa en qué se diferencia del régimen previsto en la LSC.

	Mayoría reforzada distinta a la establecida en el art. 201.2 LSC para los supuestos del 194.1 LSC	Otros supuestos de mayoría reforzada
% establecido por la entidad para la adopción de acuerdos		75%
Describa las diferencias		
Se requiere, tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del 75% del capital con derecho a voto concurrente a la Junta General para la válida adopción de acuerdos sobre las siguientes materias: • Modificación de los artículos 22bis y 44bis de los Estatutos relativos a las operaciones vinculadas y a la prohibición de competencia de los Consejeros, o de la presente norma especial. • Autorización de las operaciones vinculadas en los supuestos previstos en el artículo 22 bis de los Estatutos. • Dispensa a un Consejero de la obligación de no competencia de conformidad con lo previsto en el artículo 44bis de los Estatutos.		

B.3 Indique las normas aplicables a la modificación de los estatutos de la sociedad. En particular, se comunicarán las mayorías previstas para la modificación de los estatutos,

así como, en su caso, las normas previstas para la tutela de los derechos de los socios en la modificación de los estatutos.

Los Estatutos Sociales de Repsol no establecen condiciones distintas a las contenidas en la Ley de Sociedades de Capital para la modificación de estatutos sociales excepto por lo previsto en el artículo 22 que establece que para la modificación de los artículos 22bis ("Operaciones vinculadas"), 44bis ("Prohibición de competencia") y de la propia regla especial de modificación de Estatutos contenida en el artículo 22, que establece que se requiere tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del setenta y cinco por ciento (75%) del capital con derecho a voto concurrente a la Junta General.

Por otro lado, el artículo 22 de los Estatutos Sociales dispone que, para que la Junta General ordinaria o extraordinaria, pueda acordar válidamente cualquier modificación de los Estatutos Sociales, será necesaria, en primera convocatoria, la concurrencia de accionistas presentes o representados que posean, al menos, el cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto. En segunda convocatoria será suficiente la concurrencia del veinticinco por ciento (25%) de dicho capital.

Cuando concurran accionistas que representen menos del cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto, los acuerdos relativos a la modificación de estatutos sólo podrán adoptarse válidamente con el voto favorable de los dos tercios del capital presente o representado en la Junta.

B.4 Indique los datos de asistencia en las juntas generales celebradas en el ejercicio al que se refiere el presente informe y los del ejercicio anterior:

	Datos de asistencia				
Fecha Junta General	**% de presencia física**	**% en representación**	**% Voto a distancia**		**Total**
			Voto electrónico	**Otros**	
31-05-2013	15,329	42,418	0,0052	6,82	64,574

B.5 Indique si existe alguna restricción estatutaria que establezca un número mínimo de acciones necesarias para asistir a la Junta General:

Sí [ ] No [X]

Número de acciones necesarias para asistir a la Junta General	

B.6 Indique si se ha acordado que determinadas decisiones que entrañen una modificación estructural de la sociedad ("filialización", compra-venta de activos operativos esenciales, operaciones equivalentes a la liquidación de la sociedad…) deben ser sometidas a la aprobación de la junta general de accionistas, aunque no lo exijan de forma expresa las Leyes Mercantiles.

Sí [ ] No [X]

B.7 Indique la dirección y modo de acceso a la página web de la sociedad a la información

sobre gobierno corporativo y otra información sobre las juntas generales que deba ponerse a disposición de los accionistas a través de la página web de la Sociedad.

El contenido de gobierno corporativo, regulado por el artículo 539 de la Ley de Sociedades de Capital, la Orden ECO/3722/2003, de 26 de diciembre y la Circular 1/2004, de 17 de marzo, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores y de la información relativa a las juntas generales, se recoge en el epígrafe "Información para accionistas e inversores" de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

C ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN DE LA SOCIEDAD

C.1 Consejo de Administración

C.1.1 Detalle el número máximo y mínimo de consejeros previstos en los estatutos:

Número máximo de consejeros	16
Número mínimo de consejeros:	9

C.1.2 Complete el siguiente cuadro con los miembros del Consejo:

Nombre o denominación social del consejero	Representante	Cargo en el Consejo	Fecha primer nombramiento	Fecha último nombramiento	Procedimiento de elección
D. Antonio Brufau Niubó		Presidente	23-07-1996	15-04-2011	Cooptación
D. Isidro Fainé Casas		Vicepresidente	19-12-2007	31-05-2012	Cooptación
D. Manuel Manrique Cecilia		Vicepresidente	25/04/2013	31-05-2013	Cooptación
Dña. Paulina Beato Blanco		Vocal	29-12-2005	30-04-2010	Cooptación
D. Artur Carulla Font		Vocal	16-06-2006	30-04-2010	Votación en Junta de Accionistas
D. Luis Carlos Croissier Batista		Vocal	09-05-2007	15-04-2011	Votación en Junta de Accionistas
D. Rene Dahan		Vocal	31-05-2013	31-05-2013	Votación en Junta de Accionistas
D. Ángel Durández Adeva		Vocal	09-05-2007	15-04-2011	Votación en Junta de Accionistas
D. Javier Echenique Landiríbar		Vocal	16-06-2006	30-04-2010	Votación en Junta de Accionistas
D. Mario		Vocal	15-04-2011	15-04-2011	Votación en

Fernández Pelaz					Junta de Accionistas
Dña. María Isabel Gabarró Miquel		Vocal	14-05-2009	31-05-2013	Votación en Junta de Accionistas
D. José Manuel Loureda Mantiñán		Vocal	31-01-2007	15-04-2011	Cooptación
D. Juan María Nin Génova		Vocal	19-12-2007	31-05-2012	Cooptación
Pemex Internacional España, S.A.	Arturo F. Henríquez Autrey	Vocal	26-01-2004	30-04-2010	Cooptación
D. Henri Philippe Reichstul		Vocal	29-12-2005	30-04-2010	Cooptación
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla		Vocal y Secretario	02-02-2005	31-05-2013	Cooptación

Número Total de Consejeros	16

Indique los ceses que se hayan producido en el Consejo de Administración durante el periodo sujeto a información:

Nombre o denominación social del consejero	Condición del consejero en el momento de cese	Fecha de baja
Juan Abelló Gallo	Dominical	06/03/2013

C.1.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo y su distinta condición:

CONSEJEROS EJECUTIVOS

Nombre o denominación del consejero	Comisión que ha informado su nombramiento	Cargo en el organigrama de la sociedad
D. Antonio Brufau Niubó	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Presidente Ejecutivo
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Consejero, Secretario General y del Consejo de Administración

Número total de consejeros ejecutivos	2
% total del Consejo	12,5

CONSEJEROS EXTERNOS DOMINICALES

Nombre o denominación del consejero	Comisión que ha informado su nombramiento	Nombre o denominación del accionista significativo a quien representa o que ha propuesto su nombramiento
D. Isidro Fainé Casas	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	CaixaBank, S.A.
D. Juan María Nin Génova	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	CaixaBank, S.A.
D. Manuel Manrique Cecilia	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Sacyr, S.A.
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Sacyr, S.A.
Pemex Internacional España, S.A.	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Petróleos Mexicanos
D. Rene Dahan	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Temasek Holdings (Private) Limited

Número total de consejeros dominicales	6
% total del Consejo	37,5

CONSEJEROS EXTERNOS INDEPENDIENTES

Nombre o denominación del consejero	Perfil
Dña. Paulina Beato Blanco	Doctora en Economía por la Universidad de Minnesota, Catedrática de Análisis Económico, Técnico Comercial y Economista del Estado. Fue Presidenta Ejecutiva de Red Eléctrica de España, Consejera de Campsa y de importantes entidades financieras. Ha sido economista principal en el Departamento de Desarrollo Sostenible del Banco Interamericano de Desarrollo y consultora en la División de Regulación y Supervisión Bancaria del Fondo Monetario Internacional. En la actualidad es asesora de la Secretaría General Iberoamericana, profesora de Análisis Económico y Miembro de los Patronatos de la Barcelona GSE, y Fundación Balia.
D. Artur Carulla Font	Licenciado en Ciencias Empresariales. Ha sido Director General de Arbora & Ausonia

	SL y Consejero Delegado de Agrolimen, S.A. En la actualidad es Presidente de Agrolimen, S.A. y de sus participadas: Affinity Petcare, S.A., Preparados Alimenticios, S.A. (Gallina Blanca Star), Biocentury, S.L. y The Eat Out Group, S.L.y Roger Goulart,S.A..; miembro del Consejo Regional de Telefónica en Cataluña, miembro del Consejo Asesor de EXEA Empresarial, S.L. y miembro del Consejo Asesor de Roca Junyent. Es asimismo Vicepresidente del Círculo de Economía, Vicepresidente del Patronato de la Fundación ESADE, Patrono de la Fundación Lluis Carulla, Miembro de IAB (International Advisory Board) de la Generalitat de Catalunya, Miembro de la Junta Directiva del Instituto de la Empresa Familiar, Patrono de la Fundación MACBA (Museo de Arte Contemporáneo de Barcelona) y Miembro del FUOC (Fundación para la Universidad Abierta de Cataluña).
D. Luis Carlos Croissier Batista	Ha sido Profesor encargado de política económica en la Universidad Complutense de Madrid, y ha ejercido en su larga carrera profesional, entre otros cargos, los de Subsecretario del Ministerio de Industria y Energía, Presidente del Instituto Nacional de Industria (I.N.I.), Ministro de Industria y Energía y Presidente de la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Actualmente es Consejero de Adolfo Dominguez, S.A. Testa Inmuebles en Renta, S.A. y Eolia Renovables de Inversiones SCR, S.A. así como Administrador único de Eurofocus Consultores, S.L.
D. Mario Fernández Pelaz	Licenciado en Derecho por la Universidad de Deusto en 1965. Ha sido Profesor de Derecho Mercantil en la Facultad de Derecho de la Universidad de Deusto y en la Facultad de Ciencias Empresariales de la misma Universidad, y Profesor en diversos Masters de la Universidad de Deusto y Deusto Business School, sobre materias relacionadas con el Derecho Financiero. En su larga carrera profesional, ha ejercido, entre otros cargos, de Consejero y luego

	Vicelehendakari del Gobierno Vasco, Presidente de la Comisión Mixta de Transferencias Administración Central-Gobierno Vasco, Presidente del Consejo Vasco de Finanzas, Presidente de la Comisión Económica del Gobierno Vasco, Miembro de la Comisión Arbitral de la Comunidad Autónoma de Euskadi. Asimismo, fue Director General del Grupo BBVA y miembro del Comité de Dirección desde 1997 a 2002 y Socio Principal de Uría Menéndez desde esa fecha hasta julio de 2009. Desde julio de 2009 a noviembre de 2013 fue Presidente Ejecutivo de la BBK (Bilbao Bizkaia Kutxa). Desde el 1 de enero de 2012 es Presidente Ejecutivo de Kutxabank, S.A., Presidente de su Comisión Delegada de Riesgos, Presidente de su Comisión Ejecutiva, y Vicepresidente de la Confederación Española de Cajas de Ahorros (CECA).Es Cónsul del Consulado de Bilbao e Ilustre de Bilbao. Es autor de diversas publicaciones de temas mercantiles y financieros.
D. Ángel Durández Adeva	Licenciado en Ciencias Económicas, Profesor Mercantil, Censor Jurado de Cuentas y miembro fundador del Registro de Economistas Auditores. Se incorporó a Arthur Andersen en 1965 y fue socio de la misma desde 1976 hasta 2000. Hasta marzo de 2004 ha dirigido la Fundación Euroamérica, de la que fue patrono fundador, entidad dedicada al fomento de las relaciones empresariales, políticas y culturales entre la Unión Europea y los distintos países Iberoamericanos. Actualmente es Consejero de Mediaset España, S.A., Consejero de Quantica Producciones, S.L., Consejero de Ideas4all, S.L., miembro del Consejo Asesor de FRIDE (Fundación para las Relaciones Internacionales y el Desarrollo Exterior), Presidente de Arcadia Capital, S.L. e Información y Control de Publicaciones, S.A., Miembro del Patronato de la Fundación Germán Sánchez Ruipérez y la Fundación Independiente y Vicepresidente de la Fundación Euroamérica.

D. Javier Echenique Landiríbar	Licenciado en Ciencias Económicas y Actuariales. Ha sido Consejero-Director General de Allianz-Ercos y Director General del Grupo BBVA. Actualmente es Vicepresidente del Banco de Sabadell, S.A., Vicepresidente de Calcinor, S.L., Consejero de Telefónica Móviles México, Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A., Grupo Empresarial ENCE, S.A. y Celistics, L.L.C. Es asimismo Delegado del Consejo de Telefónica, S.A en el País Vasco, miembro del Consejo Asesor de Telefónica Europa, miembro del Patronato de la Fundación Novia Salcedo, Fundación Altuna y miembro del Círculo de Empresarios Vascos.
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Licenciada en Derecho por la Universidad de Barcelona en 1976. En 1979 ingresa en el Cuerpo Notarial. Ha sido Consejera de importantes entidades del sector financiero, de la energía, de infraestructuras y telecomunicaciones, e inmobiliario, donde también ha formado parte de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y de la Comisión de Auditoría y Control. En la actualidad, es Notaria del Ilustre Colegio de Notarios de Barcelona, desde el año 1986, y miembro de la Sociedad Económica Barcelonesa de Amigos del País.
D. Henri Philippe Reichstul	Graduado en Ciencias Económicas por la Universidad de São Paulo y estudios de posgraduación en el Hertford College de Oxford. Ha sido Secretario de la Oficina de Presupuestos de las Empresas del Estado y Viceministro de Planificación de Brasil. Entre 1988 y 1999, desempeñó el cargo de Vicepresidente Ejecutivo del Banco Inter American Express, S.A. Entre 1999 y 2001 fue Presidente de la Petrolera Estatal Brasileña Petrobrás. Es miembro del Consejo Estratégico de ABDIB, Miembro de Coinfra, Miembro del Consejo Asesor de Lhoist do Brasil Ltda., Miembro del Consejo de Asesor de AES Brasil, Miembro del Consejo de Vigilancia de Peugeot Citroen, S.A.,Miembro del Consejo de Vigilancia de Fives Goup,

	Miembro del Consejo Internacional de UTC, Miembro del Consejo de Administración de Gafisa, Miembro del Consejo de Administración de Foster Wheeler, Miembro del Consejo de Administración de Semco Partners, y Vicepresidente de la Fundación brasileña para el Desarrollo Sostenible.

Número total de consejeros independientes	8
% total del Consejo	50%

Indique si algún consejero calificado como independiente percibe de la sociedad, o de su mismo grupo, cualquier cantidad o beneficio por un concepto distinto de la remuneración de consejero, o mantiene o ha mantenido, durante el último ejercicio, una relación de negocios con la sociedad o con cualquier sociedad de su grupo, ya sea en nombre propio o como accionista significativo, consejero o alto directivo de una entidad que mantenga o hubiera mantenido dicha relación.

En su caso, se incluirá una declaración motivada del consejo sobre las razones por las que considera que dicho consejero puede desempeñar sus funciones en calidad de consejero independiente.

Nombre o denominación social del consejero	Descripción de la relación	Declaración motivada

OTROS CONSEJEROS EXTERNOS

Nombre o denominación del consejero	Comisión que ha propuesto su nombramiento

Número total de otros consejeros externos	
% total del Consejo	

Detalle los motivos por los que no se puedan considerar dominicales o independientes y sus vínculos, ya sea con la sociedad o sus directivos, ya sea con sus accionistas:

Nombre o denominación social del consejero	Motivos	Sociedad, directivo o accionista con el que mantiene el vínculo

Indique las variaciones que, en su caso, se hayan producido durante el periodo en la tipología de cada consejero:

Nombre o denominación social del consejero	Fecha del cambio	Condición anterior	Condición actual

C.1.4 Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras durante los últimos 4 ejercicios, así como el carácter de tales consejeras:

	Número de Consejeras				% sobre el total de consejeros de cada tipología			
	Ejercicio t	Ejercicio t-1	Ejercicio t-2	Ejercicio t-3	Ejercicio t	Ejercicio t-1	Ejercicio t-2	Ejercicio t-3
Ejecutiva	-	-	-	-	-	-	-	-
Dominical	-	-	-	-	-	-	-	-
Independiente	2	2	2	2	25%	25%	25%	25%
Otras Externas	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	2	2	2	2	12,5%	13,3%	12,5%	12,5%

C.1.5 Explique las medidas que, en su caso, se hubiesen adoptado para procurar incluir en el consejo de administración un número de mujeres que permita alcanzar una presencia equilibrada de mujeres y hombres.

Explicación de las medidas
El artículo 32 de los Estatutos Sociales establece que tanto la Junta General como el Consejo de Administración, en uso de sus facultades de propuesta a la Junta y de cooptación para la cobertura de vacantes, procurarán, en relación a la composición del Consejo de Administración, que se apliquen las políticas de diversidad profesional, internacional y de género que resulten adecuadas en cada momento a la actividad de la compañía. El Reglamento del Consejo de Administración recoge asimismo la previsión anterior y además otorga expresamente a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, la función de velar para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, y se busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y de sus resultados. En los últimos procesos de selección que ha llevado a cabo la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, se ha asegurado de que no existiesen sesgos implícitos que obstaculizasen el acceso de mujeres a los puestos vacantes y ha evaluado las competencias, conocimientos y experiencia de todos los candidatos en función de las necesidades de los órganos sociales en cada momento, valorando la dedicación que se considera necesaria para que puedan cumplir su cometido atendiendo a los principios contenidos en el

Reglamento del Consejo.

C.1.6 Explique las medidas que, en su caso, hubiese convenido la comisión de nombramientos para que los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, y la compañía busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado:

Explicación de las medidas
Ver Apartado anterior. La Comisión de Nombramientos y Retribuciones fue quien propuso al Consejo de Administración, en el año 2012, la propuesta de modificación de los Estatutos Sociales y del Reglamento del Consejo con el fin de incorporar las políticas de diversidad como una pauta a seguir por el Consejo en la selección de nuevos candidatos, tanto en el supuesto de cobertura de vacantes por cooptación como en el de propuesta a la Junta del nombramiento de nuevos consejeros. La institucionalización de una política que, teniendo en cuenta las necesidades de la actividad de Repsol en cada momento, promueva la diversidad profesional, internacional (de nacionalidad) y de género contribuye al enriquecimiento de la cultura interna de la empresa y enriquece los procesos de tomas de decisión al aportar nuevas experiencias y puntos de vista. Repsol cuenta en la actualidad con dos mujeres en su órgano de administración.

Cuando a pesar de las medidas que, en su caso, se hayan adoptado, sea escaso o nulo el número de consejeras, explique los motivos que lo justifiquen:

Explicación de los motivos
Ver Apartado anterior.

C.1.7 Explique la forma de representación en el consejo de los accionistas con participaciones significativas.

Todos los accionistas con participaciones significativas y con derecho de representación proporcional, están representados en el Consejo de Administración de Repsol.

C.1.8 Explique, en su caso, las razones por las cuales se han nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial es inferior al 5% del capital:

Indique si no se han atendido peticiones formales de presencia en el Consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial es igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales. En su caso, explique las razones por las que no se hayan atendido:

Sí [ ] No [X]

Nombre o denominación social del accionista	Explicación

C.1.9 Indique si algún consejero ha cesado en su cargo antes del término de su mandato, si el mismo ha explicado sus razones y a través de qué medio, al Consejo, y, en caso de que lo haya hecho por escrito a todo el Consejo, explique a continuación, al menos los motivos que el mismo ha dado:

Nombre del consejero	Motivo del cese
Juan Abelló Gallo	Venta por parte del Grupo Torreal de la totalidad de la participación en Sacyr, S.A. (El Sr. Abelló era Consejero Dominical en representación del Grupo Sacyr)

C.1.10 Indique, en el caso de que exista, las facultades que tienen delegadas el o los consejero/s delegado/s:

Nombre o denominación social del consejero	Breve descripción

C.1.11 Identifique, en su caso, a los miembros del Consejo que asuman cargos de administradores o directivos en otras sociedades que formen parte del grupo de la sociedad cotizada:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad del grupo	Cargo

C.1.12 Detalle, en su caso, los consejeros de su sociedad que sean miembros del Consejo de Administración de otras entidades cotizadas en mercados oficiales de valores distintas de su grupo, que hayan sido comunicadas a la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad cotizada	Cargo
D. Antonio Brufau Niubó	Gas Natural SDG, S.A.	Vicepresidente
D. Isidro Fainé Casas	Abertis Infraestructuras, S.A.	Vicepresidente 1º
D. Isidro Fainé Casas	Telefónica, S.A.	Vicepresidente
D. Isidro Fainé Casas	CaixaBank, S.A.	Presidente
D. Isidro Fainé Casas	The Bank East of Asia, Limited	Consejero
D. Isidro Fainé Casas	Banco Portugués de	Consejero

	Investimento, S.A.	
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr, S.A.	Presidente y Consejero Delegado
D. Manuel Manrique Cecilia	Testa Inmuebles en Renta, S.A. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. Luis Carlos Croissier Batista	Adolfo Domínguez, S.A.	Consejero
D. Luis Carlos Croissier Batista	Testa Inmuebles en Renta, S.A.	Consejero
D. Ángel Durández Adeva	Mediaset España, S.A.	Consejero
D. Javier Echenique Landiríbar	Banco Sabadell, S.A.	Vicepresidente
D. Javier Echenique Landiríbar	Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A.	Consejero
D. Javier Echenique Landiríbar	Grupo Empresarial ENCE, S.A.	Consejero
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Testa Inmuebles en Renta, S.A.	Consejero
D. Juan María Nin Génova	CaixaBank, S.A.	Vicepresidente y Consejero Delegado
D. Juan María Nin Génova	Gas Natural SDG, S.A.	Consejero
D. Juan María Nin Génova	Banco BPI,S.A.	Consejero
D. Juan María Nin Génova	Erste Group Bank, S.A.	Consejero
D. Juan María Nin Génova	Grupo Financiero Inbursa, S.A.B. de CV	Consejero
D. Henri Philippe Reichstul	Gafisa	Consejero
D. Henri Philippe Reichstul	Foster Wheeler	Consejero
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Gas Natural SDG, S.A.	Consejero

C.1.13 Indique y en su caso explique si la sociedad ha establecido reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros:

Sí [X] No [ ]

Explicación de las reglas
El artículo 17 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. establece en su apartado 5 lo siguiente: "*El Consejero no podrá formar parte de más de cuatro Consejos de Administración de otras sociedades mercantiles cotizadas distintas de Repsol, S.A. A efectos de esta regla:* *(a) se computarán como un solo Consejo todos los Consejos de sociedades que formen parte del mismo grupo, así como aquéllos de los que se forme parte en calidad de consejero dominical propuesto por alguna sociedad de ese grupo, aunque la participación en el capital de la sociedad o su grado de control no permita considerarla como integrante del grupo; y*

(b) no se computarán aquellos Consejos de sociedades patrimoniales o que constituyan vehículos o complementos para el ejercicio profesional del propio Consejero, de su cónyuge o persona con análoga relación de afectividad, o de sus familiares más allegados. *Excepcionalmente, y por razones debidamente justificadas, el Consejo podrá dispensar al Consejero de esta prohibición. Asimismo, el Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero*."

C.1.14 Señale las políticas y estrategias generales de la sociedad que el Consejo en pleno se ha reservado aprobar:

	Sí	No
La política de inversiones y financiación	X	
La definición de la estructura del grupo de sociedades		X
La política de gobierno corporativo	X	
La política de responsabilidad social corporativa	X	
El Plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales	X	
La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos	X	
La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control	X	
La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.	X	

C.1.15 Indique la remuneración global del Consejo de Administración:

Remuneración del Consejo de Administración (miles de euros)	11.886
Importe de la remuneración global que corresponde a los derechos acumulados por los consejeros en materia de pensiones (miles de euros)	-
Remuneración global del consejo de administración (miles de euros)	11.886

C.1.16 Identifique a los miembros de la alta dirección que no sean a su vez consejeros ejecutivos, e indique la remuneración total devengada a su favor durante el ejercicio:

Nombre o denominación social	Cargo/s
D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	D.G. Negocios
D. Miguel Martínez San Martín	D.G. Económico Financiero y Desarrollo Corporativo
D. Pedro Fernández Frial	D. G. Estrategia y Control
Dña. Cristina Sanz Mendiola	D. G. Personas y Organización
Dña. Begoña Elices García	D. G. Comunicación y de Presidencia
D. Luis Cabra Dueñas	D.G. de Exploración y Producción
D. Josu Jon Imaz San Miguel	D.G. del Área Industrial y Trading
D. Isidoro Mansilla Barreiro	D.C. Auditoría y Control

Remuneración total alta dirección (en miles de euros)	11.458

C.1.17 Indique, en su caso, la identidad de los miembros del Consejo que sean, a su vez, miembros del Consejo de Administración de sociedades que ostenten participaciones significativas en la sociedad cotizada y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social del accionista significativo vinculado	Cargo
D. Isidro Fainé Casas	Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona	Presidente
D. Isidro Fainé Casas	CaixaBank, S.A.	Presidente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Valoriza Gestión, S.A (Grupo Sacyr)	Presidente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vallehermoso División Promoción, S.A. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr, S.A.U. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Testa Inmuebles en Renta, S.A. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Somague S.G.P.S., S.A. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr, S.A.	Presidente y Consejero Delegado
D. Manuel Manrique Cecilia	Somague S.G.P.S., S.A. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. Manuel Manrique Cecilia	Testa Inmuebles en Renta, S.A. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. Manuel Manrique Cecilia	Valoriza Gestión, S.A (Grupo Sacyr)	Consejero
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Construcción, S.A.(Grupo Sacyr)	Consejero
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Concesiones S.L. (Grupo Sacyr)	Consejero

D. Manuel Manrique Cecilia	Inchisacyr, S.A. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. Juan María Nin Génova	CaixaBank, S.A.	Vicepresidente y Consejero Delegado

Detalle, en su caso, las relaciones relevantes distintas de las contempladas en el epígrafe anterior, de los miembros del Consejo de Administración que les vinculen con los accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero vinculado	**Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado**	**Descripción relación**
D. Juan María Nin Génova	Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona	Director General
D. Luis Carlos Croissier Batista	Sacyr , S.A.	Es Consejero de Testa Inmuebles en Renta, S.A.
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr , S.A.	Es titular indirecto del 8,42% del capital social de Sacyr, S.A. a través de Prilou, S.L. y Prilomi, S.L.
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr , S.A.	Es representante de la sociedad Prilou, S.L. en el cargo de Consejero de Sacyr, S.A.
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr, S.A.	Es titular indirecto del 5,75% del capital social de Sacyr, S.A. a través de Cymofag, S.L.U.
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.	Es Administrador Único y representante persona física de Sacyr, S.A.
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Gestión de Activos, S.L.	Es Administrador Único y representante persona física de Sacyr, S.A.
D. Arturo F. Henríquez Autrey	Pemex Procurement International Inc.	Presidente y Director General

C.1.18 Indique, si se ha producido durante el ejercicio alguna modificación en el reglamento del consejo:

Sí [X] No [ ]

Descripción modificaciones
El 24 de julio de 2013, el Consejo de Administración acordó modificar el artículo 31 del Reglamento del Consejo de Administración con el fin de adaptar la composición de la Comisión Delegada a lo previsto en el artículo 38 de los Estatutos Sociales, modificado en virtud del acuerdo adoptado por la Junta General de Accionistas de 31 de mayo.

C.1.19 Indique los procedimientos de selección, nombramiento, reelección, evaluación y remoción de los consejeros. Detalle los órganos competentes, los trámites a seguir y los criterios a emplear en cada uno de los procedimientos.

Selección

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones en virtud de su facultad de selección de Consejeros, evalúa las competencias, conocimientos y experiencias necesarios en el Consejo y define, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.

A su vez, esta comisión, deberá velar para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, y se busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y de sus resultados.

Nombramiento

La designación de los miembros del Consejo de Administración corresponde a la Junta General de Accionistas de la sociedad, sin perjuicio de la facultad del Consejo de designar, de entre los accionistas, a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan, hasta que se reúna la primera Junta General.

No podrán ser consejeros ni ocupar cargos en la compañía las personas incursas en las prohibiciones del artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital y las que resulten incompatibles según la legislación vigente y, especialmente, los así declarados en la Ley 5/2006, de 10 de abril, de regulación de los conflictos de intereses de los altos cargos de la Administración del Estado y en la Ley 14/1995, de 21 de abril, de Incompatibilidades de Altos Cargos de la Administración de la Comunidad Autónoma de Madrid.

El nombramiento habrá de recaer en personas que, además de cumplir los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio

y posean los conocimientos y experiencias profesionales adecuados al ejercicio de sus funciones.

No podrá el Consejo, en el marco de sus facultades de propuesta a la Junta o de nombramiento por cooptación, proponer como candidatos o designar como Consejeros a aquellas personas incursas en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos ni a aquellas sociedades, entidades o personas que se hallen en una situación de conflicto permanente de intereses con la Compañía, incluyendo a las entidades competidoras de la Compañía, a sus administradores, directivos o empleados y a las personas vinculadas o propuestas por ellas.

Asimismo, no podrán ser propuestos o designados como Consejeros Externos Independientes quienes:

a) Hayan sido empleados o Consejeros Ejecutivos de sociedades del Grupo, salvo que hubieran transcurrido 3 ó 5 años, respectivamente, desde el cese en esa relación.

b) Perciban de la Sociedad, o de su mismo Grupo, cualquier cantidad o beneficio por un concepto distinto de la remuneración de Consejero, salvo que no sea significativa.

   No se tomarán en cuenta, a efectos de lo dispuesto en este apartado, los dividendos ni los complementos de pensiones que reciba el Consejero en razón de su anterior relación profesional o laboral, siempre que tales complementos tengan carácter incondicional y, en consecuencia, la sociedad que los satisfaga no pueda de forma discrecional, sin que medie incumplimiento de obligaciones, suspender, modificar o revocar su devengo.

c) Sean, o hayan sido durante los últimos 3 años, socio del Auditor Externo o responsable del informe de auditoría, ya se trate de la auditoría durante dicho período de la Sociedad o de cualquier otra sociedad del Grupo.

d) Sean Consejeros Ejecutivos o Altos Directivos de otra sociedad distinta en la que algún Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad sea Consejero Externo.

e) Mantengan, o hayan mantenido durante el último año, una relación de negocios importante con la Sociedad o con cualquier sociedad de su Grupo, ya sea en nombre propio o como accionista significativo, Consejero o Alto Directivo de una entidad que mantenga o hubiera mantenido dicha relación.

   Se consideran relaciones de negocios las de proveedor de bienes o servicios, incluidos los financieros, la de asesor o consultor.

f) Sean accionistas significativos, Consejeros Ejecutivos o Altos Directivos de una entidad que reciba, o haya recibido durante los últimos 3 años, donaciones significativas de la Sociedad o de su Grupo.

   No se considerarán incluidos en esta letra quienes sean meros patronos de una Fundación que reciba donaciones.

g) Sean cónyuges, personas ligadas por análoga relación de afectividad, o parientes hasta de segundo grado de un Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad.

h) No hayan sido propuestos, ya sea para su nombramiento o reelección, por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

i) Se encuentren, respecto de algún accionista significativo o representado en el Consejo, en alguno de los supuestos señalados en las letras a), e), f) o g) anteriores. En el caso de la relación de parentesco señalada en la letra g), la limitación se aplicará no sólo respecto al accionista, sino también respecto a sus Consejeros Externos Dominicales en la Sociedad.

j) Sean Consejeros durante un período continuado superior a doce años.

Los Consejeros Externos Dominicales que pierdan tal condición como consecuencia de la venta de su participación por el accionista al que representan, sólo podrán ser reelegidos como Consejeros Externos Independientes cuando el accionista al que representaran hasta ese momento hubiera vendido la totalidad de sus acciones en la Sociedad.

Un Consejero que posea una participación accionarial en la Sociedad podrá tener la condición de Consejero Externo Independiente, siempre que cumpla con todas las condiciones establecidas en este artículo y, además, su participación no sea significativa.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones, compuesta exclusivamente por Consejeros Externos, tiene encomendada la función de evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo; definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.

Asimismo, corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones velar para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, y se busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y de sus resultados.

Las propuestas de nombramiento de Consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta General, así como los nombramientos por cooptación, se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de los restantes Consejeros.

El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, se abstendrá de intervenir en las deliberaciones y votaciones que traten de tales asuntos. Las votaciones relativas a propuestas de nombramiento, reelección o cese serán secretas.

Reelección

Los Consejeros ejercerán su cargo durante el plazo máximo de cuatro años, pudiendo ser reelegidos una o más veces por períodos de igual duración máxima. Los Consejeros designados por cooptación ejercerán su cargo hasta la fecha de reunión de la primera Junta General en que, en su caso, se someterá a ratificación su nombramiento.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones será la encargada de evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo, durante el mandato precedente, de los Consejeros propuestos.

Las propuestas de reelección de Consejeros que se eleven por el Consejo de Administración a la Junta General se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de los restantes Consejeros.

Evaluación

Al menos una vez al año el Consejo de Administración evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos. También evaluará anualmente el funcionamiento de sus Comisiones, partiendo para ello de los informes que éstas le eleven.

El Presidente organizará y coordinará con los Presidentes de las Comisiones esta evaluación periódica del Consejo.

El Consejo de Administración, con la periodicidad que determine y, en todo caso, al menos una vez cada tres años, encargará una evaluación externa de su rendimiento a una compañía independiente especializada en la materia. Dicha evaluación abarcará el examen de la composición, organización y funcionamiento del Consejo como grupo y la valoración de la competencia y eficacia de cada uno de sus comisiones y miembros, incluyendo al Presidente.

Cese

Los Consejeros cesarán en el cargo cuando haya transcurrido el período para el que fueron nombrados y en todos los demás supuestos en que así proceda de acuerdo con la Ley, los Estatutos y el Reglamento del Consejo de Administración.

El Consejo de Administración no propondrá el cese de ningún Consejero Externo Independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el Consejero (i) hubiere incumplido los deberes inherentes a su cargo; (ii) se encuentre en alguna de las situaciones descritas en el apartado C.1.20 siguiente; o (iii) incurra en alguna de las circunstancias descritas anteriormente merced de las cuales no pueda ser calificado como Consejero Externo Independiente.

También podrá proponerse el cese de Consejeros Externos Independientes a resultas de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que conlleven un cambio en la estructura de capital de la Sociedad, en la medida en que resulte preciso para establecer un equilibrio razonable entre Consejeros Externos Dominicales y Consejeros Externos Independientes en función de la relación entre el capital representado por los primeros y el resto del capital.

Adicionalmente, los consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo cuando se produzca alguna de las circunstancias detalladas en el apartado C.1.21 siguiente.

C.1.20 Indique si el consejo de administración ha procedido durante el ejercicio a realizar una evaluación de su actividad.

Sí [X] No [ ]

En su caso, explique en qué medida la autoevaluación ha dado lugar a cambios importantes en su organización interna y sobre los procedimientos aplicables a sus actividades:

Descripción modificaciones

C.1.21 Indique los supuestos en los que están obligados a dimitir los consejeros.

Los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión en los casos siguientes:

a) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

b) Cuando resulten gravemente amonestados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones o por la Comisión de Auditoría y Control, por haber infringido sus obligaciones como Consejeros.

c) Cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones:

(i) Su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad; o

(ii) Cuando desaparezcan las razones por las que fueron nombrados. En particular, se encontrarán en este supuesto:

- Los Consejeros Externos Dominicales cuando el accionista al que representen o que hubiera propuesto su nombramiento transmita íntegramente su participación accionarial. También deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar, si el Consejo lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, en la proporción que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus Consejeros Externos Dominicales.

- Los Consejeros Ejecutivos, cuando cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese vinculado su nombramiento como Consejero.

C.1.22 Indique si la función de primer ejecutivo de la sociedad recae en el cargo de presidente del Consejo. En su caso, indique las medidas que se han tomado para limitar los riesgos de acumulación de poderes en una única persona:

Sí [X] No [ ]

Medidas para limitar riesgos
De acuerdo con el artículo 25 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A., el Presidente de este órgano colegiado tendrá la condición de primer ejecutivo de la Compañía. No obstante, el apartado 5 del citado artículo 25 establece que: "*En tanto el Presidente del Consejo de Administración ostente la función de Primer Ejecutivo, el Consejo de Administración designará, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, un Consejero independiente, quien, bajo la denominación de Consejero Independiente Coordinador, podrá desempeñar los siguientes cometidos:* *a) Solicitar del Presidente del Consejo de Administración la convocatoria de este órgano cuando lo estime conveniente.* *b) Solicitar la inclusión de asuntos en el orden del día de las reuniones del*

Consejo de Administración en los términos del artículo 9.3 de este Reglamento.
c) Coordinar y hacerse eco de las opiniones de los Consejeros externos.
d) Dirigir la evaluación por el Consejo de Presidente de este órgano.
e) Convocar y presidir las reuniones de los Consejeros independientes que estime necesarias o convenientes."

Asimismo, el artículo 9 del Reglamento del Consejo recoge que "*El Presidente podrá además convocar el Consejo cuantas veces lo estime oportuno. La convocatoria será obligatoria cuando lo solicite el Consejero Independiente Coordinador o la cuarta parte, al menos, de los Consejeros, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 17.2.e) de este Reglamento. La facultad de establecer el orden del día de las reuniones será competencia del Presidente aunque cualquiera de los Consejeros podrá pedir, con antelación a la convocatoria, la inclusión en el orden del día de los puntos que a su juicio sea conveniente tratar en el Consejo. Dicha inclusión será obligatoria cuando la solicitud se hubiese formulado con una antelación no inferior a 48 horas de la fecha prevista para la celebración de la sesión*."

Por otro lado, el citado artículo 25 establece, igualmente, que el Presidente del Consejo de Administración deberá actuar, siempre, de acuerdo con las decisiones y criterios fijados por la Junta General de Accionistas y por el Consejo de Administración.

Adicionalmente, el artículo 4 del Reglamento del Consejo reserva a este órgano el ejercicio de las siguientes funciones y facultades:

"Corresponde al Consejo de Administración aprobar la estrategia de la Compañía y la organización precisa para su puesta en práctica, así como supervisar y controlar que la Dirección cumple los objetivos marcados y respeta el objeto e interés social de la Compañía; aprobar las adquisiciones y enajenaciones de aquellos activos de la Sociedad o de sus filiales que, por cualquier circunstancia, resulten especialmente significativos; elaborar su propia organización y funcionamiento así como el de la Alta Dirección de la Sociedad y, en especial, modificar el presente Reglamento; desempeñar las facultades que la Junta General haya concedido al Consejo de Administración -que sólo podrá delegar si lo prevé de forma expresa el acuerdo de la Junta General- así como las restantes facultades que este Reglamento le otorga."

Del mismo modo, el artículo 5 del Reglamento del Consejo de Administración reserva al pleno del Consejo la competencia de aprobar:

1. La presentación a la Junta General Ordinaria de las Cuentas Anuales e Informe de Gestión, tanto de Repsol, S.A. como consolidados y de cualquier otra propuesta que deba proceder legalmente de los Administradores de la Sociedad.
2. Las políticas y estrategias generales de la Sociedad, tales como:

a) El Plan Estratégico del Grupo, sus objetivos de gestión y sus Presupuestos Anuales;
b) La política de inversiones y financiación;
c) La política de gobierno corporativo;
d) La política de responsabilidad social corporativa;
e) La política sobre retribuciones de los Altos Directivos;
f) La política de control y gestión de riesgos; y
g) La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.

3. Las siguientes decisiones:
   a) Nombramiento de Consejeros, en caso de vacantes, hasta que se reúna la primera Junta General, y aceptar la dimisión de Consejeros;
   b) Nombrar y destituir al Presidente, Vicepresidentes, Secretario y Vicesecretario del Consejo de Administración y a los Consejeros que hayan de formar parte de las distintas Comisiones previstas por este Reglamento, así como delegar facultades en cualquiera de los miembros del Consejo, en los términos establecidos por la Ley y los Estatutos, y su revocación;
   c) La retribución de los Consejeros, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos.
4. Los informes financieros anuales y semestrales que, por su condición de cotizada, la Sociedad debe hacer públicos periódicamente.
5. Las siguientes inversiones y operaciones, salvo cuando ello corresponda a la Junta General de Accionistas:
   a) Constitución de sociedades y entidades o toma de participación inicial en sociedades o entidades ya existentes, cuando supongan una inversión superior a seis millones de euros.
      Por excepción quedan encomendadas a la decisión del Presidente las inversiones que cuentan con una previsión suficientemente detallada en los Presupuestos Anuales y/o el Plan Estratégico del Grupo.
   b) Creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial, cuando excedan de la ordinaria administración de la Compañía.
   c) Operaciones de fusión, absorción, escisión o concentración de importancia estratégica en que esté interesada alguna de las sociedades relevantes participadas directamente por cualquiera de las sociedades del Grupo Repsol.
   d) Enajenación de participaciones en el capital de sociedades o de otros activos fijos, cuyo valor supere los treinta millones de euros, correspondiendo a la Comisión Delegada la aprobación de las comprendidas entre quince y treinta millones de euros, dando cuenta al Consejo, en la primera reunión que éste celebre, de las enajenaciones autorizadas.
   e) Aprobación de los proyectos de inversión cuya cuantía exceda de treinta millones de euros, correspondiendo a la Comisión Delegada la aprobación de las comprendidas entre quince y treinta millones de

euros, dando cuenta al Consejo, en la primera reunión que éste celebre, de las inversiones que haya aprobado.

Por excepción, se encomienda a la decisión del Presidente, previa deliberación, en su caso, del Comité de Dirección, la aprobación de los siguientes proyectos de inversión:

- Los de exploración o desarrollo de campos petrolíferos, cuando se realicen en cumplimiento de compromisos resultantes de los correspondientes contratos, concesiones o licencias.
- Los que se realicen en cumplimiento de disposiciones legales imperativas para la sociedad concernida, sean en materia de protección del medio ambiente, seguridad de las instalaciones, especificaciones de productos u otras similares.
- Los que cuenten con una previsión suficientemente detallada en los Presupuestos Anuales y/o el Plan Estratégico del Grupo.

En estos casos se dará cuenta al Consejo o Comisión Delegada de la aprobación de estas inversiones, según rebasen las cuantías establecidas en el primer párrafo de este apartado, antes de iniciar la ejecución de los proyectos siempre que sea posible.

f) Emisión en serie de pagarés, de obligaciones o de otros títulos similares por Repsol, S.A. o sus filiales mayoritariamente participadas o controladas.

g) Concesión de afianzamientos para garantizar obligaciones de entidades no controladas por el Grupo, salvo que:

- El garante, directamente o en virtud de contragarantías, finalmente responda de la deuda o prestación en una proporción no superior a la participación económica del Grupo en la entidad cuyas obligaciones se garantizan; y
- El otorgamiento de la garantía forme parte del proceso ordinario y habitual de licitación, negociación, gestión y explotación de los negocios del Grupo.

h) Cesión a personas o sociedades no controladas por el Grupo de derechos sobre el nombre comercial y marcas, así como sobre patentes, tecnología y cualquier modalidad de propiedad industrial e intelectual que pertenezca a Repsol, S.A. o sociedades del Grupo y que tengan relevancia económica.

i) Constitución, inversión y supervisión de la gestión de planes de pensiones del personal y cualquier otro compromiso con el mismo que implique responsabilidades financieras a largo plazo de la Compañía.

j) Celebración de acuerdos a largo plazo, sean de carácter comercial, industrial o financiero de importancia estratégica para el Grupo Repsol.

Salvo que al adoptar el correspondiente acuerdo se apruebe un régimen distinto, se considerará que una inversión u operación no precisa de una aprobación adicional cuando en su ejecución se produzca una desviación no superior al 10% o a 30 millones de euros sobre el importe autorizado por el Consejo de Administración o, en su caso, por la Comisión Delegada.

6. Cualquier otro asunto o materia que el Reglamento del Consejo reserve al conocimiento del Consejo de Administración en pleno.

El Presidente, y en su defecto los Vicepresidentes, ejecutará los acuerdos que adopte el Consejo de conformidad con este artículo, notificará la autorización o aprobación en los términos que procedan o cursará las instrucciones de actuación que requiera lo acordado.

Las competencias del Consejo reseñadas en los apartados 3.c, 4 y 5 anteriores podrán ser adoptadas cuando las circunstancias así lo requieran por la Comisión Delegada, con posterior ratificación por el Consejo en pleno.

Además de todo ello, el Presidente del Consejo de Administración deberá de contar con los informes y propuestas de la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa, respectivamente, en las materias de su competencia. Para mayor garantía, las citadas comisiones están compuestas, exclusivamente, por Consejeros no ejecutivos.

Indique y en su caso explique si se han establecido reglas que facultan a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del Consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día, para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos y para dirigir la evaluación por el Consejo de Administración

Sí [X] No [ ]

Explicación de las reglas

El Consejo de Administración de Repsol, en su reunión celebrada el 23 de febrero de 2011, acordó modificar su Reglamento para, entre otras cuestiones, incorporar en el sistema de gobierno corporativo de la Sociedad la figura del Consejero Independiente Coordinador. A tal efecto, el actual artículo 25.5 del Reglamento del Consejo dispone que:

"En tanto el Presidente del Consejo de Administración ostente la función de Primer Ejecutivo, el Consejo de Administración designará, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, un Consejero independiente, quien, bajo la denominación de Consejero Independiente Coordinador, podrá desempeñar los siguientes cometidos:
a) Solicitar del Presidente del Consejo de Administración la convocatoria de este órgano cuando lo estime conveniente.
b) Solicitar la inclusión de asuntos en el orden del día de las reuniones del Consejo de Administración en los términos del artículo 9.3 de este Reglamento.
c) Coordinar y hacerse eco de las opiniones de los Consejeros externos.
d) Dirigir la evaluación por el Consejo de Presidente de este órgano.
e) Convocar y presidir las reuniones de los Consejeros independientes que estime necesarias o convenientes."

Adicionalmente, el artículo 9 del Reglamento del Consejo contempla que *"El Presidente podrá además convocar el Consejo cuantas veces lo estime oportuno. La convocatoria será obligatoria cuando lo solicite el Consejero Independiente Coordinador o la cuarta parte, al menos, de los Consejeros, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 17.2.e) de este Reglamento. La facultad de establecer el*

orden del día de las reuniones será competencia del Presidente aunque cualquiera de los Consejeros podrá pedir, con antelación a la convocatoria, la inclusión en el orden del día de los puntos que a su juicio sea conveniente tratar en el Consejo. Dicha inclusión será obligatoria cuando la solicitud se hubiese formulado con una antelación no inferior a 48 horas de la fecha prevista para la celebración de la sesión."

C.1.23 ¿Se exigen mayorías reforzadas, distintas de las legales, en algún tipo de decisión?:

Sí [X] No [ ]

En su caso, describa las diferencias.

Descripción de las diferencias
La modificación de los artículos 19 y 22 del Reglamento del Consejo de Administración relativos, respectivamente, a la obligación de no competencia y a las operaciones vinculados requiere el voto favorable de tres cuartos de los miembros del Consejo. Por su parte, se requiere el voto favorable de dos tercios de los miembros no incursos en conflicto de interés para autorizar a los Consejeros a la prestación de servicios de asesoramiento o representación a empresas competidoras de la Sociedad, previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. Asimismo se requiere el voto favorable de dos tercios de los miembros no incursos en conflicto de interés para dispensar la incompatibilidad por conflicto de intereses en el marco de propuesta a la Junta o de nombramiento por cooptación de candidatos o Consejeros. Por último se requiere también el voto favorable de dos tercios de los miembros no incursos en conflicto de interés para la autorización de operaciones vinculadas de la Sociedad con Consejeros, accionistas significativos representados en el Consejo o personas vinculadas a ellos cuyo importe sea superior al 5% de los activos del Grupo con arreglo a las últimas cuentas anuales consolidadas aprobadas por la Junta General, tengan por objeto activos estratégicos de la Sociedad, impliquen transferencia de tecnología relevante de la Sociedad o, se dirijan a establecer alianzas estratégicas y no consistan en meros acuerdos de actuación o ejecución de alianzas ya establecidas. Todo ello siempre que la transacción resulte justa y eficiente desde el punto de vista del interés de la Sociedad, que tras haber recabado el correspondiente informe de un experto independiente de reconocido prestigio en la comunidad financiera sobre la razonabilidad y la adaptación a las condiciones de mercado de los términos de la operación vinculada, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones haya emitido un informe favorable y que razones de oportunidad aconsejen no esperar a la celebración de la próxima Junta General para obtener la autorización.

C.1.24 Explique si existen requisitos específicos, distintos de los relativos a los consejeros, para ser nombrado presidente del Consejo de Administración.

Sí [ ] No [X]

Descripción de los requisitos

C.1.25 Indique si el presidente tiene voto de calidad:

Sí [X] No [ ]

Materias en la que existe voto de calidad
De acuerdo con el artículo 36 de los Estatutos Sociales, los acuerdos del Consejo de Administración, salvo en los casos en que específicamente se hayan establecido otras mayorías de votación superiores, se tomarán por mayoría absoluta de los asistentes siendo dirimente, en caso de empate, el voto del Presidente o de quien haga sus veces.

C.1.26 Indique si los estatutos o el reglamento del Consejo establecen algún límite a la edad de los consejeros:

Sí [ ] No [X]

Edad límite Presidente [ ]

Edad límite consejero delegado [ ] **Edad límite consejero** [ ]

C.1.27 Indique si los estatutos o el reglamento del Consejero establecen un mandato limitado para los consejeros independientes, distinto al establecido en la normativa:

Sí [ ] No [X]

Número máximo de ejercicios de mandato	

C.1.28 Indique si los estatutos o el reglamento del consejo de administración establecen normas específicas para la delegación del voto en el consejo de administración, la forma de hacerlo y, en particular, el número máximo de delegaciones que puede tener un consejero, así como si se ha establecido obligatoriedad de delegar en un consejero de la misma tipología. En su caso, detalle dichas normas brevemente.

Sin perjuicio del deber de los Consejeros de asistir a las reuniones de los órganos de los que formen parte o, en su defecto, de no poder asistir, por causa justificada,

a las sesiones a las que hayan sido convocados, de instruir al Consejero que, en su caso, les represente, cada miembro del Consejo de Administración podrá conferir su representación a otro, sin que esté limitado el número de representaciones que cada uno puede ostentar para la asistencia al Consejo.

La representación de los Consejeros ausentes podrá conferirse por cualquier medio escrito, siendo válida la carta, el telegrama, el telex, el telefax o el correo electrónico dirigido a la Presidencia o a la Secretaría del Consejo.

C.1.29 Indique el número de reuniones que ha mantenido el Consejo de Administración durante el ejercicio. Asimismo, señale, en su caso, las veces que se ha reunido el Consejo sin la asistencia de su Presidente. En el cómputo se considerarán no asistencias las representaciones realizadas sin instrucciones específicas:

Número de reuniones del Consejo	11
Número de reuniones del Consejo sin la asistencia del Presidente	0

Indique el número de reuniones que han mantenido en el ejercicio las distintas comisiones del Consejo:

Número de reuniones de la Comisión ejecutiva o delegada	7
Número de reuniones del Comité de auditoría	8
Número de reuniones de la Comisión de nombramientos y retribuciones	5

C.1.30 Indique el número de reuniones que ha mantenido el Consejo de Administración durante el ejercicio con la asistencia de todos sus miembros. En el cómputo se considerarán asistencias las representaciones realizadas con instrucciones específicas:

Asistencias de los consejeros	10
% de asistencias sobre el total de votos durante el ejercicio	99,42%

C.1.31 Indique si están previamente certificadas las cuentas anuales individuales y consolidadas que se presentan al Consejo para su aprobación:

Sí [X] No [ ]

Identifique, en su caso, a la/s persona/s que ha o han certificado las cuentas anuales individuales y consolidadas de la sociedad, para su formulación por el Consejo:

Nombre	**Cargo**
D. Antonio Brufau Niubó	Presidente
D. Miguel Martínez San Martín	Director General Económico Financiero y de Desarrollo Corporativo

C.1.32 Explique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por el Consejo de Administración para evitar que las cuentas individuales y consolidadas por él formuladas se presenten en la Junta General con salvedades en el informe de

auditoría.

La Comisión de Auditoría y Control, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene como función principal la de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de la eficacia de sus controles ejecutivos, y de la independencia del Auditor Externo, así como la supervisión de la auditoría interna y la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad.

Entre otras, le corresponden a esta Comisión las funciones de:

- Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la Sociedad y el Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.

- Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

- Analizar, con carácter previo a su presentación al Consejo, y con las exigencias necesarias para constatar su corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad, los estados financieros tanto de la Sociedad como de su Grupo consolidado contenidos en los informes anuales, semestrales y trimestrales, así como el resto de información financiera que, por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente, disponiendo de toda la información necesaria con el nivel de agregación que juzgue conveniente, para lo que contará con el apoyo necesario de la dirección ejecutiva del Grupo, en especial de su Dirección Financiera, así como del Auditor de Cuentas de la Sociedad. De modo particular cuidará de que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas por el Presidente, el o los Consejeros Delegados, si los hubiere, y el Director Financiero (CFO) en los términos que requiera la normativa interna o externa aplicable en cada momento.

- Recibir regularmente del Auditor Externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que el equipo directivo tiene en cuenta sus recomendaciones.

- Requerir periódicamente del Auditor Externo y, como mínimo, una vez al año, una valoración de la calidad de los procedimientos y sistemas de control interno del Grupo.

- Conocer de aquellas situaciones que hagan precisos ajustes y puedan detectarse en el transcurso de las actuaciones de la auditoría externa, que fueren relevantes, entendiéndose como tales aquéllas que, aisladamente o en su conjunto, puedan originar un impacto o daño significativo y material en el

patrimonio, resultados o reputación del Grupo, cuya apreciación corresponderá a la discrecionalidad del Auditor Externo que, en caso de duda, deberá optar por la comunicación. Esta deberá efectuarse, en cuanto se conozca, al Presidente de la Comisión.

- Conocer el grado de cumplimiento por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras recomendadas por la Auditoría Interna en actuaciones anteriores.

  La Comisión será informada de las irregularidades, anomalías o incumplimientos, siempre que fueran relevantes, y que la Auditoría Interna hubiera detectado en el curso de sus actuaciones.

A tal efecto, los integrantes de la Comisión de Auditoría y Control tendrán la dedicación, capacidad y experiencia necesaria para que puedan desempeñar su función, debiendo además su Presidente tener experiencia en gestión empresarial y conocimiento de los procedimientos contables y, en todo caso, alguno de sus miembros la experiencia financiera que pueda ser requerida por los órganos reguladores de los mercados de valores en que coticen las acciones o títulos de la Sociedad.

C.1.33 ¿El secretario del Consejo tiene la condición de consejero?

Sí [X] No [ ]

C.1.34 Explique los procedimientos de nombramiento y cese del Secretario del Consejo, indicando si su nombramiento y cese han sido informados por la Comisión de Nombramientos y aprobados por el pleno del Consejo.

Procedimiento de nombramiento y cese
De acuerdo con lo establecido en el artículo 42 de los Estatutos Sociales, compete al Consejo la elección del Secretario y, en su caso, la del Vicesecretario, que podrán o no ser Consejeros. Asimismo, conforme a lo establecido en los artículos 5 y 33 del Reglamento del Consejo de Administración, corresponde al Consejo el nombramiento o destitución de su Secretario y Vicesecretario, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

	Sí	No
¿La Comisión de Nombramientos informa del nombramiento?	X	
¿La Comisión de Nombramientos informa del cese?	X	
¿El Consejo en pleno aprueba el nombramiento?	X	
¿El Consejo en pleno aprueba el cese?	X	

¿Tiene el secretario del Consejo encomendada la función de velar, de forma especial, por las recomendaciones de buen gobierno?

Sí [X] No [ ]

Observaciones
El artículo 42 de los Estatutos Sociales dispone que el Secretario cuidará de la legalidad formal y material de las actuaciones del Consejo y de que los procedimientos y reglas de gobierno de la Sociedad sean respetados. Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 27 del Reglamento del Consejo de Administración, el Secretario del Consejo tiene encomendado el deber de comprobar el cumplimiento de las disposiciones emanadas de los órganos reguladores y la consideración, en su caso, de sus recomendaciones, así como el de velar por la observancia de los principios de Gobierno Corporativo de la Sociedad.

C.1.35 Indique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por la sociedad para preservar la independencia de los auditores externos, de los analistas financieros, de los bancos de inversión y de las agencias de calificación.

En su artículo 39, los Estatutos Sociales contemplan, como una de las competencias de la Comisión de Auditoría y Control, la de recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de los auditores de cuentas externos.

En desarrollo de dicha previsión estatutaria, el artículo 32 del Reglamento del Consejo de Administración establece, como una de las funciones de la Comisión de Auditoría y Control, la de velar por la independencia de la Auditoría Externa y, a tal efecto:

a) Evitar que puedan condicionarse las alertas, opiniones o recomendaciones de los Auditores, y

b) Supervisar la incompatibilidad entre la prestación de los servicios de auditoría y de consultoría o cualesquiera otros, los límites a la concentración del negocio del Auditor y, en general, el resto de normas establecidas para asegurar la independencia del Auditor.

A este respecto, la Comisión de Auditoría y Control acordó, en el ejercicio 2003, un procedimiento para aprobar previamente todos los servicios, sean o no de auditoría, que preste el Auditor Externo, cualesquiera que fuere su alcance, ámbito y naturaleza. Dicho procedimiento se encuentra regulado en una Norma Interna de obligado cumplimiento para todo el Grupo Repsol.

Asimismo, el artículo 32 del Reglamento del Consejo (*La Comisión de Auditoría y Control*) establece que la Comisión deberá recibir anualmente del Auditor Externo la confirmación escrita de su independencia frente a la Compañía o entidades

vinculadas a ésta directa o indirectamente, así como la información de los servicios adicionales de cualquier clase prestados a estas entidades por el Auditor Externo, o por las personas o entidades vinculados a éste de acuerdo con lo dispuesto en la legislación vigente. La Comisión emitirá anualmente, con carácter previo a la emisión del informe de auditoría de cuentas, un informe en el que se expresará una opinión sobre la independencia del auditor externo. Este informe deberá pronunciarse, en todo caso, sobre la prestación de los servicios adicionales mencionados.

Por otro lado, el Grupo Repsol dispone de la Dirección de Relación con Inversores entre cuyas responsabilidades se incluye la de velar por que la información que la Compañía facilita al mercado (analistas financieros y bancos de inversión, entre otros) se transmita de forma equitativa, simétrica y en tiempo útil, así como, y de conformidad con el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito del Mercado de Valores, que dicha información sea veraz, clara, completa y, cuando así lo exija la naturaleza de la información, cuantificada, sin que induzca o pueda inducir a confusión o engaño.

C.1.36 Indique si durante el ejercicio la Sociedad ha cambiado de auditor externo. En su caso identifique al auditor entrante y saliente:

Sí [ ] No [X]

Auditor saliente	Auditor entrante

En el caso de que hubieran existido desacuerdos con el auditor saliente, explique el contenido de los mismos:

Sí [ ] No [X]

Explicación de los desacuerdos

C.1.37 Indique si la firma de auditoría realiza otros trabajos para la sociedad y/o su grupo distintos de los de auditoría y en ese caso declare el importe de los honorarios recibidos por dichos trabajos y el porcentaje que supone sobre los honorarios facturados a la sociedad y/o su grupo:

Sí [X] No [ ]

	Sociedad	Grupo	Total
Importe de otros trabajos distintos de los de auditoría (miles de euros)	1.530	758	2.288
Importe trabajos distintos de los de auditoría / Importe total facturado por la firma de auditoría (en %)	47,43%	18,99%	31,71%

C.1.38 Indique si el informe de auditoría de las Cuentas Anuales del ejercicio anterior

presenta reservas o salvedades. En su caso, indique las razones dadas por el Presidente del Comité de Auditoría para explicar el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

Sí [ ] No [X]

Explicación de las razones

C.1.39 Indique el número de ejercicios que la firma actual de auditoría lleva de forma ininterrumpida realizando la auditoría de las cuentas anuales de la sociedad y/o su grupo. Asimismo, indique el porcentaje que representa el número de ejercicios auditados por la actual firma de auditoría sobre el número total de ejercicios en los que las cuentas anuales han sido auditadas:

	Sociedad	Grupo
Número de ejercicios ininterrumpidos	12	12

	Sociedad	Grupo
Nº de ejercicios auditados por la firma actual de auditoría / Nº de ejercicios que la sociedad ha sido auditada (en %)	54,5%	54,5%

C.1.40 Indique y en su caso detalle si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con asesoramiento externo:

Sí [X] No [ ]

Detalle el procedimiento
El propio Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. reconoce expresamente el derecho de asesoramiento de los Consejeros. De acuerdo con su artículo 23: - Los Consejeros tendrán la facultad de proponer al Consejo de Administración, por mayoría, la contratación con cargo a la Sociedad de asesores legales, contables, técnicos, financieros, comerciales o de cualquier otra índole que consideren necesarios para los intereses de la Sociedad, con el fin de ser auxiliados en el ejercicio de sus funciones cuando se trate de problemas concretos de cierto relieve y complejidad ligados al ejercicio de su cargo. - La propuesta deberá ser comunicada al Presidente de la Sociedad a través del Secretario del Consejo. El Consejo de Administración podrá vetar su aprobación en consideración tanto a su innecesariedad para el desempeño de las funciones encomendadas, cuanto a su cuantía (desproporcionada en relación con la importancia del problema y los activos e ingresos de la Sociedad) cuanto, finalmente, a la posibilidad de que dicha asistencia técnica sea prestada adecuadamente por expertos y técnicos de la propia Sociedad. Adicionalmente, el Reglamento del Consejo de Administración establece que para el mejor cumplimiento de sus funciones, la Comisión de Auditoría y Control,

la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa podrán recabar el asesoramiento de Letrados y otros profesionales externos, en cuyo caso el Secretario del Consejo de Administración, a requerimiento del Presidente de la Comisión, dispondrá lo necesario para la contratación de tales Letrados y profesionales, cuyo trabajo se rendirá directamente a la Comisión correspondiente.

C.1.41 Indique y en su caso detalle si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración con tiempo suficiente:

Sí [X] No [ ]

Detalle el procedimiento
El Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. establece que la convocatoria del Consejo de Administración se cursará a cada uno de los Consejeros con 48 horas al menos de antelación a la fecha señalada para la reunión, e incluirá el orden del día de la misma. A éste se unirá el acta de la sesión anterior, haya sido o no aprobada, así como la información que se juzgue necesaria y se encuentre disponible. Además, el Reglamento del Consejo de Administración pone los medios para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración. Según su artículo 23: - Los Consejeros tendrán acceso a todos los servicios de la Sociedad y podrán recabar, con las más amplias facultades, la información y asesoramiento que precisen para el cumplimiento de sus funciones. El derecho de información se extiende a las sociedades filiales, sean nacionales o extranjeras y se canalizará a través del Presidente o del Secretario del Consejo de Administración, quienes atenderán las solicitudes del Consejero, facilitándole directamente la información, ofreciéndole los interlocutores apropiados o arbitrando cuantas medidas sean necesarias para el examen solicitado.

C.1.42 Indique y en su caso detalle si la sociedad ha establecido reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad:

Sí [X] No [ ]

Explique las reglas
De conformidad con lo establecido en el artículo 16 del Reglamento del Consejo de Administración, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, su permanencia en el Consejo

pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad.

A este respecto, el artículo 17 del Reglamento del Consejo de Administración establece que el Consejero deberá comunicar al Consejo cuanto antes y mantenerlo informado sobre aquellas situaciones en que se vea envuelto y que puedan perjudicar al crédito y reputación de la Sociedad, al objeto de que el Consejo valore las circunstancias y, en particular, lo que proceda de conformidad con lo establecido en el párrafo anterior.

C.1.43 Indique si algún miembro del Consejo de Administración ha informado a la sociedad que ha resultado procesado o se ha dictado contra él auto de apertura de juicio oral, por alguno de los delitos señalados en el artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital:

Sí [ ] No [X]

Nombre del Consejero	Causa Penal	Observaciones

Indique si el Consejo de Administración ha analizado el caso. Si la respuesta es afirmativa explique de forma razonada la decisión tomada sobre si procede o no que el consejero continúe en su cargo o, en su caso, exponga las actuaciones realizadas por el Consejo de Administración hasta la fecha del presente informe o que tenga previsto realizar.

Sí [ ] No [ ]

Decisión tomada / actuación realizada	Explicación razonada

C.1.44 Detalle los acuerdos significativos que haya celebrado la sociedad y que entren en vigor, sean modificados o concluyan en caso de cambio de control de la sociedad a raíz de una oferta pública de adquisición, y sus efectos.

La Sociedad participa en la exploración y explotación de hidrocarburos mediante consorcios o *joint ventures* con otras compañías petroleras, tanto públicas como privadas. En los contratos que regulan las relaciones entre los miembros del consorcio es habitual el otorgamiento al resto de socios de un derecho de tanteo sobre la participación del socio sobre el que se produzca un cambio de control cuando el valor de dicha participación sea significativo en relación con el conjunto de activos de la transacción o cuando se den otras condiciones recogidas en los contratos.

Asimismo, la normativa reguladora de la industria del petróleo y del gas en diversos países en los que opera la compañía somete a la autorización previa de la Administración competente la transmisión, total o parcial, de permisos de investigación y concesiones de explotación así como, en ocasiones, el cambio de control de la o las entidades concesionarias y especialmente de la que ostente la

condición de operadora del dominio minero. Adicionalmente, los acuerdos suscritos entre Repsol y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona relativos a Gas Natural SDG, S.A., difundidos como hechos relevantes a través de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, así como el Acuerdo de Actuación Industrial entre Repsol y Gas Natural SDG, S.A. previsto en aquéllos y comunicado como hecho relevante el 29 de abril de 2005 contemplan como causa de terminación el cambio en la estructura de control de cualquiera de las partes.

C.1.45 Identifique de forma agregada e indique, de forma detallada, los acuerdos entre la sociedad y sus cargos de administración y dirección o empleados que dispongan indemnizaciones, cláusulas de garantía o blindaje, cuando éstos dimitan o sean despedidos de forma improcedente o si la relación contractual llega a su fin con motivo de una oferta pública de adquisición u otro tipo de operaciones.

Número de beneficiarios	296
Tipo de beneficiario	**Descripción del acuerdo**
Directivos: 7 miembros del Comité de Dirección (excluidos Consejeros Ejecutivos) y 287 Directivos	La Sociedad tiene establecido un estatuto jurídico único para el personal directivo, que se concreta en el Contrato Directivo, en el que se regula el régimen indemnizatorio aplicable a los supuestos de extinción de la relación laboral y en él se contemplan como causas indemnizatorias las previstas en la legislación vigente. En el caso de los miembros del Comité de Dirección se incluye entre las mismas el desistimiento del Directivo como consecuencia de la sucesión de empresa o cambio importante en la titularidad de la misma, que tenga por efecto una renovación de sus órganos rectores o en el contenido y planteamiento de su actividad principal. El importe de las indemnizaciones de los actuales miembros del Comité de Dirección se calcula en función de la edad, la antigüedad y el salario del Directivo. Adicionalmente se establece una compensación al compromiso de no competencia post-contractual de una anualidad de la retribución anual total.
Consejeros Ejecutivos	Para los Consejeros Ejecutivos, se prevé una compensación económica diferida, en el caso de extinción de su relación con la Sociedad, siempre que dicha extinción no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de sus obligaciones ni por voluntad propia sin causa que la

	fundamente, entre las previstas en el propio contrato. El detalle de las indemnizaciones consta en el Informe sobre Política de Retribuciones que se pondrá a disposición de los accionistas con ocasión de la Junta General de 2014.

Indique si estos contratos han de ser comunicados y/o aprobados por los órganos de la sociedad o de su grupo:

	Consejo de Administración	**Junta General**
Órgano que autoriza las cláusulas	SI	NO

¿Se informa a la Junta General sobre las cláusulas?	SI

C.2. Comisiones del Consejo de Administración

C.2.1 Detalle todas las comisiones del Consejo de Administración, sus miembros y la proporción de consejeros dominicales e independientes que las integran:

COMISIÓN DELEGADA

Nombre	Cargo	Tipología
D. Antonio Brufau Niubó	Presidente	Ejecutivo
D. Isidro Fainé Casas	Vocal	Dominical
D. Manuel Manrique Cecilia	Vocal	Dominical
D. Rene Dahan	Vocal	Dominical
D. Javier Echenique Landiríbar	Vocal	Independiente
D. Artur Carulla Font	Vocal	Independiente
Pemex Internacional España, S.A.,	Vocal	Dominical
D. Henri Philippe Reichstul	Vocal	Independiente
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Vocal y Secretario	Ejecutivo

% de consejeros ejecutivos	22,22%
% de consejeros dominicales	44,44%
% de consejeros independientes	33%
% de otros externos	-

COMISIÓN DE AUDITORIA Y CONTROL

Nombre	**Cargo**	**Tipología**

D. Ángel Durández Adeva	Presidente	Independiente
Dña. Paulina Beato Blanco	Vocal	Independiente
D. Luis Carlos Croissier Batista	Vocal	Independiente
D. Javier Echenique Landiríbar	Vocal	Independiente

% de consejeros ejecutivos	**-**
% de consejeros dominicales	**-**
% de consejeros independientes	100%
% de otros externos	**-**

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

Nombre	**Cargo**	**Tipología**
D. Artur Carulla Font	Presidente	Independiente
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Vocal	Independiente
D. Mario Fernández Pelaz	Vocal	Independiente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical
D. Juan María Nin Génova	Vocal	Dominical

% de consejeros ejecutivos	-
% de consejeros dominicales	40%
% de consejeros independientes	60%
% de otros externos	-

COMISIÓN DE ESTRATEGIA, INVERSIONES Y RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

Nombre	**Cargo**	**Tipología**
D. Juan María Nin Génova	Presidente	Dominical
D. Luis Carlos Croissier Batista	Vocal	Independiente
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Vocal	Independiente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical
Pemex Internacional España, S.A.	Vocal	Dominical

% de consejeros ejecutivos	-
% de consejeros dominicales	60%
% de consejeros independientes	40%

% de otros externos	-

C.2.2 Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras que integran las comisiones del consejo de administración durante los últimos cuatro ejercicios:

	Número de Consejeras			
	Ejercicio t Número - %	**Ejercicio t-1 Número - %**	**Ejercicio t-2 Número - %**	**Ejercicio t-3 Número - %**
Comisión Delegada	-	-	-	-
Comisión de Auditoría y Control	1 – 25%	1 – 33,33%	1 – 33,33%	1 – 25%
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	1 – 20%	1 – 20%	1 – 20%	1 – 25%
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	1 – 20%	1 – 16,67%	1 – 16,67%	1 – 16,67%

C.2.3 Señale si corresponden al Comité de Auditoría las siguientes funciones:

	Sí	**No**
Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables	X	
Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente	X	
Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes	X	
Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa	X	
Elevar al Consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución del auditor externo, así como las condiciones de su contratación	X	
Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus	X	

recomendaciones		
Asegurar la independencia del auditor externo	X	

C.2.4 Realice una descripción de las reglas de organización y funcionamiento, así como las responsabilidades que tienen atribuidas cada una de las comisiones del Consejo.

Comisión Delegada

La Comisión Delegada está compuesta por el Presidente del Consejo de Administración y un máximo de siete Consejeros pertenecientes a cada una de las tres categorías existentes (ejecutivos, dominicales e independientes), procurando mantener una proporción semejante a la existente en el Consejo de Administración. La designación de sus miembros requiere el voto favorable de al menos los dos tercios de los miembros del Consejo con nombramiento vigente.

La Comisión Delegada tiene delegadas permanentemente todas las facultades del Consejo excepto las legalmente indelegables y las configuradas como indelegables por los Estatutos Sociales o el Reglamento del Consejo de Administración.

Actúa como Presidente de la Comisión Delegada el Presidente del Consejo de Administración y desempeña su Secretaría el Secretario del Consejo, que podrá ser asistido por el Vicesecretario.

En aquellos casos en los que, a juicio del Presidente o de tres de los miembros de la Comisión Delegada, la importancia del asunto así lo aconsejara o cuando así venga impuesto por el Reglamento del Consejo de Administración, los acuerdos adoptados por ésta se someterán a ratificación del pleno del Consejo. Otro tanto será de aplicación en relación con aquellos asuntos que el Consejo hubiese remitido para su estudio a la Comisión Delegada reservándose la última decisión sobre los mismos. En cualquier otro caso, los acuerdos adoptados por la Comisión Delegada serán válidos y vinculantes sin necesidad de ratificación posterior por el pleno del Consejo.

Una vez terminada la reunión el Secretario levanta Acta de los acuerdos adoptados en la sesión, de los que se da cuenta al siguiente pleno del Consejo de Administración y pone a disposición de los miembros del Consejo copia del acta de dicha sesión. En el año 2013 esta Comisión se ha reunido en 7 ocasiones.

Comisión de Auditoría y Control

La Comisión de Auditoría y Control está integrada por un mínimo de tres consejeros, debiendo ser todos ellos Consejeros Externos Independientes, designados por el Consejo de Administración, teniendo presentes sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de

riesgos.

El ejercicio del cargo de los miembros de esta Comisión será durante un plazo de cuatro años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero o, en su caso, en su condición de Consejero Externo Independiente o cuando así lo acuerde el Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. El cargo de Presidente se ejercerá por un período máximo de cuatro años, al término del cual no podrá ser reelegido hasta pasado un año desde su cese, sin perjuicio de su continuidad o reelección como miembro de la Comisión.

Esta Comisión, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene la función de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de sus controles ejecutivos, la supervisión de los sistemas de registro y control de las reservas de hidrocarburos de la Compañía, de la Auditoría Interna, y de la independencia del Auditor Externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad. Esta Comisión es competente para formular la propuesta de acuerdo al Consejo de Administración sobre designación de los Auditores de cuentas externos, prórroga de su nombramiento y cese y sobre los términos de su contratación. Asimismo informará, a través de su Presidente, en la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materia de su competencia.

Entre sus funciones también se encuentran la de conocer y orientar la política, los objetivos y las directrices de la Sociedad en el ámbito medioambiental y de seguridad, así como la de elaborar un Informe anual sobre sus actividades, del que dará cuenta al pleno del Consejo.

Los miembros nombrarán de entre ellos al Presidente de la misma, y actuará como Secretario el del Consejo de Administración.

La Comisión se reunirá cuantas veces fuera necesario, a juicio de su Presidente, para el cumplimiento de las funciones que le han sido encomendadas, si bien, antes de finalizar el año, se establecerá un calendario anual de sesiones para el siguiente, así como un Plan de Actuación para cada ejercicio, del que se dará cuenta al pleno del Consejo. En todo caso, habrá de convocarse reunión si así lo solicitan dos de sus miembros. En el año 2013 se ha reunido en 8 ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada

sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

Comisión de Nombramientos y Retribuciones

Integran esta Comisión un mínimo de tres Consejeros, que no podrán ser Consejeros Ejecutivos, designados por el Consejo de Administración teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. La mayoría de sus miembros deberán tener la condición de Consejeros Externos Independientes.

El ejercicio del cargo de los miembros de esta Comisión será durante un plazo de cuatro años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el Consejo, previo informe de la Comisión de Auditoría y Control.

A esta Comisión, cuya constitución se produjo el 27 de febrero de 1995, le corresponden funciones de propuesta e informe al Consejo de Administración sobre la selección, nombramiento, reelección y cese de Consejeros, Consejero Delegado, Presidente, Vicepresidente, Secretario, Vicesecretario y Consejeros que hayan de formar parte de las Comisiones del Consejo; propuesta sobre la política de retribución del Consejo, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, sobre la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos; informe sobre el nombramiento de Altos Directivos de la Compañía, así como sobre su política general de retribuciones e incentivos; informe sobre el cumplimiento por los Consejeros de los principios de Gobierno Corporativo o de las obligaciones contenidas en los Estatutos o en el Reglamento del Consejo; y, en general, propuestas e informe sobre cualesquiera otros asuntos relacionados con los anteriores que fueran solicitados por el Presidente o por el Consejo de Administración.

El cargo de Presidente de esta Comisión será desempeñado por uno de sus miembros, el cual deberá ostentar, en todo caso, la condición de Consejero Externo Independiente, y el de Secretario por el del Consejo de Administración.

La Comisión se reunirá cada vez que el Consejo o el Presidente de éste solicite la emisión de informes o la adopción de propuestas en el ámbito de sus funciones, y en todo caso cuando la convoque su Presidente, lo soliciten dos de sus miembros o sea procedente la emisión de informes preceptivos para la adopción de los correspondientes acuerdos. Durante el ejercicio 2013 se ha reunido en 5 ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada

sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa

En diciembre de 2007 el Consejo de Administración de Repsol, S.A. acordó, dentro de la modificación de su Reglamento, que la Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia, cuya constitución se produjo el 25 de septiembre de 2002, pasara a denominarse Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.

La Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa está compuesta por un mínimo de tres Consejeros designados por el Consejo de Administración, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. La mayoría de sus miembros deberán tener la condición de Consejeros Externos o no Ejecutivos.

El ejercicio del cargo de los miembros de esta Comisión será durante un plazo de cuatro años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

A esta Comisión le corresponden funciones de informe sobre las principales magnitudes, hitos y revisiones del Plan Estratégico; decisiones estratégicas de relevancia para el Grupo Repsol; e inversiones o desinversiones en activos que, por razón de su cuantía o carácter estratégico, considere el Presidente Ejecutivo que deban ser objeto de revisión previa por la Comisión.

Asimismo, le corresponde conocer y orientar la política, objetivos y directrices del Grupo Repsol en materia de Responsabilidad Social Corporativa e informar al Consejo de Administración sobre la misma; revisar e informar, con carácter previo a su presentación al Consejo de Administración, el Informe de Responsabilidad Corporativa del Grupo Repsol; y, en general, cualesquiera otras funciones relacionadas con las materias de su competencia y que le sean solicitadas por el Consejo de Administración o su Presidente.

Actuará como Presidente de esta Comisión uno de sus miembros y como Secretario el del Consejo de Administración.

Las reuniones se celebrarán con la periodicidad que se determine o cada vez que la convoque su Presidente o lo soliciten dos de sus miembros. Durante el ejercicio 2013 se ha reunido en 1 ocasión.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

C.2.5 Indique, en su caso, la existencia de regulación de las comisiones del Consejo, el lugar en que están disponibles para su consulta, y las modificaciones que se hayan realizado durante el ejercicio. A su vez, se indicará si de forma voluntaria se ha elaborado algún informe anual sobre las actividades de cada comisión.

Comisión Delegada

La regulación interna de la Comisión Delegada se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

Comisión de Auditoría y Control

La regulación interna de la Comisión de Auditoría y Control se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com). Adicionalmente, la Comisión de Auditoría y Control ha elaborado una Memoria de sus actividades durante el ejercicio 2013.

Comisión de Nombramientos y Retribuciones

La regulación interna de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cual está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com). Adicionalmente, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones ha elaborado un Informe voluntario sobre la política de retribuciones del Consejo de Administración de Repsol correspondiente al ejercicio 2013.

Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa

La regulación interna de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cual está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

C.2.6 Indique si la composición de la comisión delegada o ejecutiva refleja la participación en el Consejo de los diferentes consejeros en función de su condición:

Sí [X] No [ ]

En caso negativo, explique la composición de su comisión delegada o ejecutiva

D OPERACIONES VINCULADAS Y OPERACIONES INTRAGRUPO

D.1 Identifique al órgano competente y explique, en su caso, el procedimiento para la aprobación de operaciones con partes vinculadas e intragrupo:

Órgano competente para aprobar las operaciones vinculadas
La Junta General es el órgano encargado de autorizar, conforme al procedimiento y requisitos recogidos en el cuadro siguiente, las operaciones vinculadas con Consejeros, accionistas significativos o personas a ellos vinculadas, que: (i) sean de importe superior al 5% de los activos del Grupo con arreglo a las últimas cuentas anuales consolidadas aprobadas por la Junta General; (ii) que tengan por objeto activos estratégicos de la Sociedad; (iii) que impliquen transferencia de tecnología relevante de la Sociedad; o (iv) que se dirijan a establecer alianzas estratégicas, y no consistan en meros acuerdos de actuación o ejecución de alianzas ya establecidas. El resto de operaciones vinculadas deberán ser autorizadas por el Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, salvo que se cumplan simultáneamente las tres condiciones siguientes: i. que las operación se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen habitualmente a los clientes que contraten el tipo de producto o servicio de que se trate; ii. que se realice a precios o tarifas establecidas con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicio de que se trate o, cuando las operaciones se refieran a bienes o servicios en los que no existan tarifas establecidas, en condiciones habituales de mercado, semejantes a las aplicadas en relaciones comerciales mantenidas con clientes de similares características; y iii. que su cuantía no supere el 1% de los ingresos anuales de la Sociedad. Tampoco será necesaria la autorización del Consejo de Administración en el caso de operaciones que, perteneciendo al giro o tráfico ordinario de la Compañía, se efectúen en condiciones normales de mercado y sean de escasa relevancia.

Procedimiento para la aprobación de operaciones vinculadas
De acuerdo con lo previsto en el artículo 22 bis de los Estatutos Sociales, las operaciones que la Sociedad realice, directa o indirectamente, con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas (i) que sean de importe superior al 5% de los activos del Grupo con arreglo a las últimas cuentas anuales consolidadas aprobadas por la Junta General; (ii) que tengan por objeto activos estratégicos de la Sociedad; (iii) que impliquen transferencia de tecnología relevante de la Sociedad; o (iv) que se dirijan a establecer alianzas estratégicas, y no consistan en meros acuerdos de actuación o ejecución de alianzas ya establecidas, sólo podrán ser realizadas si se satisfacen las siguientes condiciones: a) que la transacción resulte justa y eficiente desde el punto de vista del interés de la Sociedad; b) que, tras haber recabado el correspondiente informe de un experto independiente de reconocido prestigio en la comunidad financiera sobre la razonabilidad y la adaptación a las condiciones de mercado de los términos de la operación vinculada, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones emita un informe valorando el cumplimiento del requisito previsto en la letra (a) anterior; y c) que la Junta General autorice la operación vinculada con el voto favorable del setenta y cinco por ciento (75%) del capital presente y representado en la Junta General. No obstante, cuando concurran razones de oportunidad que aconsejen no esperar a la celebración de la próxima Junta General, la operación podrá ser aprobada por el Consejo de Administración siempre y cuando (i) el informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones al que se refiere la letra (b) anterior resulte favorable a la operación, y (ii) el acuerdo se adopte con el voto favorable de al menos dos tercios de los miembros del Consejo que no se hallen incursos en una situación de conflicto de interés. En este caso, el Consejo informará a la próxima Junta General de los términos y condiciones de la operación. Al tiempo de la convocatoria de la Junta General llamada a deliberar o a ser informada sobre la autorización de la operación vinculada, el Consejo de Administración deberá poner a disposición de los accionistas los informes de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y del experto independiente previstos en la letra (b) precedente y, si lo considerase oportuno, su propio informe al respecto. De conformidad con lo previsto en el artículo 22 del Reglamento del Consejo de Administración, las operaciones vinculadas distintas de las anteriores requerirán únicamente la autorización del Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. Las operaciones vinculadas se valorarán desde el punto de vista de igualdad de trato y de las condiciones de mercado y se recogerán en el Informe Anual de

Gobierno Corporativo y en la información pública periódica en los términos recogidos en la normativa aplicable.

Explique si se ha delegado la aprobación de operaciones con partes vinculadas, indicando, en su caso, el órgano o personas en quien se ha delegado.

De conformidad con lo previsto en el artículo 22 del Reglamento del Consejo de Administración, las operaciones vinculadas cuya autorización corresponde al Consejo de Administración podrán ser excepcionalmente autorizadas por la Comisión Delegada, con posterior ratificación del Consejo en pleno, cuando razones de urgencia así lo aconsejen.

D.2 Detalle aquellas operaciones significativas por su cuantía o relevantes por su materia realizadas entre la sociedad o entidades de su grupo, y los accionistas significativos de la sociedad:

Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Arrendamientos	1.581
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Recepción de servicios	3.236
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Compra de bienes (terminados o en curso)	7.125
SACYR, S.A	GRUPO REPSOL	Contractual	Ingresos financieros	(9)
SACYR, S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Prestaciones de servicios	(5.069)
SACYR, S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	(17.258)
SACYR, S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Otros ingresos	(245)
SACYR, S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	246
SACYR, S.A	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y avales prestados	2.324
SACYR, S.A	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y avales recibidos	12.847
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Compromisos adquiridos	(2)
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	149.973
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO	Comercial	Gastos financieros	29.544

	REPSOL			
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Arrendamientos	(1.009)
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Recepción de servicios	2.998
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Otros gastos	26.066
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Ingresos financieros	(12.641)
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Prestación de servicios	(605)
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	1.440
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Otros ingresos	(241)
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Compra de activos materiales, intangibles u otros activos.	3.150
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Venta de activos materiales, intangibles u otros activos.	211.763
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario)	612.614
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y avales prestados	33.056
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y avales recibidos	41.292
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Compromisos/garantías cancelados	951
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	210.390
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Otras operaciones	1.124.490
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Contractual	Compra de bienes (terminados o en curso)	3.794.962
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Comercial	Otros gastos	541
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Contractual	Ingresos financieros	(188)
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Comercial	Prestación de servicios	(21.242)
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	(29.821)
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Comercial	Otros ingresos	(4.805)
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y Avales prestados	92.435
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Contractual	Compromisos adquiridos	1.022

PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Contractual	Compromisos/Garantías cancelados	9
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	30.919
TEMASEK HOLDINGS (PRIVATE) LIMITED	GRUPO REPSOL	Contractual	Otras operaciones	39.924

D.3 Detalle las operaciones significativas por su cuantía o relevantes por su materia realizadas entre la sociedad o entidades de su grupo, y los administradores o directivos de la sociedad:

Nombre o denominación social de los administradores o directivos	**Nombre o denominación social de la parte vinculada**	**Vínculo**	**Naturaleza de la operación**	**Importe (miles de euros)**
Directivos de la Compañía	Grupo Repsol	Contractual	Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	186

D.4 Informe de las operaciones significativas realizadas por la sociedad con otras entidades pertenecientes al mismo grupo, siempre y cuando no se eliminen en el proceso de elaboración de estados financieros consolidados y no formen parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

En todo caso, se informará de cualquier operación intragrupo realizada con entidades establecidas en países o territorios que tengan la consideración de paraíso fiscal::

Denominación social de la entidad de su grupo	**Breve descripción de la operación**	**Importe (miles de euros)**
Repsol Exploración Liberia, B.V. (sucursal)	Prestaciones de servicios de Tecnología	25
Repsol International Capital, Ltd.	Garantías y avales prestados	183.618
Oleoducto De Crudos Pesados, Ltd.	Garantías y avales prestados	22.332

D.5 Indique el importe de las operaciones realizadas con otras partes vinculadas.

D.6 Detalle los mecanismos establecidos para detectar, determinar y resolver los posibles conflictos de intereses entre la sociedad y/o su grupo, y sus consejeros, directivos o accionistas significativos.

El Reglamento del Consejo de Administración exige a los Consejeros que eviten cualquier situación de conflicto, directo o indirecto, que pudieran tener con el interés de la Sociedad, comunicando en todo caso su existencia, de no ser evitable, al Consejo de Administración.

En caso de conflicto, el Consejero afectado se abstendrá de intervenir en la deliberación y decisión sobre la cuestión a que el conflicto se refiera.

El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, se abstendrá de intervenir en las deliberaciones y votaciones que traten de tales asuntos. Las votaciones relativas a propuestas de nombramiento, reelección o cese serán secretas.

Adicionalmente, el Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.

En última instancia, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

A este respecto, los artículos 19 a 22 del Reglamento del Consejo de Administración recogen las obligaciones que deben cumplir los Consejeros en materia de no competencia, uso de información y activos sociales, y aprovechamiento de oportunidades de negocio, así como los requisitos establecidos en relación con las operaciones vinculadas que la Sociedad realice con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas.

Del mismo modo, el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito del Mercado de Valores, de aplicación a los Consejeros, la Alta Dirección y los Directivos de determinadas direcciones y áreas con acceso a información privilegiada de la Compañía y su Grupo o que realizan actividades relacionadas con el Mercado de Valores, recoge la prevención y resolución de los conflictos de intereses, contemplando en sus apartados 8.3. y 8.4. lo siguiente:

"Con objeto de controlar los posibles conflictos de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol deberán poner en conocimiento del responsable de su Área, con carácter previo a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate y con la antelación suficiente para que puedan adoptarse las decisiones oportunas, aquellas situaciones que potencialmente y en cada circunstancia concreta puedan suponer la aparición de conflictos de intereses con Repsol, S.A. o alguna sociedad de su Grupo.

Si el afectado es un miembro del Consejo de Administración el conflicto deberá ser comunicado al Consejo de Administración, quién, si lo estima necesario, solicitará el parecer de la Comisión de Auditoría y Control.

En caso de duda sobre la existencia de un conflicto de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol deberán, adoptando un criterio de prudencia, poner en conocimiento del responsable de su Área o del Consejo de Administración según proceda, las circunstancias concretas que rodean el caso, para que estos puedan formarse un juicio de la situación.

Como regla general el principio a tener en cuenta para la resolución de todo tipo de conflictos de interés es el de abstención. Las personas sometidas a conflictos de intereses deberán, por tanto, abstenerse de la toma de decisiones que puedan afectar a las personas físicas o jurídicas con las que se plantee el conflicto. Del mismo modo se abstendrán de influir en dicha toma de decisiones, actuando en todo caso con lealtad al Grupo Repsol. En cualquier situación de conflicto de intereses entre los empleados y directivos del Grupo Repsol y Repsol o cualquier empresa de su Grupo, aquellos deberán actuar en todo momento con lealtad al Grupo Repsol, anteponiendo el interés de éste a los intereses propios."

Por último, la Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol, que es de aplicación a todos los empleados de Repsol incluyendo los Directivos así como a los Consejeros de la Compañía, ha sido revisada y actualizada con fecha 19 de diciembre de 2012 y dispone en su apartado 3.6 lo siguiente:

"Los conflictos de intereses aparecen cuando los intereses personales de los empleados, de forma directa o indirecta, son contrarios o entran en colisión con los intereses de la Compañía, interfieren en el cumplimiento recto de sus deberes y responsabilidades profesionales o les involucran a título personal en alguna transacción u operación económica de la Compañía.

Repsol reconoce y respeta la participación de sus empleados en actividades financieras y empresariales distintas a las que desarrollan para la Compañía, siempre que sean legales y éticas y no entren en colisión con sus responsabilidades como empleados de Repsol.

Los empleados de Repsol deberán evitar situaciones que pudieran dar lugar a un conflicto entre los intereses personales y los de la Compañía, se abstendrán de representar a la misma e intervenir o influir en la toma de decisiones en cualquier situación en la que, directa o indirectamente, ellos mismos o personas vinculadas a ellos, tuvieran interés personal. Deberán actuar siempre, en el cumplimiento de sus responsabilidades, con lealtad y en defensa de los intereses de Repsol. A estos efectos, tendrán la consideración de personas vinculadas, el cónyuge o las personas con análoga relación de afectividad, los ascendientes, descendientes y hermanos del propio empleado y de su cónyuge, los cónyuges de los ascendientes, descendientes y hermanos del empleado y las sociedades controladas, directa o indirectamente por el empleado o por una persona interpuesta.

Asimismo, los Consejeros Ejecutivos y las personas vinculadas por una relación laboral a Repsol no podrán realizar, por cuenta propia o ajena, tareas, trabajos o prestar servicios en beneficio de empresas del sector o de empresas que desarrollen actividades susceptibles de competir directa o indirectamente con las de Repsol o que puedan llegar a hacerlo.

Ante una situación de posible conflicto de intereses los empleados de Repsol observarán los siguientes principios generales de actuación:

a) Comunicación: informarán por escrito a los superiores jerárquicos sobre los conflictos de interés en que estén incursos, previamente a la realización de la operación o conclusión del

negocio de que se trate, con el fin de adoptar las decisiones oportunas en cada circunstancia concreta y así evitar que su actuación imparcial pueda verse comprometida.

b) Abstención: se abstendrán de intervenir o influir, directa o indirectamente, en la toma de decisiones que puedan afectar a las entidades de Repsol con las que exista conflicto de interés, de participar en las reuniones en que dichas decisiones se planteen y de acceder a información confidencial que afecte a dicho conflicto.

c) Independencia: actuarán en todo momento con profesionalidad, con lealtad a Repsol y sus accionistas e independientemente de intereses propios o de terceros. En consecuencia, se abstendrán en todo caso de primar sus propios intereses o de terceros a expensas de los de Repsol."

D.7 ¿Cotiza más de una sociedad del Grupo en España?

Sí [ ] No [X]

Identifique a las sociedades filiales que cotizan en España:

Sociedades filiales cotizadas

Indique si han definido públicamente con precisión las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;

Sí [ ] No [ ]

Defina las eventuales relaciones de negocio entre la sociedad matriz y la sociedad filial cotizada, y entre ésta y las demás empresas grupo

Identifique los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de interés entre la filial cotizada y la demás empresas del grupo:

Mecanismos para resolver los eventuales conflictos de interés

E SISTEMAS DE CONTROL Y GESTIÓN DE RIESGOS

E.1 Explique el alcance del Sistema de Gestión de Riesgos de la sociedad.

El Grupo Repsol desarrolla actividades en numerosos países, bajo múltiples marcos regulatorios y en todas las fases de la cadena de valor del negocio del petróleo y del gas.

Por ello, las operaciones y los resultados de la Compañía están sujetos a riesgos de largo plazo (estratégicos), de corto y medio plazo (operacionales) y financieros. Cualquiera de estos riesgos podría provocar un impacto negativo en la situación financiera, los negocios o el resultado de explotación del Grupo, afectando a la consecución de sus objetivos.

Por este motivo, la Compañía dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten gestionar de forma razonable estos riesgos a los que está expuesto el grupo. La gestión de riesgos constituye un elemento integral de los procesos de toma de decisión del Grupo, tanto en el ámbito de los órganos de gobierno corporativos como en la gestión de los negocios.

En los últimos años la gestión de riesgos en Repsol ha recibido un gran impulso por parte de unidades especializadas (como los de seguridad, medio ambiente, financieros, entre otros).

En este contexto, Repsol ha asumido el compromiso de acelerar su avance hacia un modelo de gestión integrada de riesgos (ERM, Enterprise Risk Management) con el objetivo de anticipar, gestionar y controlar en la medida de lo posible los riesgos a los que el Grupo está expuesto, con visión de conjunto. Para ello, se constituyó a principios de 2013 la Dirección de Riesgos dentro de la Dirección General de Estrategia y Control. Esta unidad tiene la misión de coordinar y mejorar la gestión de riesgos existente, dándole un enfoque más integrado, a través de la implantación del Sistema de Gestión Integrada de Riesgos de Repsol (SGIR).

El SGIR está alineado con estándares internacionales de referencia en materia de gestión de riesgos: ISO 31000 y COSO ERM[(1)], en cuanto al uso de una metodología efectiva para el análisis y gestión integrada del riesgo en las organizaciones, y el Modelo de las Tres Líneas de Defensa[(2)], sobre la asignación de responsabilidades en el ámbito de la gestión y control de riesgos.

Una gestión más integrada de los riesgos ha de permitir a la Compañía lograr una visión más completa de los mismos en todas sus actividades, así como de sus interacciones y de las estrategias para su mitigación, además de posibilitar un uso más eficiente de los recursos destinados a ella.

A lo largo de 2013, el Consejo de Administración de Repsol ha aprobado una nueva Política de Gestión de Riesgos. Esta Política establece el compromiso en materia de gestión integrada de riesgos que contribuyen al despliegue de la Visión y los Valores de la Compañía, sobre los siguientes principios:

- Liderazgo de la Dirección
- Integración en los procesos de gestión
- Responsabilidad diferenciada
- Globalidad y armonización de la gestión
- Mejora continua

[(1)]Modelo Enterprise Risk Management – Integrated Framework definido por COSO (C*ommittee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*)

[(2)]Recomendado por FERMA (Federación Europea de Asociaciones de Gestión de Riesgos) y ECIIA (Confederación Europea de Institutos de Auditores Internos.

E.2 Identifique los órganos de la sociedad responsables de la elaboración y ejecución del Sistema de Gestión de Riesgos.

Consejo de Administración

El Consejo de Administración en pleno se reserva la competencia de aprobar la política de gestión de riesgos.

Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración

De acuerdo con el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, la Comisión de Auditoría y Control revisa periódicamente la eficacia de los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

Comité de Dirección

El Comité de Dirección aprueba los elementos de gobierno necesarios en el ámbito de la gestión de riesgos, vigilará su correcta aplicación y realiza el seguimiento del desempeño de la Compañía en materia de riesgos.

El Sistema de Gestión de Riesgos Integrado de Repsol está alineado con el Modelo de las Tres Líneas de Defensa, sobre la asignación de responsabilidades en el ámbito de la gestión y control de riesgos. En este sentido, Repsol está organizado de la siguiente manera:

Unidades Gestoras de Riesgos (1ª Línea de Defensa): Estas unidades son responsables de la gestión directa del riesgo en la operativa diaria, lo que engloba las tareas de identificación, análisis, evaluación y tratamiento de los riesgos.

Unidades Supervisoras de Riesgos (2ª Línea de Defensa): Como unidades con función de gobierno especializadas en la gestión de ciertos tipos de riesgos, tienen la misión de facilitar y supervisar la implantación de prácticas de gestión de riesgos efectivas en las Unidades Gestoras y proporcionar asesoramiento para la mejora continua de la gestión de riesgos.

Dirección de Riesgos: La Dirección de Riesgos ejerce el gobierno de la función de gestión integrada de riesgos y asegura que ésta sea global, homogénea, exhaustiva e influya eficazmente sobre los procesos de toma de decisión.

Unidades de Auditoría de Riesgos (3ª Línea de Defensa): Estas unidades tienen la responsabilidad de evaluar el diseño y el funcionamiento de los sistemas de gestión de riesgos del Grupo, con el objetivo de que los riesgos se encuentren adecuadamente identificados, medidos, priorizados y controlados de acuerdo a las normas vigentes y las buenas prácticas de la industria.

E.3 Señale los principales riesgos que pueden afectar a la consecución de los objetivos de negocio.

Las operaciones y los resultados de la Compañía están sujetos a riesgos estratégicos, operacionales y financieros. Los principales riesgos a los que se enfrenta el Grupo Repsol son:

Riesgos Estratégicos y Operacionales:

- Incertidumbre en el contexto económico actual
- Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol
- Marco regulatorio y fiscal de las actividades de Repsol
- Sujeción de Repsol a legislaciones y riesgos medioambientales y de seguridad exhaustivos
- Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas
- Localización de las reservas
- Estimaciones de reservas de petróleo y gas
- Proyectos y operaciones desarrolladas a través de negocios conjuntos y empresas asociadas
- Repsol puede efectuar adquisiciones, inversiones y enajenaciones como parte de su estrategia
- La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol está sujeta podría no ser suficiente
- Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado
- Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica
- La estrategia del Grupo Repsol exige eficiencia e innovación en un mercado altamente competitivo
- El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje
- Conductas indebidas o incumplimientos de la normativa aplicable por parte de nuestros empleados puede dañar la reputación del Grupo Repsol
- La tecnología de la información y su fiabilidad y robustez son un factor fundamental en el mantenimiento de nuestras operaciones
- Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

Riesgos Financieros:

- Riesgo de Liquidez
- Riesgo de Crédito
- Riesgo de Mercado:
    - Riesgo de fluctuación del tipo de cambio
    - Riesgo de precio de materias primas (commodities)
    - Riesgo de tipo de interés
    - Riesgo de la calificación crediticia

Para más información: Capítulo 2: Nuestra Compañía, 2.6. Gestión del Riesgo (apartado 2.6.2. Factores de riesgo) del Informe de Gestión Consolidado 2013 de Repsol.

E.4 Identifique si la entidad cuenta con un nivel de tolerancia al riesgo.

La Compañía ha establecido niveles de tolerancia, que en función de cada tipología de riesgo se puede expresar sobre la base de un indicador numérico (p.ej para los riesgos de mercado, crédito, etc) o bien como una directriz de gestión que establece obligaciones o limitaciones sobre actividades o comportamientos (p.ej, en riesgos operacionales).

Repsol dispone de un proceso de evaluación de riesgos basado en una metodología común y homogénea para la identificación y valoración de los riesgos por parte de todas las áreas responsables. La valoración se realiza en base a escalas comunes de impacto y probabilidad.

Las escalas de impacto utilizadas durante 2013 han contemplado las siguientes dimensiones: Económica u Operacional, Fiabilidad información financiera y cumplimiento de leyes y normas, Reputación o Imagen Corporativa, Salvaguarda de activos y recursos, y Personas.

Como resultado se obtiene un mapa de riesgos corporativo que se presenta periódicamente al Comité de Dirección y a la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración.

E.5 Indique qué riesgos se han materializado durante el ejercicio.

Con fecha 25 de febrero de 2014, el Consejo de Administración de Repsol, S.A. ha aprobado un acuerdo con el Gobierno de la República Argentina acerca de la compensación por la expropiación de acciones representativas del 51% del patrimonio de YPF, S.A. y de YPF Gas, S.A., que fueron expropiadas al Grupo Repsol por parte del Estado argentino en el ejercicio 2012. Este acuerdo supone el reconocimiento de una deuda por parte del Gobierno de la República Argentina a Repsol por importe de 5.000 MUSD (3.600 millones de euros, aproximadamente). Al cierre del ejercicio 2013, tomando en consideración las expectativas de alcanzar un acuerdo sobre la compensación a percibir por las acciones expropiadas, se ha ajustado el valor recuperable de YPF a 5.000 MUSD, lo que ha tenido un impacto neto en la cuenta de resultados de -1.279 millones de euros, que aparecen reflejados en el epígrafe de resultados de operaciones interrumpidas.

Adicionalmente, durante el ejercicio se han materializado riesgos propios de la actividad de la Sociedad, habiendo funcionado correctamente los sistemas de control establecidos por la Compañía, lo que ha permitido gestionar tales riesgos de forma adecuada.

E.6 Explique los planes de respuesta y supervisión para los principales riesgos de la entidad.

Repsol dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten identificar, medir, evaluar, priorizar, controlar y gestionar de forma razonable los riesgos a los que está expuesto el grupo, y decidir en qué medida tales riesgos son asumidos, mitigados, cubiertos o evitados en lo posible.

Los planes de respuesta se adaptan a las particularidades de cada riesgo. Entre las principales medidas adoptadas por la Compañía se encuentran, las siguientes:

- Establecimiento de objetivos, líneas estratégicas y de normativa interna (política, normas, procedimientos, manuales y guías)
- Análisis y mediciones de diferentes variables asociadas principalmente a riesgos financieros (VaR, CFaR), así como la realización de análisis de sensibilidad a factores de riesgo.
- Definición, seguimiento y evaluación continua del diseño y del funcionamiento de los sistemas de control interno y cumplimiento: Sistema de Control Interno de Información Financiera del Grupo Repsol, Programa de Cumplimiento Normativo de las obligaciones legales formales de las personas jurídicas pertenecientes al Grupo Repsol con las Entidades; Modelo de Prevención de Delitos de las sociedades españolas del Grupo.
- Contratación de coberturas de seguro.

Además, la Compañía cuenta con diversas unidades de análisis, supervisión y control independiente y de respuesta, especializadas en diversos ámbitos de la gestión de riesgos, tales como:

- Gestión y Control de Riesgos Financieros
- Seguridad y Medio Ambiente
- Seguridad Corporativa
- Responsabilidad Corporativa
- Riesgos y Continuidad de Sistemas de Información
- Reporting y Control de Riesgos Fiscales
- Control de Reservas
- Seguros

Por último, la compañía dispone de una Unidad de Auditoría Interna, enfocada a la evaluación y mejora de los controles existentes con el fin de verificar que los riesgos potenciales (estratégicos, operacionales y financieros) que pudieran afectar a la consecución de los objetivos del Grupo Repsol, se encuentren razonablemente identificados, medidos y controlados. Además, el Grupo también dispone de otras dos unidades de auditoría especializadas: de Seguridad y Medio Ambiente, y de Reservas.

F SISTEMAS INTERNOS DE CONTROL Y GESTIÓN DE RIESGOS EN RELACIÓN CON EL PROCESO DE EMISIÓN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA (SCIIF)

Describa los mecanismos que componen los sistemas de control y gestión de riesgos en relación con el proceso de emisión de información financiera (SCIIF) de su entidad.

F.1 Entorno de control de la entidad

Informe, señalando sus principales características de, al menos:

F.1.1. Qué órganos y/o funciones son los responsables de: (i) la existencia y mantenimiento de un adecuado y efectivo SCIIF; (ii) su implantación; y (iii) su supervisión.

Conforme a lo previsto en los Estatutos Sociales, el Consejo de Administración de Repsol, S.A. es el órgano encargado del gobierno, la dirección y la administración de los negocios e intereses de la Sociedad en todo cuanto no esté reservado a la Junta General de Accionistas. Concentra su actividad en la función general de supervisión y en la consideración de aquellos asuntos de especial trascendencia para la Sociedad.

El Reglamento del Consejo de Administración recoge las facultades cuyo ejercicio se reserva el Consejo tales como la presentación a la Junta General Ordinaria de las Cuentas Anuales e Informe de Gestión, tanto individuales como consolidadas. El Consejo debe formular estos documentos en términos claros y precisos. Asimismo, deberá velar porque muestren la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de la Sociedad y del Grupo, conforme a lo establecido en la ley. También se reserva la aprobación de la política de control y gestión de riesgos y de los informes financieros anuales y semestrales que por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer públicos periódicamente. El Consejo es el máximo órgano encargado de la supervisión del Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera del Grupo Repsol.

El Reglamento atribuye además al Consejo la aprobación de los códigos éticos y de conducta de la Sociedad, la elaboración de su propia organización y funcionamiento y el de la Alta Dirección así como funciones específicas relativas a la actividad de la Sociedad en los mercados de valores.

El Consejo de Administración mantiene una relación directa con los miembros de la Alta Dirección de la Sociedad y con los auditores de ésta , respetando siempre la independencia de los mismos.

Conforme a lo previsto en el artículo 31 de los Estatutos Sociales, el Consejo de Administración de Repsol está integrado, a 31 de diciembre de 2013, por dieciséis miembros, de los cuales dos tienen la condición de Consejeros Ejecutivos, seis de Consejeros Externos Dominicales y los ocho restantes son Consejeros Externos Independientes.

El Consejo de Administración ha constituido en su seno diferentes Comisiones, como la Comisión de Auditoría y Control de Repsol que tiene como función principal, conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración, servir de apoyo a este órgano en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información financiera, de la eficacia de sus controles ejecutivos y de la independencia del Auditor Externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables.

La Comisión de Auditoría y Control se encuentra formada en su totalidad por Consejeros Externos Independientes, con conocimientos y experiencia en materia de contabilidad y auditoría. Su Presidente cuenta además con una gran experiencia en gestión empresarial, de riesgos y financiera y tiene amplios conocimientos sobre los procedimientos contables.

El Consejo designa los miembros de esta Comisión para el ejercicio del cargo durante el plazo de cuatro años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero Externo Independiente o cuando así lo acuerde el Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. El cargo de Presidente se ejerce por un período máximo de cuatro años, al término del cual no podrá ser reelegido hasta pasado un año desde su cese, sin perjuicio de su continuidad o reelección como miembro de la Comisión.

De acuerdo con el citado Reglamento, entre las funciones que le corresponden a la Comisión de Auditoría y Control relacionadas con el proceso de elaboración de la información financiera, se encuentran las siguientes:

- Supervisar el proceso de elaboración y presentación de la información financiera regulada relativa a la Sociedad y al Grupo, así como su integridad, el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los principios contables.

- Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; analizar y aprobar, en su caso, la planificación anual de Auditoría Interna y conocer el grado de cumplimiento por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras recomendadas por la Auditoría Interna en actuaciones anteriores. La Comisión de Auditoría y Control dará cuenta al Consejo de aquellas situaciones que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo.

- Analizar, con carácter previo a su presentación al Consejo, y con las exigencias necesarias para constatar su corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad, los Estados Financieros tanto de la Sociedad como de su Grupo consolidado contenidos en los informes anuales, semestrales y trimestrales, así como el resto de información financiera que por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente, disponiendo de toda la información necesaria con el nivel de agregación que juzgue conveniente, para lo que contará con el apoyo necesario de la Alta Dirección del Grupo, en especial de su Dirección General Económico Financiera y Desarrollo Corporativo , así como con la opinión o recomendaciones del Auditor de Cuentas.

- Cuidar que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas por el Presidente Ejecutivo y por el Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo en los términos que requiera la normativa interna o externa aplicable en cada momento.

- Revisar todos los cambios relevantes referentes a los principios contables utilizados y a la presentación de los estados financieros, y asegurarse que se da la adecuada publicidad de ellos, haciendo constar expresamente que la Comisión ha efectuado la citada revisión.

- Examinar los proyectos de Códigos Éticos y de Conducta y sus reformas, preparados por el área correspondiente del Grupo y emitir su opinión con carácter previo a las propuestas que vayan a formularse a los órganos sociales.

- Velar de modo especial por el cumplimiento de la normativa aplicable a la conducta en los mercados de valores y supervisar las actuaciones del Comité Interno de Transparencia de la Sociedad.

- Supervisar la suficiencia, adecuación y eficaz funcionamiento de los sistemas y procedimientos de registro y control interno en la medición, valoración, clasificación y contabilización de las reservas de hidrocarburos del Grupo, de forma que su inclusión en la información financiera periódica sea acorde en todo momento con los estándares del sector y con la normativa aplicable.

Asimismo, conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo en relación con los sistemas de información y control interno, le corresponde a la Comisión de Auditoría y Control, entre otras funciones, la de revisar periódicamente la eficacia de los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

F.1.2. Si existen, especialmente en lo relativo al proceso de elaboración de la información financiera, los siguientes elementos:

- **Departamentos y/o mecanismos encargados: (i) del diseño y revisión de la estructura organizativa; (ii) de definir claramente las líneas de responsabilidad y autoridad, con una adecuada distribución de tareas y funciones; y (iii) de que existan procedimientos suficientes para su correcta difusión en la entidad.**

La normativa interna atribuye a la Dirección General de Personas y Organización las funciones y responsabilidades asociadas a la propuesta, estudio, aprobación, difusión e implantación de las estructuras y dimensionamientos organizativos en la compañía.

Conforme a lo previsto en dicha normativa, la estructura organizativa establece el nivel jerárquico y funcional para el desarrollo normal de las diferentes áreas de actividad del Grupo y determina los niveles de responsabilidad, decisión y las funciones de cada una de las unidades organizativas.

La Dirección General de Personas y Organización es responsable de validar y aprobar la estructura y dimensionamiento definidos, según los niveles

establecidos en la normativa interna. La estructura organizativa se representa en un organigrama.

Por su parte, existe una unidad organizativa responsable de reflejar en el sistema informático los cambios organizativos aprobados, según el plan de implantación definido.

- **Código de conducta, órgano de aprobación, grado de difusión e instrucción, principios y valores incluidos (indicando si hay menciones específicas al registro de operaciones y elaboración de información financiera), órgano encargado de analizar incumplimientos y de proponer acciones correctoras y sanciones.**

Además de los Estatutos Sociales, el Reglamento del Consejo de Administración, el Reglamento del Comité Interno de Transparencia y otra normativa interna, el Grupo dispone también de una "Norma de Ética y Conducta de los Empleados de Repsol", aprobada por el Consejo de Administración, previo informe favorable de la Comisión de Auditoría y Control, que es de aplicación a todos los empleados del Grupo, incluyéndose dentro de este concepto a todos los consejeros, directivos y empleados de Repsol, S.A. y de las empresas de su grupo de sociedades, independientemente del tipo de contrato que determine su relación laboral, de la posición que ocupen y del lugar donde desempeñen su trabajo, así como a todas aquellas personas que hubieran sido transferidas de forma temporal a Repsol para prestar servicios profesionales (*secondees*). En dicha norma se desarrollan los valores del Grupo (integridad, responsabilidad, transparencia, flexibilidad e innovación), las pautas mínimas de conducta que deben orientar a todos los empleados en su forma de actuar durante el desarrollo de su actividad profesional y el régimen aplicable en caso de vulneración de la misma. La citada norma contempla, entre otros aspectos, los principios básicos de actuación en materia de transparencia, fiabilidad de la información y control de registros así como el tratamiento de la información reservada y confidencial, recogiendo obligaciones específicas en materia de registro de operaciones y elaboración de la información financiera.

Con carácter general, las nuevas incorporaciones al Grupo son informadas sobre la existencia de la Norma de Ética y Conducta, se pone la misma a su disposición y firman un compromiso de cumplir con ella. Asimismo, se realizan, entre los empleados, acciones de comunicación y cursos formativos sobre la Norma de Ética y Conducta con el fin de reforzar el conocimiento de la misma.

La Compañía cuenta asimismo con un Manual de Bienvenida, en proceso de implantación progresiva, que reciben las personas que se incorporan a la misma y en el que se indican las normas básicas que todos los empleados deben conocer y respetar desde el primer momento de su incorporación, independientemente del área o negocio en que estén trabajando o vayan a trabajar, incluyendo un acceso directo a cada una de ellas. La primera de dichas normas es la Norma de Ética y Conducta.

Adicionalmente, los directivos de la Compañía aceptan el cumplimiento del Estatuto del Personal Directivo, como anexo a su contrato. Dicho estatuto hace referencia a los principios en los que se debe basar su actuación profesional, así como a los valores y normativa de la Compañía.

Existe un canal de comunicación en relación con la Norma de Ética y Conducta de los Empleados de Repsol, que proporciona un medio eficaz para realizar consultas o comunicar posibles violaciones de las conductas recogidas en la citada norma. Se encuentra accesible tanto para los empleados del Grupo como para terceros, a través de las correspondientes aplicaciones informáticas en la página web corporativa y en el portal interno.

La Comisión de Ética vela por la vigilancia y cumplimiento de la mencionada norma por parte de todos los empleados del Grupo y es la encargada de resolver las comunicaciones que se reciben a través del canal. La Secretaría de esta Comisión es la responsable de tramitar, de manera confidencial, las comunicaciones que se reciben a través del canal.

De conformidad con lo previsto en el Reglamento de la Comisión de Ética de Repsol, ésta se encuentra compuesta por el Secretario General y del Consejo de Administración, el Director General de Personas y Organización, el Director Corporativo de Auditoría y Control, el Director Corporativo de Servicios Jurídicos de Repsol y el Director Corporativo de Relaciones Laborales, Gestión Jurídico Laboral y Seguridad en el Trabajo.

El Grupo cuenta asimismo con una "Política Anticorrupción" que recoge el compromiso y los principios que deben guiar la actuación de Repsol y de todos sus empleados con respecto a la lucha contra la corrupción. Esta Política se encuentra desarrollada en la "Norma de Ética y Conducta de los Empleados de Repsol".

Adicionalmente, el Grupo cuenta con un "Reglamento Interno de Conducta en el ámbito del Mercado de Valores", aprobado por el Consejo de Administración, e informado favorablemente de forma previa por la Comisión de Auditoría y Control, que da respuesta a los requerimientos de la legislación española y que desarrolla aspectos tales como las normas de conducta en relación con la realización de operaciones sobre valores e instrumentos financieros emitidos por el Grupo que se negocien en mercados de valores, el tratamiento de la información privilegiada, la comunicación de la información relevante, las transacciones sobre acciones propias, la prohibición de manipulación de las cotizaciones y el tratamiento y gestión de los conflictos de intereses. La Compañía dispone de mecanismos formalmente establecidos que promueven en la organización la difusión y el cumplimiento de sus preceptos. A estos efectos, conforme a lo previsto en dicho Reglamento, corresponde a la Comisión de Auditoría y Control la supervisión de las obligaciones establecidas en el mismo y el incumplimiento de sus disposiciones tendrá la consideración de falta laboral, cuya gravedad se determinará en el procedimiento que se siga conforme a las disposiciones vigentes. Ello sin perjuicio de la infracción que pudiera derivarse por

contravenir la normativa del mercado de valores y de la responsabilidad civil o penal que fuera exigible al infractor.

- **Canal de denuncias, que permita la comunicación al comité de auditoría de irregularidades de naturaleza financiera y contable, en adición a eventuales incumplimientos del código de conducta y actividades irregulares en la organización, informando en su caso si éste es de naturaleza confidencial.**

Conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control es la responsable de recibir de manera confidencial y anónima posibles comunicaciones que expresen su preocupación sobre posibles prácticas cuestionables en materia de contabilidad o auditoría. La Comisión de Auditoría y Control tiene un canal específico a través del cual se puede informar a dicha Comisión sobre cuestiones relacionadas con contabilidad, control interno y auditoría que afecten al Grupo. El canal está disponible, para empleados y terceros, mediante las correspondientes aplicaciones informáticas en la página web corporativa y en el portal interno.

- **Programas de formación y actualización periódica para el personal involucrado en la preparación y revisión de la información financiera, así como en la evaluación del SCIIF, que cubran al menos, normas contables, auditoría, control interno y gestión de riesgos.**

La formación en Repsol está orientada a desarrollar las capacidades profesionales necesarias para un desempeño efectivo de las funciones encomendadas, complementadas con otras que propician y apoyan la progresión profesional de las personas. Se sustenta sobre iniciativas dirigidas a estructurar el conocimiento, desarrollar las habilidades y fomentar el compromiso de las personas de la Organización con los planes, la cultura y los valores de compañía a lo largo de toda la carrera profesional.

Para ello, la Compañía dispone de un amplio catálogo de actividades formativas que abarcan desde temas técnicos, que se organizan específicamente para determinados colectivos, a otras de carácter transversal, de tipo gerencial, de concienciación en Seguridad, etc.

A través de la colaboración entre el Centro Superior de Formación de Repsol y cada una de las unidades del Grupo, Repsol vela por asegurar la adquisición y actualización de conocimientos fundamentales para el desempeño de la función Económico Administrativa, Gestión de riesgo y Auditoría y Control Interno. Para ello, se elabora un planificación de las necesidades formativas a cubrir tanto a corto como a largo plazo y se diseña el plan anual correspondiente, identificando y prestando atención no sólo a la acción formativa más ajustada a cada colectivo, sino también facilitando el seguimiento del grado de cumplimiento de asistencia y de la calidad de la formación impartida a cada empleado.

Para dar respuesta a estas necesidades se utilizan tanto recursos internos, con formaciones diseñadas e impartidas por personal propio con experiencia y referentes en su ámbito, como la contratación de firmas de prestigio seleccionadas bajo criterios de calidad y especialización, además de otros recursos como conferencias, charlas, foros, talleres y bibliotecas virtuales.

F.2 Evaluación de riesgos de la información financiera

Informe, al menos, de:

F.2.1. Cuáles son las principales características del proceso de identificación de riesgos, incluyendo los de error o fraude, en cuanto a:

- **Si el proceso existe y está documentado.**
- **Si el proceso cubre la totalidad de objetivos de la información financiera, (existencia y ocurrencia; integridad; valoración; presentación, desglose y comparabilidad; y derechos y obligaciones), si se actualiza y con qué frecuencia.**
- **La existencia de un proceso de identificación del perímetro de consolidación, teniendo en cuenta, entre otros aspectos, la posible existencia de estructuras societarias complejas, entidades instrumentales o de propósito especial.**
- **Si el proceso tiene en cuenta los efectos de otras tipologías de riesgos (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales, medioambientales, etc.) en la medida que afecten a los estados financieros.**
- **Qué órgano de gobierno de la entidad supervisa el proceso.**

El Grupo dispone de un modelo de control interno sobre la información financiera (SCIIF) que permite atender los requerimientos establecidos por la Ley 24/1988, de 28 de julio del Mercado de Valores, modificada por la Ley 2/2011, de 4 de marzo de Economía Sostenible, la Orden ECC/461/2013, de 20 de marzo, por la que se determinan el contenido y la estructura del informe anual de gobierno corporativo y la Circular 5/2013, de 12 de junio, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, que establece los modelos de informe anual de gobierno corporativo de las sociedades anónimas cotizadas.

El modelo está desarrollado a partir del marco metodológico de COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*) recogido en su informe Internal Control-Integrated Framework (1992), cuyo objetivo es contribuir a que las transacciones realizadas se registren fielmente, de conformidad con el marco contable correspondiente, proporcionando una seguridad razonable en relación a la prevención o detección de errores que pudieran tener un impacto significativo en la información contenida en las cuentas anuales consolidadas. Este modelo de control interno sobre la información financiera se encuentra articulado a través de un proceso integrado que consta de cinco componentes:

1. La existencia de un adecuado **entorno de control.**

2. La identificación, análisis y **evaluación de riesgos**

3. La definición e implantación de **actividades de control** que mitiguen los riesgos identificados.

4. La **información y comunicación**, que permita conocer y asumir las distintas responsabilidades en materia de control.

5. La **supervisión del funcionamiento del sistema**, con objeto de evaluar su diseño, la calidad de su rendimiento, su adaptación, implantación y efectividad.

La identificación de los principales riesgos que pudieran afectar, a los objetivos de la información financiera relacionados con la existencia y ocurrencia de las operaciones, derechos y obligaciones, la integridad, valoración y presentación de los mismos, así como a su desglose y comparabilidad, y por tanto que pudieran generar un impacto significativo en la fiabilidad de la información financiera, se lleva a cabo mediante la elaboración de un inventario de riesgos de reporte financiero clasificados en las siguientes categorías:

- Definición del entorno general de control.
- Seguimiento de cambios regulatorios.
- Realización de estimaciones y cálculos subjetivos.
- Identificación y registro de transacciones de negocio.
- Elaboración de estados financieros consolidados.
- Reporte de la información financiera.

Este inventario cubre los principales riesgos asociados al proceso de elaboración de los estados financieros, tanto individuales como consolidados, así como aquellos otros de distinta tipología (operativos, financieros, de cumplimiento fiscal, laboral, regulatorio, etc.) en la medida en la que los mismos puedan impactar en la información financiera.

Cada una de las categorías de riesgo antes mencionadas, está a su vez integrada por uno o varios riesgos específicos, los cuales se asocian a los correspondientes epígrafes de los estados financieros, a los respectivos procesos y a las diferentes sociedades del Grupo alcanzadas en el Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera. En este sentido, tal y como se recoge en el apartado F.3.1, se dispone de un proceso que permite la identificación, determinación y actualización periódica trimestral del inventario de sociedades que integran el Grupo Repsol, a partir del cual se determina el perímetro de consolidación.

Para todos y cada uno de estos riesgos también se analiza de forma específica el factor de fraude de reporte financiero por tratarse de un elemento relevante en el diseño, implantación y evaluación del modelo de control interno. Dicho análisis se desarrolla teniendo en cuenta, principalmente, las referencias que, en relación a la

consideración del factor del fraude en la evaluación de riesgos, se contemplan en el marco metodológico de COSO, ("Assesses Fraud Risk" Principle 8) y en el marco de la AICPA (*American Institute of Certified Public Accountants*) en su documento "*Consideration of Fraud in a Financial Statement Audit*", Section 316 (Standard Auditing Statement 99).

Por último, para todos y cada uno de los riesgos de reporte financiero, se establece cuál es la valoración del impacto que el mismo podría causar así como su probabilidad de ocurrencia. Como resultado de ambas magnitudes se determina la severidad de cada uno de los riesgos.

El inventario de riesgos se revisa con periodicidad anual de conformidad con el proceso de gestión integrada de riesgos del Grupo Repsol tal y como se indica en el apartado E.1. del Informe Anual de Gobierno Corporativo.

F.3 Actividades de control

Informe, señalando sus principales características, si dispone al menos de:

F.3.1. Procedimientos de revisión y autorización de la información financiera y la descripción del SCIIF, a publicar en los mercados de valores, indicando sus responsables, así como de documentación descriptiva de los flujos de actividades y controles (incluyendo los relativos a riesgo de fraude) de los distintos tipos de transacciones que puedan afectar de modo material a los estados financieros, incluyendo el procedimiento de cierre contable y la revisión específica de los juicios, estimaciones, valoraciones y proyecciones relevantes.

El Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) está totalmente integrado en la organización mediante el establecimiento de un esquema de roles y responsabilidades para los distintos órganos y funciones, que se encuentran debidamente aprobados y difundidos dentro del Grupo. Adicionalmente a lo descrito en el apartado F.1.1 en relación a los procesos de revisión y autorización de la información financiera realizados por el Consejo de Administración y la Comisión de Auditoría y Control, seguidamente se detallan aquellos otros, que en esta materia son desempeñados por otros órganos de gobierno y unidades organizativas del Grupo:

Presidente Ejecutivo y Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo.

Al cierre del ejercicio, todos los dueños de los controles que integran el SCIIF, emiten un certificado relativo a la vigencia y efectividad de los procesos y controles bajo su ámbito de responsabilidad. Se trata de una certificación anual, que a través de un proceso ascendente a lo largo de la estructura organizativa, concluye con la certificación del Presidente Ejecutivo y del Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo.

Comité Interno de Transparencia:

El Comité Interno de Transparencia tiene por objeto impulsar y reforzar las políticas que sean precisas para que la información que se comunica a los accionistas, a los mercados y a los entes reguladores, sea veraz y completa, represente adecuadamente la situación financiera así como el resultado de las operaciones y sea comunicada cumpliendo los plazos y demás requisitos establecidos en las normas aplicables y principios generales de funcionamiento de los mercados y de buen gobierno que la Sociedad tiene asumidos, configurándose como un órgano de apoyo al Presidente Ejecutivo y al Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo.

De acuerdo con el Reglamento del Comité Interno de Transparencia, éste tiene asignadas, entre otras, las siguientes funciones:

- Supervisar el establecimiento y mantenimiento de los procedimientos relativos a la elaboración de la información que la Sociedad debe comunicar públicamente conforme a las normas que le son de aplicación o que, en general, comunique a los mercados, así como de los controles y procedimientos dirigidos a asegurar que (i) dicha información es registrada, procesada, resumida y comunicada fiel y puntualmente, así como que (ii) dicha información es recopilada y comunicada a la Alta Dirección, incluyendo al Presidente Ejecutivo y al Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo , de forma que permita decidir anticipadamente sobre la información comunicada públicamente, proponiendo cuantas mejoras considere oportunas.

- Revisar y valorar la corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad de la información contenida en los documentos que deban presentarse públicamente, y en especial, de las comunicaciones que deban hacerse ante los entes reguladores y agentes de los mercados de valores en los que cotizan sus acciones.

El Comité Interno de Transparencia está formado por los responsables de las unidades encargadas de las funciones económico y fiscal, servicios jurídicos, comunicación, estrategia, auditoría y control, relaciones con inversores, gobierno corporativo, control de reservas, planificación y control de gestión, personas y organización y de los negocios.

Unidades de Negocio y Áreas Corporativas identificadas como "dueños de los controles":

Dentro del Grupo, las distintas Unidades de Negocio y Áreas Corporativas identificadas como "dueños de los controles" son las responsables de asegurar el adecuado diseño y vigencia de los procesos, así como la vigencia, ejecución y adecuado funcionamiento de los controles, asociados a los mismos. Entre tales Unidades se detallan a continuación las que tienen un papel especialmente relevante en el desarrollo, mantenimiento y funcionamiento del SCIIF:

- La Unidad que elabora los estados financieros y el reporte económico financiero correspondiente y define el inventario de controles y procesos del SCIIF requeridos para garantizar la fiabilidad de la información financiera, en coordinación con la Dirección Corporativa de Auditoría y Control, como resultado del proceso de definición y evaluación del SCIIF del Grupo.

- La Unidad que asegura el cumplimiento de las obligaciones fiscales, del asesoramiento de carácter tributario, del seguimiento, de la evaluación e implantación de los cambios normativos, de la identificación, control, seguimiento y evaluación de los riesgos fiscales, de la gestión de conflictos y controversias de naturaleza fiscal y de la elaboración de la información fiscal para los estados financieros. Asimismo, de conformidad con el Código de Buenas Prácticas Tributarias, informa anualmente a la Comisión de Auditoría y Control sobre las políticas fiscales aplicadas por la Compañía.

- La Unidad que efectúa el seguimiento, análisis, revisión e interpretación de la normativa contable contenida en los diferentes marcos regulatorios que son de aplicación al Grupo.

- La Unidad que asegura la continuidad y el desarrollo de los planes de negocio, garantizando la utilización eficiente de los recursos financieros, la optimización de los resultados financieros y un adecuado seguimiento y control de los riesgos financieros, de mercado y de crédito.

- La Unidad que define el Plan Anual de Formación, establece las directrices y criterios que rigen el desarrollo del marco normativo y establece las pautas para la definición de la estructura organizativa y dimensionamiento del Grupo.

- La Unidad que asegura que las estimaciones de las reservas de hidrocarburos del Grupo se ajustan a la normativa emitida por los diversos mercados de valores en donde cotiza la Compañía, realiza las auditorías internas de reservas, coordina las certificaciones de los auditores externos de reservas y evalúa los controles de calidad relativos a la información de reservas, realizando las oportunas sugerencias, dentro de un proceso de mejora continua y aplicación de las mejores prácticas.

- Las Unidades responsables de la función jurídica en el Grupo que proporcionan el asesoramiento en derecho y la dirección y defensa legal de ésta en toda clase de procesos o asuntos contenciosos, proporcionando soporte jurídico a las actuaciones, derechos y expectativas del Grupo, con la finalidad de dotarlos de eficacia y seguridad jurídica, y de minimizar posibles riesgos legales.

Actividades y Controles

La documentación que integra el SCIIF está constituida, básicamente, por los siguientes elementos:

- Normativa interna corporativa.
- Manual de Control Interno sobre la Información Financiera.
- Mapa de riesgos de reporte financiero.
- Modelo de alcances.
- Flujogramas de los procesos alcanzados por el SCIIF.
- Inventario de controles identificados en los distintos procesos.
- Resultados de las pruebas de diseño y de funcionamiento de los controles.
- Certificaciones de la vigencia y efectividad emitidas para cada ejercicio.

A partir del inventario de riesgos establecido se procede al diseño e implantación de actividades de control, relacionadas con las políticas y procedimientos existentes, que tienen por objeto mitigar los riesgos identificados y que están orientadas a la prevención y detección de errores y situaciones de fraude.

Para ello, una vez realizada la identificación y posterior inventario de los riesgos de reporte financiero se establece el modelo de alcances del sistema de control interno sobre la información financiera, con objeto de determinar los epígrafes de los estados financieros afectados, así como las sociedades y procesos relevantes alcanzados. Este proceso se realiza teniendo en cuenta tanto criterios de índole cualitativa como cuantitativa.

Para la identificación, determinación y actualización del perímetro de consolidación para la elaboración de los estados financieros consolidados, existe un proceso, en el que se han definido los correspondientes controles para la identificación y seguimiento de los cambios en las participaciones accionariales en las sociedades del Grupo, que establece las sociedades que integran el perímetro de consolidación y define los criterios contables para su adecuada clasificación, registro y presentación, velando por la integridad, fiabilidad y validez de la información financiera.

En la determinación de las sociedades alcanzadas en el SCIIF del Grupo se tienen en cuenta aquellas en las que se ejerce, directa o indirectamente el control, entendido como la capacidad de dirigir las políticas operativas y financieras para obtener beneficios de las actividades. Por tanto no se incluyen en el modelo los controles sobre los procesos relevantes de aquellas sociedades en las que existe ***control conjunto***, ya que las decisiones estratégicas de las actividades, tanto operativas como financieras, requieren el consentimiento unánime de las partes que están compartiendo el control, y por lo tanto no se tiene la facultad exclusiva de implantar un sistema de control propio, de modificar los controles que pudiesen existir en dichas sociedades, ni de evaluar la efectividad de los mismos. Sí se incluyen, no obstante, aquellos controles orientados a velar por la homogeneidad, validez y fiabilidad de la información financiera facilitada por las sociedades de control conjunto para su incorporación a los estados financieros consolidados.

La relación de sociedades controladas conjuntamente más significativas en las que el Grupo participa a 31 de diciembre de 2013, así como su aportación a las principales magnitudes consolidadas se detalla en la nota 24 "Negocios conjuntos" de las Cuentas Anuales consolidadas.

A continuación se desglosan los importes agregados del Balance de situación y de la cuenta de pérdidas y ganancias aportados por las participaciones del Grupo Repsol en entidades de control conjunto a 31 de diciembre de 2013:

	31 de diciembre de 2013 (millones de euros)	
	Entidades de control conjunto	Total Grupo
Activo corriente	7.738	22.504
Activo no corriente	15.352	42.582
Pasivo corriente	4.149	14.819
Pasivo no corriente	8.372	22.347
Ingresos de explotación	9.783	56.298
Gastos de explotación	(8.166)	(53.727)
Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones	808	879

El modelo del SCIIF está estructurado en ciclos y éstos se definen como el conjunto de flujos de transacciones para los que se sistematiza y documenta su operativa. Se identifican ciclos transaccionales de negocio para cada una de las sociedades relevantes y ciclos transversales que operan de forma idéntica para todas las sociedades alcanzadas. El conjunto de todos estos ciclos cubre la totalidad de los procesos establecidos para la elaboración, revisión y posterior divulgación de la información financiera del Grupo. Cada ciclo se compone a su vez de procesos a los que se les asigna un grado de criticidad y un conjunto de objetivos de control con el propósito de mitigar los riesgos asociados a los errores potenciales relacionados con la identificación, registro, valoración, presentación y desglose de las transacciones en el proceso de elaboración de la información financiera. A partir de esta asignación se identifican los controles que cubrirán los riesgos del proceso.

En el SCIIF se distingue la siguiente tipología de controles:

- Controles implementados a nivel de ciclo, proceso y sociedad, establecidos para garantizar la consecución de los objetivos de control de cada proceso.

- Controles implementados a nivel global para todo el Grupo, entre los que se encuentran aquellos controles que apuntan a los riesgos relacionados con el entorno de control de la entidad, los sistemas de información y otros procesos

que operan a nivel transversal para todas las sociedades gestionadas por el Grupo.

El proceso de elaboración de la información financiera requiere realizar suposiciones y estimaciones que pueden afectar al importe de los activos y pasivos registrados, a la presentación de activos y pasivos contingentes, así como a los gastos e ingresos reconocidos. Estas estimaciones pueden verse afectadas, entre otras causas, por cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocios y financieras.

En este sentido, el Grupo dispone de una metodología orientada a identificar áreas responsables y a establecer criterios homogéneos en materia de estimaciones y valoraciones en los procesos considerados relevantes para la elaboración de información financiera, en concreto las relativas a la determinación de las reservas de crudo y de gas , las provisiones por litigios y otras contingencias, el cómputo del impuesto sobre beneficios y activos y pasivos por impuestos diferidos, el test de recuperación del valor de los activos y la valoración de los instrumentos financieros. Los resultados de estas estimaciones son reportados a los órganos de Dirección y Administración del Grupo.

La Alta Dirección del Grupo de forma regular es informada de cualquier asunto ocurrido que afecte a la marcha de los negocios y que pudiera tener un efecto relevante en los estados financieros del Grupo. Asimismo periódicamente monitoriza las principales variables de entorno que tienen o pueden tener un impacto, directo o a través de estimaciones y valoraciones, en la cuantificación de activos, pasivos, ingresos o gastos del Grupo.

F.3.2. Políticas y procedimientos de control interno sobre los sistemas de información (entre otras, sobre seguridad de acceso, control de cambios, operación de los mismos, continuidad operativa y segregación de funciones) que soporten los procesos relevantes de la entidad en relación a la elaboración y publicación de la información financiera.

El Grupo Repsol dispone de un cuerpo normativo específico en su área de Sistemas de Información, basado en el estándar internacional ISO 27001, mediante el que se establecen los principios generales de actuación para los diferentes procesos de dicha área.

Considerando que los flujos de transacciones del Grupo se realizan fundamentalmente mediante los sistemas de información, se han establecido unos controles generales de ordenador que garantizan razonablemente la confiabilidad, integridad, disponibilidad y confidencialidad de la información contenida en las aplicaciones relevantes para el reporte financiero. Los sistemas vinculados al proceso de elaboración de la información financiera se ajustan a los estándares de seguridad establecidos en el cuerpo normativo y son auditados para verificar el adecuado funcionamiento de los controles generales de ordenador.

Estos controles generales de ordenador agrupados en las áreas de: seguridad de acceso, ciclo de vida de desarrollo de sistemas y aseguramiento de las operaciones, permiten garantizar la consecución de diversos objetivos de control dentro de la evaluación de SCIIF ya que presentan las siguientes características:

- Contribuyen a asegurar la precisión, exactitud y validez de las transacciones ejecutadas en las aplicaciones, ya que se encuentran integrados en la lógica de estas, con el objetivo de prevenir y/o detectar transacciones no autorizadas.

- Se aplican a las interfaces con otros sistemas con el objetivo de comprobar que las entradas de información son completas y precisas, y las salidas correctas.

El alcance de los controles generales de ordenador cubre las aplicaciones alcanzadas y los elementos de infraestructura que dan servicio a dichas aplicaciones (por ej. plataformas técnicas, servidores, bases de datos, centros de proceso de datos, etc.).

El Grupo Repsol ha desarrollado un modelo de segregación de funciones en los sistemas con el objeto de prevenir y reducir el riesgo de errores (intencionados o no), y en especial el factor del fraude en el proceso de reporte de la información financiera.

Se han definido e implantado matrices de incompatibilidades en las aplicaciones que soportan los procesos relevantes alcanzados por el SCIIF, permitiendo monitorizar de forma continua los conflictos y detectar los supuestos en los que las funciones no se ejecuten de acuerdo a los perfiles definidos

F.3.3. Políticas y procedimientos de control interno destinados a supervisar la gestión de las actividades subcontratadas a terceros, así como de aquellos aspectos de evaluación, cálculo o valoración encomendados a expertos independientes, que puedan afectar de modo material a los estados financieros.

El Grupo Repsol, dentro de los controles generales de ordenador indicados en el apartado F.3.2. anterior, cuenta con un control específico para responder a esta cuestión. Dicho control tiene como finalidad “ampliar” el modelo de control del Grupo a todos aquellos proveedores que tengan subcontratados servicios que traten información incluida en el modelo SCIIF.

De acuerdo con este control el área de Sistemas de Información del Grupo ha de realizar un seguimiento de los servicios contratados a terceros, siguiendo las directrices marcadas en los controles generales de ordenador, y todo ello para garantizar razonablemente que los proveedores del servicio dispongan de un entorno similar al existente en el Grupo Repsol o, en su caso, otro alternativo que

permita cumplir con los estándares internacionales en los que se basan dichos modelos de control.

En relación a los aspectos relativos a la evaluación, cálculo o valoración encomendados a expertos independientes que puedan afectar de modo material a la información financiera, la Unidad de Control de Reservas revisa la valoración sobre las estimaciones de las reservas elaboradas por las unidades operativas dependientes del Grupo, mediante auditorías contratadas a firmas externas. Los aspectos significativos identificados en estas auditorías sirven de base para la determinación de las reservas, según el Manual de Reservas del Grupo, siendo presentados al Comité de Dirección y a la Comisión de Auditoría y Control.

F.4 Información y comunicación

Informe, señalando sus principales características, si dispone al menos de:

F.4.1. Una función específica encargada de definir, mantener actualizadas las políticas contables (área o departamento de políticas contables) y resolver dudas o conflictos derivados de su interpretación, manteniendo una comunicación fluida con los responsables de las operaciones en la organización, así como un manual de políticas contables actualizado y comunicado a las unidades a través de las que opera la entidad.

El Grupo cuenta con una Unidad responsable de efectuar el seguimiento, análisis y revisión de la normativa contable contenida en los diferentes marcos regulatorios que aplican en la elaboración de los estados financieros consolidados, analizando y resolviendo las consultas sobre la interpretación y adecuada aplicación de la misma. Las novedades en materia de normativa y técnica contable, así como los resultados de los distintos análisis realizados, son comunicados formalmente a las unidades organizativas implicadas en la elaboración de la información financiera.

En los manuales de criterios contables se establecen las normas, políticas y criterios contables adoptados por el Grupo. Dichos manuales se revisan y actualizan con periodicidad semestral y siempre que se produce un cambio relevante en el marco normativo. Los manuales se difunden a toda la organización a través de la red interna de comunicación.

F.4.2. Mecanismos de captura y preparación de la información financiera con formatos homogéneos, de aplicación y utilización por todas las unidades de la entidad o del grupo, que soporten los estados financieros principales y las notas, así como la información que se detalle sobre el SCIIF.

El Grupo dispone de sistemas de información integrados, tanto para el registro contable de las transacciones como para la elaboración de los estados financieros individuales y consolidados. Asimismo, cuenta con procesos de codificación y

parametrización centralizados que, junto con los manuales de criterios contables, permiten asegurar la integridad y homogeneidad de la información. Por último, existen también herramientas destinadas al tratamiento de la información en lo relativo a la obtención y elaboración de los desgloses de información contenidos en las notas de las cuentas anuales. Los sistemas vinculados al proceso de elaboración y reporte de la información financiera se ajustan a los estándares de seguridad establecidos por los controles generales de ordenador definidos para los sistemas de información. (Ver apartado F.3.2)

F.5 Supervisión del funcionamiento del sistema

Informe, señalando sus principales características, al menos de:

F.5.1. Las actividades de supervisión del SCIIF realizadas por el comité de auditoría así como si la entidad cuenta con una función de auditoría interna que tenga entre sus competencias la de apoyo al comité en su labor de supervisión del sistema de control interno, incluyendo el SCIIF. Asimismo se informará del alcance de la evaluación del SCIIF realizada en el ejercicio y del procedimiento por el cual el encargado de ejecutar la evaluación comunica sus resultados, si la entidad cuenta con un plan de acción que detalle las eventuales medidas correctoras, y si se ha considerado su impacto en la información financiera.

Conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo, la Comisión de Auditoría y Control se encarga de supervisar el proceso de elaboración y presentación así como la integridad de la información financiera regulada relativa a la Sociedad y al Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables, así como de revisar periódicamente la eficacia de los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

La Comisión de Auditoría y Control analiza y aprueba, en su caso, la planificación anual de auditoría interna, así como otros planes adicionales ocasionales o específicos que tuvieran que llevarse a cabo como consecuencia de cambios regulatorios o necesidades de las actividades del Grupo.

La planificación anual de auditoría interna está orientada a evaluar y supervisar el correcto funcionamiento y adecuación de los sistemas de control establecidos, y asegurar que permiten la identificación, gestión y /o mitigación de los riesgos, de naturaleza operativa, patrimonial y reputacional del Grupo.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control depende de la Comisión de Auditoría y Control y ejerce la función de auditoría y control conforme a estándares internacionales alineados con las mejores prácticas del mercado, así como a los requerimientos de los diferentes marcos regulatorios que resultan de aplicación en los países donde el Grupo Repsol realiza negocios y actividades. Con el fin de asegurar la calidad en el ejercicio de la función, dispone de un “Plan de Aseguramiento y

mejora de la calidad", que se evalúa periódicamente, y de cuyos resultados es informada la Comisión de Auditoría y Control.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control es la encargada de evaluar la razonabilidad y suficiencia del diseño y del funcionamiento de los Sistemas de Control Interno y Gestión de Riesgos en el Grupo, contribuyendo a su mejora y abarcando los siguientes objetivos de control:

- Que los riesgos que pueden afectar a la organización se encuentran identificados, medidos, priorizados y controlados adecuadamente.
- Que las operaciones se realizan con criterios de eficacia y eficiencia.
- Que las operaciones se realizan de acuerdo con las leyes, regulaciones y contratos aplicables, así como con las políticas, normas o procedimientos vigentes.
- Que los activos están adecuadamente protegidos y se controlan razonablemente.
- Que la información financiera, de gestión y operativa más significativa se elabora y reporta de forma adecuada.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control apoya la labor de supervisión sobre el Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) realizada por el Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control y el Comité Interno de Transparencia.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control informa a la Comisión de Auditoría y Control de las conclusiones de los trabajos realizados, así como de las medidas correctoras propuestas y del grado de cumplimiento de las mismas, siendo esta Dirección un apoyo para conocer las irregularidades, anomalías e incumplimientos, siempre que fueran relevantes, de las unidades auditadas, dando cuenta al Consejo de Administración de los casos que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control comunica a los dueños de los controles cualquier debilidad o incidencia detectada en el proceso de actualización y evaluación del SCIIF.

Finalizado el cierre del ejercicio, la Dirección Corporativa de Auditoría y Control informa al Comité Interno de Transparencia, a la Comisión de Auditoría y Control y al Consejo de Administración sobre los resultados de la evaluación del SCIIF así como de las deficiencias detectadas en el curso de la evaluación de la efectividad del SCIIF.

La Dirección del Grupo ha realizado su evaluación sobre la efectividad del SCIIF correspondiente al ejercicio 2013, no habiéndose detectado deficiencias significativas, concluyendo que el mismo es efectivo basándose en los criterios establecidos por COSO.

F.5.2. Si cuenta con un procedimiento de discusión mediante el cual, el auditor de cuentas (de acuerdo con lo establecido en las NTA), la función de auditoría

interna y otros expertos puedan comunicar a la alta dirección y al comité de auditoría o administradores de la entidad las debilidades significativas de control interno identificadas durante los procesos de revisión de las cuentas anuales o aquellos otros que les hayan sido encomendados. Asimismo, informará de si dispone de un plan de acción que trate de corregir o mitigar las debilidades observadas.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control como ha quedado reflejado en el punto F.5.1, informa a la Comisión de Auditoría y Control de las conclusiones de los trabajos realizados, así como de las medidas correctoras propuestas y del grado de cumplimiento de las mismas.

La Comisión de Auditoría y Control tiene entre sus cometidos establecer las oportunas relaciones con el Auditor Externo para recibir regularmente información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, así como sobre cualesquiera otras cuestiones relacionadas con el proceso de auditoría de cuentas y su normativa correspondiente. Asimismo verifica que el equipo Directivo tiene en cuenta las recomendaciones del Auditor Externo.

Adicionalmente, la Comisión de Auditoría y Control requiere periódicamente al Auditor Externo, como mínimo una vez al año, una valoración de la calidad de los procedimientos y sistemas de control interno y discute con él las debilidades significativas que se hubiesen detectado en el desarrollo de la auditoría y le solicita una opinión sobre la efectividad del SCIIF.

F.6 Otra información relevante

F.7 Informe del auditor externo

Informe de:

F.7.1. Si la información del SCIIF remitida a los mercados ha sido sometida a revisión por el auditor externo, en cuyo caso la entidad debería incluir el informe correspondiente como anexo. En caso contrario, debería informar de sus motivos.

El Grupo ha sometido a revisión, por parte del Auditor Externo, la efectividad del Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF), en relación con la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol al 31 de diciembre de 2013.

G GRADO DE SEGUIMIENTO DE LAS RECOMENDACIONES DE GOBIERNO CORPORATIVO

Indique el grado de seguimiento de la sociedad respecto de las recomendaciones del Código Unificado de buen gobierno.

En el caso de que alguna recomendación no se siga o se siga parcialmente, se deberá incluir una explicación detallada de sus motivos de manera que los accionistas, los inversores y el mercado en general, cuenten con información suficiente para valorar el proceder de la sociedad. No serán aceptables explicaciones de carácter general.

1. **Que los Estatutos de las sociedades cotizadas no limiten el número máximo de votos que pueda emitir un mismo accionista, ni contengan otras restricciones que dificulten la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.**

   Ver epígrafes: A.10, B.1, B.2, C.1.23 y C.1.24

   Cumple [X] Explique [ ]

2. **Que cuando coticen la sociedad matriz y una sociedad dependiente ambas definan públicamente con precisión:**

   a) **Las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;**

   b) **Los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de interés que puedan presentarse.**

   Ver epígrafes: D.4 y D.7

   Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [X]

3. **Que, aunque no lo exijan de forma expresa las Leyes mercantiles, se sometan a la aprobación de la Junta General de Accionistas las operaciones que entrañen una modificación estructural de la sociedad y, en particular, las siguientes:**

   a) **La transformación de sociedades cotizadas en compañías holding, mediante "filialización" o incorporación a entidades dependientes de actividades esenciales desarrolladas hasta ese momento por la propia sociedad, incluso aunque ésta mantenga el pleno dominio de aquéllas;**

   b) **La adquisición o enajenación de activos operativos esenciales, cuando entrañe una modificación efectiva del objeto social;**

   c) **Las operaciones cuyo efecto sea equivalente al de la liquidación de la sociedad.**

   Ver epígrafe: B.6

   Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

4. **Que las propuestas detalladas de los acuerdos a adoptar en la Junta General, incluida**

la información a que se refiere la recomendación 27, se hagan públicas en el momento de la publicación del anuncio de la convocatoria de la Junta.

Cumple [X] Explique [ ]

5. **Que en la Junta General se voten separadamente aquellos asuntos que sean sustancialmente independientes, a fin de que los accionistas puedan ejercer de forma separada sus preferencias de voto. Y que dicha regla se aplique, en particular:**

   a) **Al nombramiento o ratificación de consejeros, que deberán votarse de forma individual;**

   b) **En el caso de modificaciones de Estatutos, a cada artículo o grupo de artículos que sean sustancialmente independientes.**

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

6. **Que las sociedades permitan fraccionar el voto a fin de que los intermediarios financieros que aparezcan legitimados como accionistas, pero actúen por cuenta de clientes distintos, puedan emitir sus votos conforme a las instrucciones de éstos.**

Cumple [X] Explique [ ]

7. **Que el Consejo desempeñe sus funciones con unidad de propósito e independencia de criterio, dispense el mismo trato a todos los accionistas y se guíe por el interés de la compañía, entendido como hacer máximo, de forma sostenida, el valor económico de la empresa.**

   Y que vele asimismo para que en sus relaciones con los grupos de interés (stakeholders) la empresa respete las leyes y reglamentos; cumpla de buena fe sus obligaciones y contratos; respete los usos y buenas prácticas de los sectores y territorios donde ejerza su actividad; y observe aquellos principios adicionales de responsabilidad social que hubiera aceptado voluntariamente.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

8. **Que el Consejo asuma, como núcleo de su misión, aprobar la estrategia de la compañía y la organización precisa para su puesta en práctica, así como supervisar y controlar que la Dirección cumple los objetivos marcados y respeta el objeto e interés social de la compañía. Y que, a tal fin, el Consejo en pleno se reserve la competencia de aprobar:**

   a) **Las políticas y estrategias generales de la sociedad, y en particular:**

      i) **El Plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales;**

      ii) **La política de inversiones y financiación;**

      iii) **La definición de la estructura del grupo de sociedades;**

iv) La política de gobierno corporativo;

v) La política de responsabilidad social corporativa;

vi) La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos;

vii) La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control.

viii) La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.

Ver epígrafes: C.1.14, C.1.16 y E.2

b) Las siguientes decisiones:

i) A propuesta del primer ejecutivo de la compañía, el nombramiento y eventual cese de los altos directivos, así como sus cláusulas de indemnización.

ii) La retribución de los consejeros, así como, en el caso de los ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones que deban respetar sus contratos.

iii) La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente.

iv) Las inversiones u operaciones de todo tipo que, por su elevada cuantía o especiales características, tengan carácter estratégico, salvo que su aprobación corresponda a la Junta General;

v) La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.

c) Las operaciones que la sociedad realice con consejeros, con accionistas significativos o representados en el Consejo, o con personas a ellos vinculados ("operaciones vinculadas").

Esa autorización del Consejo no se entenderá, sin embargo, precisa en aquellas operaciones vinculadas que cumplan simultáneamente las tres condiciones siguientes:

1ª. Que se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen en masa a muchos clientes;

2ª. Que se realicen a precios o tarifas establecidos con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicio del que se trate;

3ª. Que su cuantía no supere el 1% de los ingresos anuales de la sociedad.

Se recomienda que el Consejo apruebe las operaciones vinculadas previo informe favorable del Comité de Auditoría o, en su caso, de aquel otro al que se hubiera encomendado esa función; y que los consejeros a los que afecten, además de no ejercer ni delegar su derecho de voto, se ausenten de la sala de reuniones mientras el Consejo delibera y vota sobre ella.

Se recomienda que las competencias que aquí se atribuyen al Consejo lo sean con carácter indelegable, salvo las mencionadas en las letras b) y c), que podrán ser adoptadas por razones de urgencia por la Comisión Delegada, con posterior ratificación por el Consejo en pleno.

Ver epígrafes: D.1 y D.6

Cumple [ ] Cumple parcialmente [X] Explique [ ]

La sociedad cumple el contenido de la recomendación, excepto los apartados:

- a.iii) Dada la complejidad y el elevado número de empresas que integran el Grupo Repsol actualmente, no se ha considerado conveniente recoger expresamente en la normativa interna de la Sociedad el contenido de esta recomendación.

- b.i) El Reglamento del Consejo de Administración no reserva al pleno del Consejo el cese de los altos directivos por considerar que esa facultad debe quedar reservada al primer ejecutivo, por tratarse de puestos de su confianza y responsabilidad, sin perjuicio de que se informe al Consejo sobre esta materia. Asimismo, el Consejo de Administración se reserva la facultad de aprobar las cláusulas de garantía o de "blindaje" para casos de despido o cambios de control a favor de los Altos Directivos de la Sociedad, cuando sus condiciones superen las habituales de mercado.

9. Que el Consejo tenga la dimensión precisa para lograr un funcionamiento eficaz y participativo, lo que hace aconsejable que su tamaño no sea inferior a cinco ni superior a quince miembros.

Ver epígrafe: C.1.2

Cumple [ ] Explique [X]

La Junta General ha considerado conveniente para la compañía, tomando en consideración la estructura de su capital y la representación de éste en el órgano de administración de la Sociedad, la incorporación al mismo de personas del máximo prestigio profesional, procedentes de los sectores de auditoría, financiero-contable, industrial y mercado de valores, que pudieran incrementar la capacidad de decisión del órgano de administración y la riqueza de sus puntos de vista.

A tal efecto, el Consejo de Administración propuso a la Junta General de Accionistas de 31 de mayo de 2013, dentro de los límites máximo y mínimo establecidos en los Estatutos Sociales (9 a 16), establecer en 16 el número de Consejeros.

10. **Que los consejeros externos dominicales e independientes constituyan una amplia mayoría del Consejo y que el número de consejeros ejecutivos sea el mínimo necesario, teniendo en cuenta la complejidad del grupo societario y el porcentaje de participación de los consejeros ejecutivos en el capital de la sociedad.**

    Ver epígrafes: A.3 y C.1.3

    Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

11. **Que dentro de los consejeros externos, la relación entre el número de consejeros dominicales y el de independientes refleje la proporción existente entre el capital de la sociedad representado por los consejeros dominicales y el resto del capital.**

    Este criterio de proporcionalidad estricta podrá atenuarse, de forma que el peso de los dominicales sea mayor que el que correspondería al porcentaje total de capital que representen:

    1º En sociedades de elevada capitalización en las que sean escasas o nulas las participaciones accionariales que tengan legalmente la consideración de significativas, pero existan accionistas, con paquetes accionariales de elevado valor absoluto.

    2º Cuando se trate de sociedades en las que exista una pluralidad de accionistas representados en el Consejo, y no tengan vínculos entre sí.

    Ver epígrafes: A.2 , A.3 y C.1.3

    Cumple [X] Explique [ ]

12. **Que el número de consejeros independientes represente al menos un tercio del total de consejeros.**

    Ver epígrafe: C.1.3

    Cumple [X] Explique [ ]

13. **Que el carácter de cada consejero se explique por el Consejo ante la Junta General de Accionistas que deba efectuar o ratificar su nombramiento, y se confirme o, en su caso, revise anualmente en el Informe Anual de Gobierno Corporativo, previa verificación por la Comisión de Nombramientos. Y que en dicho Informe también se expliquen las razones por las cuales se haya nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial sea inferior al 5% del capital; y se expongan las razones por las que no se hubieran atendido, en su caso, peticiones formales de presencia en el Consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial sea igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales.**

    Ver epígrafes: C.1.3 y C.1.8

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

14. **Que cuando sea escaso o nulo el número de consejeras, el Consejo explique los motivos y las iniciativas adoptadas para corregir tal situación; y que, en particular, la Comisión de Nombramientos vele para que al proveerse nuevas vacantes:**

    a) **Los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras;**

    b) **La compañía busque deliberadamente, e incluya entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado.**

    Ver epígrafes: C.1.2, C.1.4, C.1.5, C.1.6, C.2.2 y C.2.4

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

15. **Que el Presidente, como responsable del eficaz funcionamiento del Consejo, se asegure de que los consejeros reciban con carácter previo información suficiente; estimule el debate y la participación activa de los consejeros durante las sesiones del Consejo, salvaguardando su libre toma de posición y expresión de opinión; y organice y coordine con los presidentes de las Comisiones relevantes la evaluación periódica del Consejo, así como, en su caso, la del Consejero Delegado o primer ejecutivo.**

    Ver epígrafe: C.1.19 y C.1.41

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

16. **Que, cuando el Presidente del Consejo sea también el primer ejecutivo de la sociedad, se faculte a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del Consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día; para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos; y para dirigir la evaluación por el Consejo de su Presidente.**

    Ver epígrafe: C.1.22

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

17. **Que el Secretario del Consejo, vele de forma especial para que las actuaciones del Consejo:**

    a) **Se ajusten a la letra y al espíritu de las Leyes y sus reglamentos, incluidos los aprobados por los organismos reguladores;**

    b) **Sean conformes con los Estatutos de la sociedad y con los Reglamentos de la Junta, del Consejo y demás que tenga la compañía;**

    c) **Tengan presentes las recomendaciones sobre buen gobierno contenidas en este Código Unificado que la compañía hubiera aceptado.**

Y que, para salvaguardar la independencia, imparcialidad y profesionalidad del Secretario, su nombramiento y cese sean informados por la Comisión de Nombramientos y aprobados por el pleno del Consejo; y que dicho procedimiento de nombramiento y cese conste en el Reglamento del Consejo.

Ver epígrafe: C.1.34

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

18. **Que el Consejo se reúna con la frecuencia precisa para desempeñar con eficacia sus funciones, siguiendo el programa de fechas y asuntos que establezca al inicio del ejercicio, pudiendo cada Consejero proponer otros puntos del orden del día inicialmente no previstos.**

Ver epígrafe: C.1.29

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

19. **Que las inasistencias de los consejeros se reduzcan a casos indispensables y se cuantifiquen en el Informe Anual de Gobierno Corporativo. Y que si la representación fuera imprescindible, se confiera con instrucciones**.

Ver epígrafes: C.1.28, C.1.29 y C.1.30

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

20. **Que cuando los consejeros o el Secretario manifiesten preocupaciones sobre alguna propuesta o, en el caso de los consejeros, sobre la marcha de la compañía y tales preocupaciones no queden resueltas en el Consejo, a petición de quien las hubiera manifestado se deje constancia de ellas en el acta.**

Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [X]

21. **Que el Consejo en pleno evalúe una vez al año:**

    a) **La calidad y eficiencia del funcionamiento del Consejo;**

    b) **Partiendo del informe que le eleve la Comisión de Nombramientos, el desempeño de sus funciones por el Presidente del Consejo y por el primer ejecutivo de la compañía;**

    c) **El funcionamiento de sus Comisiones, partiendo del informe que éstas le eleven.**

Ver epígrafe: C.1.19 y C.1.20

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

22. **Que todos los consejeros puedan hacer efectivo el derecho a recabar la información adicional que juzguen precisa sobre asuntos de la competencia del Consejo. Y que, salvo que los Estatutos o el Reglamento del Consejo establezcan otra cosa, dirijan su requerimiento al Presidente o al Secretario del Consejo.**

Ver epígrafe: C.1.41

Cumple [X] Explique [ ]

23. **Que todos los consejeros tengan derecho a obtener de la sociedad el asesoramiento preciso para el cumplimiento de sus funciones. Y que la sociedad arbitre los cauces adecuados para el ejercicio de este derecho, que en circunstancias especiales podrá incluir el asesoramiento externo con cargo a la empresa.**

Ver epígrafe: C.1.40

Cumple [X] Explique [ ]

24. **Que las sociedades establezcan un programa de orientación que proporcione a los nuevos consejeros un conocimiento rápido y suficiente de la empresa, así como de sus reglas de gobierno corporativo. Y que ofrezcan también a los consejeros programas de actualización de conocimientos cuando las circunstancias lo aconsejen.**

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

25. **Que las sociedades exijan que los consejeros dediquen a su función el tiempo y esfuerzo necesarios para desempeñarla con eficacia y, en consecuencia:**

    a) **Que los consejeros informen a la Comisión de Nombramientos de sus restantes obligaciones profesionales, por si pudieran interferir con la dedicación exigida;**

    b) **Que las sociedades establezcan reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros.**

Ver epígrafes: C.1.12, C.1.13 y C.1.17

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

26. **Que la propuesta de nombramiento o reelección de consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta General de Accionistas, así como su nombramiento provisional por cooptación, se aprueben por el Consejo:**

    a) **A propuesta de la Comisión de Nombramientos, en el caso de consejeros independientes.**

    b) **Previo informe de la Comisión de Nombramientos, en el caso de los restantes consejeros.**

Ver epígrafe: C.1.3

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

27. **Que las sociedades hagan pública a través de su página Web, y mantengan actualizada, la siguiente información sobre sus consejeros:**

    a) **Perfil profesional y biográfico;**

b) **Otros Consejos de administración a los que pertenezca, se trate o no de sociedades cotizadas;**

c) **Indicación de la categoría de consejero a la que pertenezca según corresponda, señalándose, en el caso de consejeros dominicales, el accionista al que representen o con quien tengan vínculos.**

d) **Fecha de su primer nombramiento como consejero en la sociedad, así como de los posteriores, y;**

e) **Acciones de la compañía, y opciones sobre ellas, de las que sea titular.**

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

28. **Que los consejeros dominicales presenten su dimisión cuando el accionista a quien representen venda íntegramente su participación accionarial. Y que también lo hagan, en el número que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus consejeros dominicales.**

Ver epígrafes: : A.2, A.3 y C.1.2

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

29. **Que el Consejo de Administración no proponga el cese de ningún consejero independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el consejero hubiera incumplido los deberes inherentes a su cargo o incurrido en algunas de las circunstancias que le hagan perder su condición de independiente, de acuerdo con lo establecido en la Orden ECC/461/2013.**

También podrá proponerse el cese de consejeros independientes de resultas de Ofertas Públicas de Adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que supongan un cambio en la estructura de capital de la sociedad cuando tales cambios en la estructura del Consejo vengan propiciados por el criterio de proporcionalidad señalado en la Recomendación 11.

Ver epígrafes: C.1.2, C.1.9, C.1.19 y C.1.27

Cumple [X] Explique [ ]

30. **Que las sociedades establezcan reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad y, en particular, les obliguen a informar al Consejo de las causas penales en las que aparezcan como imputados, así como de sus posteriores vicisitudes procesales.**

Que si un consejero resultara procesado o se dictara contra él auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en el artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital , el Consejo examine el caso tan pronto como sea posible y, a la

vista de sus circunstancias concretas, decida si procede o no que el consejero continúe en su cargo. Y que de todo ello el Consejo de cuenta, de forma razonada, en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Ver epígrafes: C.1.42 y C.1.43

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

31. **Que todos los consejeros expresen claramente su oposición cuando consideren que alguna propuesta de decisión sometida al Consejo puede ser contraria al interés social. Y que otro tanto hagan, de forma especial los independientes y demás consejeros a quienes no afecte el potencial conflicto de interés, cuando se trate de decisiones que puedan perjudicar a los accionistas no representados en el Consejo.**

    Y que cuando el Consejo adopte decisiones significativas o reiteradas sobre las que el consejero hubiera formulado serias reservas, éste saque las conclusiones que procedan y, si optara por dimitir, explique las razones en la carta a que se refiere la recomendación siguiente.

    Esta Recomendación alcanza también al Secretario del Consejo, aunque no tenga la condición de consejero.

Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [X]

32. **Que cuando, ya sea por dimisión o por otro motivo, un consejero cese en su cargo antes del término de su mandato, explique las razones en una carta que remitirá a todos los miembros del Consejo. Y que, sin perjuicio de que dicho cese se comunique como hecho relevante, del motivo del cese se dé cuenta en el Informe Anual de Gobierno Corporativo**.

    Ver epígrafe: C.1.9

Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [X]

33. **Que se circunscriban a los consejeros ejecutivos las remuneraciones mediante entrega de acciones de la sociedad o de sociedades del grupo, opciones sobre acciones o instrumentos referenciados al valor de la acción, retribuciones variables ligadas al rendimiento de la sociedad o sistemas de previsión.**

    Esta recomendación no alcanzará a la entrega de acciones, cuando se condicione a que los consejeros las mantengan hasta su cese como consejero.

Cumple [X] Explique [ ]

34. **Que la remuneración de los consejeros externos sea la necesaria para retribuir la dedicación, cualificación y responsabilidad que el cargo exija; pero no tan elevada como para comprometer su independencia.**

Cumple [X] Explique [ ]

35. **Que las remuneraciones relacionadas con los resultados de la sociedad tomen en cuenta las eventuales salvedades que consten en el informe del auditor externo y minoren dichos resultados.**

Cumple [X] Explique [ ] No aplicable [ ]

36. **Que en caso de retribuciones variables, las políticas retributivas incorporen límites y las cautelas técnicas precisas para asegurar que tales retribuciones guardan relación con el desempeño profesional de sus beneficiarios y no derivan simplemente de la evolución general de los mercados o del sector de actividad de la compañía o de otras circunstancias similares.**

Cumple [X] Explique [ ] No aplicable [ ]

37. **Que cuando exista Comisión Delegada o Ejecutiva (en adelante, "Comisión Delegada"), la estructura de participación de las diferentes categorías de consejeros sea similar a la del propio Consejo y su secretario sea el del Consejo.**

Ver epígrafes: C.2.1 y C.2.6

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

38. **Que el Consejo tenga siempre conocimiento de los asuntos tratados y de las decisiones adoptadas por la Comisión Delegada y que todos los miembros del Consejo reciban copia de las actas de las sesiones de la Comisión Delegada.**

Cumple [X] Explique [ ] No aplicable [ ]

39. **Que el Consejo de Administración constituya en su seno, además del Comité de Auditoría exigido por la Ley del Mercado de Valores, una Comisión, o dos Comisiones separadas, de Nombramientos y Retribuciones.**

Que las reglas de composición y funcionamiento del Comité de Auditoría y de la Comisión o comisiones de Nombramientos y Retribuciones figuren en el Reglamento del Consejo, e incluyan las siguientes:

a) **Que el Consejo designe los miembros de estas Comisiones, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los consejeros y los cometidos de cada Comisión; delibere sobre sus propuestas e informes; y ante él hayan de dar cuenta, en el primer pleno del Consejo posterior a sus reuniones, de su actividad y responder del trabajo realizado;**

b) **Que dichas Comisiones estén compuestas exclusivamente por consejeros externos, con un mínimo de tres. Lo anterior se entiende sin perjuicio de la asistencia de consejeros ejecutivos o altos directivos, cuando así lo acuerden de forma expresa los miembros de la Comisión**.

c) **Que sus Presidentes sean consejeros independientes.**

d) **Que puedan recabar asesoramiento externo, cuando lo consideren necesario para el desempeño de sus funciones.**

e) **Que de sus reuniones se levante acta, de la que se remitirá copia a todos los miembros del Consejo.**

Ver epígrafes: C.2.1 y C.2.4

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

40. **Que la supervisión del cumplimiento de los códigos internos de conducta y de las reglas de gobierno corporativo se atribuya a la Comisión de Auditoría, a la Comisión de Nombramientos, o, si existieran de forma separada, a las de Cumplimiento o Gobierno Corporativo.**

Ver epígrafes: C.2.3 y C.2.4

Cumple [X] Explique [ ]

41. **Que los miembros del Comité de Auditoría, y de forma especial su presidente, se designen teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos.**

Cumple [X] Explique [ ]

42. **Que las sociedades cotizadas dispongan de una función de auditoría interna que, bajo la supervisión del Comité de Auditoría, vele por el buen funcionamiento de los sistemas de información y control interno.**

Ver epígrafe: C.2.3

Cumple [X] Explique [ ]

43. **Que el responsable de la función de auditoría interna presente al Comité de Auditoría su plan anual de trabajo; le informe directamente de las incidencias que se presenten en su desarrollo; y le someta al final de cada ejercicio un informe de actividades.**

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

44. **Que la política de control y gestión de riesgos identifique al menos:**

a) **Los distintos tipos de riesgo (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales…) a los que se enfrenta la sociedad, incluyendo entre los financieros o económicos, los pasivos contingentes y otros riesgos fuera de balance;**

b) **La fijación del nivel de riesgo que la sociedad considere aceptable;**

c) **Las medidas previstas para mitigar el impacto de los riesgos identificados, en caso de que llegaran a materializarse;**

d) **Los sistemas de información y control interno que se utilizarán para controlar y gestionar los citados riesgos, incluidos los pasivos contingentes o riesgos fuera de**

balance.

Ver epígrafe: E

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

45. Que corresponda al Comité de Auditoría:

1º En relación con los sistemas de información y control interno:

a) Que los principales riesgos identificados como consecuencia de la supervisión de la eficacia del control interno de la sociedad y la auditoría interna, en su caso, se gestionen y den a conocer adecuadamente.

b) Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes.

c) Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado, anónima las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa.

2º En relación con el auditor externo:

a) Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones.

b) Asegurar la independencia del auditor externo y, a tal efecto:

i) Que la sociedad comunique como hecho relevante a la CNMV el cambio de auditor y lo acompañe de una declaración sobre la eventual existencia de desacuerdos con el auditor saliente y, si hubieran existido, de su contenido.

ii) Que en caso de renuncia del auditor externo examine las circunstancias que la hubieran motivado.

Ver epígrafes: C.1.36, C.2.3, C.2.4 y E.2

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

46. Que el Comité de Auditoría pueda convocar a cualquier empleado o directivo de la sociedad, e incluso disponer que comparezcan sin presencia de ningún otro directivo.

Cumple [X] Explique [ ]

47. Que el Comité de Auditoría informe al Consejo, con carácter previo a la adopción por éste de las correspondientes decisiones, sobre los siguientes asuntos señalados en la Recomendación 8:

a) **La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente. El Comité debiera asegurarse de que las cuentas intermedias se formulan con los mismos criterios contables que las anuales y, a tal fin, considerar la procedencia de una revisión limitada del auditor externo.**

b) **La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.**

c) **Las operaciones vinculadas, salvo que esa función de informe previo haya sido atribuida a otra Comisión de las de supervisión y control.**

Ver epígrafes: C.2.3 y C.2.4

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

48. **Que el Consejo de Administración procure presentar las cuentas a la Junta General sin reservas ni salvedades en el informe de auditoría y que, en los supuestos excepcionales en que existan, tanto el Presidente del Comité de Auditoría como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.**

Ver epígrafe: C.1.38

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

49. **Que la mayoría de los miembros de la Comisión de Nombramientos -o de Nombramientos y Retribuciones, si fueran una sola- sean consejeros independientes.**

Ver epígrafe: C .2.1

Cumple [X] Explique [ ] No aplicable [ ]

50. **Que correspondan a la Comisión de Nombramientos, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:**

a) **Evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo, definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.**

b) **Examinar u organizar, de la forma que se entienda adecuada, la sucesión del Presidente y del primer ejecutivo y, en su caso, hacer propuestas al Consejo, para que dicha sucesión se produzca de forma ordenada y bien planificada.**

c) **Informar los nombramientos y ceses de altos directivos que el primer ejecutivo proponga al Consejo.**

d) **Informar al Consejo sobre las cuestiones de diversidad de género señaladas en la**

Recomendación 14 de este Código.

Ver epígrafe: C.2.4

Cumple		Cumple parcialmente	X	Explique		No aplicable	

De acuerdo con lo referido anteriormente en la recomendación 8, se considera que la facultad de cesar a los altos directivos de la Sociedad debe estar reservada al primer ejecutivo, por tratarse de puestos de su confianza y responsabilidad.

51. **Que la Comisión de Nombramientos consulte al Presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos.**

Y que cualquier consejero pueda solicitar de la Comisión de Nombramientos que tome en consideración, por si los considerara idóneos, potenciales candidatos para cubrir vacantes de consejero.

Cumple	X	Cumple parcialmente		Explique		No aplicable	

52. **Que corresponda a la Comisión de Retribuciones, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:**

a) Proponer al Consejo de Administración:

i) La política de retribución de los consejeros y altos directivos;

ii) La retribución individual de los consejeros ejecutivos y las demás condiciones de sus contratos.

iii) Las condiciones básicas de los contratos de los altos directivos.

b) Velar por la observancia de la política retributiva establecida por la sociedad.

Ver epígrafes: C.2.4

Cumple	X	Cumple parcialmente		Explique		No aplicable	

53. **Que la Comisión de Retribuciones consulte al Presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos y altos directivos.**

Cumple	X	Explique		No aplicable	

H OTRAS INFORMACIONES DE INTERÉS

1. **Si existe algún aspecto relevante en materia de gobierno corporativo en la sociedad o en**

las entidades del grupo que no se haya recogido en el resto de apartados del presente informe, pero que sea necesario incluir para recoger una información más completa y razonada sobre la estructura y prácticas de gobierno en la entidad o su grupo, detállelos brevemente.

Se hace constar que los datos contenidos en este informe se refieren al ejercicio cerrado a 31 de diciembre 2013, salvo en aquellas cuestiones en las que específicamente se señale otra fecha de referencia.

1. Nota sobre el apartado A.1.

Con fecha 10 de enero de 2014, la Comisión Delegada del Consejo de Administración, en ejercicio de la delegación de facultades conferida al Consejo de Administración de Repsol, por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2013 bajo el punto séptimo del orden del día y conforme a la sustitución de dichas facultades efectuada por el Consejo de Administración a favor de esta Comisión Delegada en la indicada fecha, ha acordado proceder a completar y declarar cerrada la ejecución del aumento de capital social liberado de Repsol de forma que el capital social actual de la Compañía es de 1.324.516.020 euros, representado por 1.324.516.020 acciones y 1.324.516.020 derechos de voto.

2. Nota sobre el apartado A.2.

Los datos ofrecidos en este apartado recogen la información disponible para la Sociedad a 31 de diciembre de 2013 proveniente de la última información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Sociedad y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

Se hace notar que, Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A., de PMI Holdings B.V. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (*equity swaps*) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de un porcentaje de hasta el 9,34 % del capital social de la Compañía a fecha 31 de diciembre de 2013.

Por otro lado, se hace constar que de acuerdo con la última información disponible por la Sociedad, la titularidad de acciones y derechos de voto de los accionistas con participaciones significativas ha quedado de la siguiente manera:

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Derechos de voto indirectos		% sobre el total de derechos de voto
		Titular directo de la participación	Número de derechos de voto	
Sacyr , S.A.	0	Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.	122.208.433	9,23
CaixaBank, S.A.	156.594.317			11,82

Temasek Holdings (Private) Limited	0	Chembra Investments Pte. Ltd	82.949.191	6,26
Petróleos Mexicanos	0	Entidades financieras	67.969.767	9,30
		PMI Holdings BV	55.155.370	
		Pemex Internacional España, S.A.	1	

3. Nota sobre el apartado A.8

El porcentaje de autocartera a 31 de diciembre de 2013, del 0,11%, ha sido calculado considerando las acciones que fueron emitidas a consecuencia la ampliación de capital liberada, parte del programa de retribución al accionista Repsol Dividendo Flexible, que fue inscrita en el registro mercantil el 14 de enero de 2014, y que a efectos contables fue registrada en los estados financieros del Grupo con fecha 31 de diciembre de 2013. Como consecuencia de dicha ampliación, y a efectos de mencionado cálculo, el Grupo recibió la parte proporcional de acciones nuevas, correspondientes a las acciones mantenidas en autocartera antes de la ampliación.

4. Nota sobre el apartado A.10

En relación con las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social, la Disposición Adicional 11ª de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, en su redacción dada por el Real Decreto-Ley 4/2006, de 24 de febrero, establece que deberán someterse a autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía determinadas tomas de participación cuando se trate de sociedades que desarrollen actividades reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial.

A este respecto, la Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas (TJCE) de 28 de julio de 2008 ha señalado que España ha incumplido con las obligaciones que le incumben en virtud de los artículos 43 y 56 CE, al imponer el mencionado requerimiento de autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía.

5. Nota sobre el apartado C.1.15

El importe total indicado se corresponde, de acuerdo con las instrucciones de este Informe, con el importe declarado como remuneración total devengada según el cuadro c) "Resumen de remuneraciones" del apartado D.1. del Informe de Remuneraciones de los consejeros del Grupo Repsol.

Todos estos conceptos se incluyen individualizados para cada consejero en la Nota 33 de la Memoria consolidada del Grupo.

Por otra parte, los derechos acumulados a 31 de diciembre de 2013 por el Consejero Secretario General D. Luis Suárez de Lezo en materia de previsión asciende a 1.805 miles de euros, habiéndose dotado durante el ejercicio 2013 la cantidad de 203 miles de euros.

En relación con el Presidente Ejecutivo, D. Antonio Brufau, por Acuerdo del Consejo de Administración de fecha 27 de febrero de 2013, adoptado a petición del mismo, Repsol dejó

de realizar aportaciones a su sistema de previsión, para la cobertura de jubilación, a partir del 12 de marzo de 2013, extinguiendo con ello el compromiso que Repsol S.A. tenía asumido en materia de cobertura de su jubilación. El coste en el que ha incurrido la Compañía hasta el momento de extinción del compromiso correspondiente a 2013, incluyendo los correspondientes ingresos a cuenta, asciende a 494 miles de euros.

No existen otros compromisos por pensión con otros miembros del Consejo de Administración.

6. Nota sobre el apartado C.1.16

En el epígrafe de "Remuneración total alta dirección" se incluye:

a) Retribución fija y en especie de los miembros de la Alta Dirección durante el ejercicio 2013.
b) La retribución variable anual de los miembros de la Alta Dirección devengada durante 2013 y la plurianual correspondiente al Programa de Incentivos a Medio Plazo 2010-2013.
Por otra parte, los derechos acumulados para atender las obligaciones contraídas en materia de previsión con los actuales miembros de la Alta Dirección, ascienden a 19.038 miles de euros, de los cuales 1.768 miles de euros se han aportado en el ejercicio 2013.

7. Nota sobre el apartado D.2

Respecto a los compromisos adquiridos mencionados con Sacyr, S.A., Petróleos Mexicanos y Caixabank, S.A. se corresponden con el volumen de compromisos de compras vigentes a 31 de diciembre de 2013 neto de los compromisos de venta.

El dato de arrendamientos se refiere a aquellos en los que el Grupo actúa como arrendatario neto de aquellos que actúa como arrendador.

Adicionalmente a las operaciones con partes vinculadas mencionadas anteriormente, el Grupo posee a 31 de diciembre de 2013 otras operaciones por 1.124 millones de euros con el grupo "la Caixa", dentro de las cuales se incluyen inversiones y depósitos a corto plazo por 500 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de interés por 133 millones de euros.

8. Nota sobre el apartado D.4

Para las operaciones con partes vinculadas con entidades del Grupo establecidas en paraísos o territorios considerados como paraíso fiscal, se informa de todas aquellas operaciones que las sociedades del Grupo puedan haber efectuado con dichas sociedades por los importes correspondientes a las sociedades individuales, sin haber considerado eliminaciones de consolidación.

Se han considerado aquellas operaciones con sociedades del Grupo cuyo domicilio fiscal este establecido en alguno de los territorios la lista de paraísos fiscales data de 1991 (RD 1080/1991), excluyendo aquellos que, y de acuerdo a la dicha norma, exista un Convenio firmado para evitar la doble imposición o un Acuerdo para el intercambio de información.

2. **Dentro de este apartado, también podrá incluirse cualquier otra información, aclaración o matiz relacionado con los anteriores apartados del informe en la medida en que sean relevantes y no reiterativos. En concreto, se indicará si la sociedad está sometida a legislación diferente a la española en materia de gobierno corporativo y, en su caso,**

incluya aquella información que esté obligada a suministrar y sea distinta de la exigida en el presente informe.

3. **La sociedad también podrá indicar si se ha adherido voluntariamente a otros códigos de principios éticos o de buenas prácticas, internacionales, sectoriales o de otro ámbito. En su caso, se identificará el código en cuestión y la fecha de adhesión.**

   Repsol se encuentra adherida al Código de Buenas Prácticas Tributarias desde el 23 de septiembre de 2010, promovido por el Foro de Grandes Empresas y la Agencia Tributaria Española, y cumple las disposiciones contenidas en el mismo.

Este informe anual de gobierno corporativo ha sido aprobado por el Consejo de Administración de la sociedad, en su sesión de fecha 25 de febrero de 2014.

Indique si ha habido Consejeros que hayan votado en contra o se hayan abstenido en relación con la aprobación del presente Informe.

Sí [ ] No [X]

Nombre o denominación social del consejero que no ha votado a favor de la aprobación del presente informe	Motivos (en contra, abstención, no asistencia)	Explique los motivos

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla, Secretario del Consejo de Administración de Repsol, S.A.

Certifico: Que los 373 folios que preceden, reproducen fielmente las Cuentas Anuales Consolidadas de Repsol, S.A. y sus sociedades filiales correspondientes al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2013, incorporando datos sobre el ejercicio anterior, y el Informe de Gestión Consolidado, en los términos aprobados por el Consejo de Administración el día 25 de febrero de

2014, para su presentación a la Junta General, y se firman seguidamente en el presente folio por los miembros del Consejo de Administración en la fecha de aprobación por el mismo. Los miembros del Consejo de Administración de Repsol, S.A. declaran que, hasta donde alcanza su conocimiento, las Cuentas Anuales Consolidadas, correspondientes al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2013, formuladas en su reunión de 25 de febrero de 2014 y elaboradas con arreglo a los principios de contabilidad aplicables, ofrecen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de Repsol, S.A. y de las empresas comprendidas en la consolidación tomados en su conjunto, y que el Informe de Gestión Consolidado incluye un análisis fiel de la evolución y los resultados empresariales y de la posición de Repsol, S.A. y de las empresas comprendidas en la consolidación tomadas en su conjunto, junto con la descripción de los principales riesgos e incertidumbres a que se enfrentan.

D. Antonio Brufau Niubó *Presidente*	D. Isidro Fainé Casas *Vicepresidente*
D. Manuel Manrique Cecilia *Vicepresidente*	Dña. Paulina Beato Blanco *Consejera*
D. Artur Carulla Font *Consejero*	D. Luis Carlos Croissier Batista *Consejero*
D. Rene Dahan *Consejero*	D. Ángel Durández Adeva *Consejero*
D. Javier Echenique Landiribar *Consejero*	D. Mario Fernández Pelaz *Consejero*
D. María Isabel Gabarró Miquel *Consejera*	D. José Manuel Loureda Mantiñán *Consejero*
D. Juan María Nin Génova *Consejero*	Pemex Internacional España, S.A. *Consejero*
D. Henri Philippe Reichstul *Consejero*	D. Luis Suárez de Lezo Mantilla *Consejero y Secretario*

Diligencia que extiende el Secretario del Consejo de Administración para hacer constar que no estampan su firma en este documento D. Juan María Nin Génova, quien asistió a la reunión del Consejo de Administración de 25 de febrero de 2014 mediante videoconferencia, ni D. Isidro Fainé Casas, quien tuvo que ausentarse de la reunión. No obstante, figurará en el acta correspondiente el voto favorable tanto del Sr. Fainé (por delegación) como del Sr. Nin a la aprobación de las Cuentas Anuales Consolidadas e Informe de Gestión Consolidado de Repsol, S.A. y sus sociedades filiales y del Informe Financiero Anual correspondiente al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2013.

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla
Consejero y Secretario

Repsol, S.A.

Informe de Auditor Referido al
Sistema de Control Interno sobre
la Información Financiera

Deloitte, S.L.
Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1
Torre Picasso
28020 Madrid
España

Tel.: +34 915 14 50 00
Fax: +34 915 14 51 80
www.deloitte.es

INFORME DE AUDITOR REFERIDO AL SISTEMA DE CONTROL INTERNO SOBRE LA INFORMACION FINANCIERA (SCIIF)

Al Consejo de Administración de Repsol, S.A.:

Hemos examinado la información relativa al Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) de Repsol, S.A. y sociedades dependientes (el Grupo Repsol) contenida en la Nota F del Informe Anual de Gobierno Corporativo correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013 adjunta. Dicho examen incluye la evaluación de la efectividad del SCIIF en relación con la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol al 31 de diciembre de 2013, elaboradas conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo Repsol. El objetivo de dicho sistema es contribuir a que se registren fielmente, de acuerdo con el citado marco contable, las transacciones realizadas, y a proporcionar una seguridad razonable en relación a la prevención o detección de errores que pudieran tener un impacto material en las cuentas anuales consolidadas. Dicho sistema está basado en los criterios y políticas definidos por la Dirección del Grupo Repsol de acuerdo con las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control-Integrated Framework (1992).

Un sistema de control interno sobre la información financiera es un proceso diseñado para proporcionar una seguridad razonable sobre la fiabilidad de la información financiera, de acuerdo con los principios contables y normas que le son de aplicación. Un sistema de control interno sobre la información financiera incluye aquellas políticas y procedimientos que: (i) permiten el mantenimiento de una forma precisa, y a un razonable nivel de detalle, de los registros que reflejan las transacciones realizadas, (ii) garantizan que estas transacciones se realizan únicamente de acuerdo con las autorizaciones establecidas, (iii) proporcionan una seguridad razonable de que las transacciones se registran de una forma apropiada para permitir la preparación de la información financiera, de acuerdo con los principios y normas contables que le son de aplicación y (iv) proporcionan una seguridad razonable en relación con la prevención o detección a tiempo de adquisiciones, usos o ventas no autorizados de activos de la compañía que pudiesen tener un efecto material en la información financiera. Dadas las limitaciones inherentes a todo sistema de control interno sobre la información financiera, pueden producirse errores, irregularidades o fraudes que pueden no ser detectados. Igualmente, la proyección a períodos futuros de la evaluación del control interno está sujeta a riesgos, tales como que dicho control interno resulte inadecuado a consecuencia de cambios futuros en las condiciones aplicables, o que en el futuro se pueda reducir el nivel de cumplimiento de las políticas o procedimientos establecidos.

La Dirección del Grupo Repsol es responsable del mantenimiento del sistema de control interno sobre la información financiera incluida en las cuentas anuales consolidadas y de la evaluación de su efectividad. Nuestra responsabilidad se limita a expresar una opinión sobre su efectividad, basándonos en el trabajo que hemos realizado de acuerdo con los requisitos establecidos en la Norma ISAE 3000 Assurance Engagement Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information emitida por el International Auditing and Assurance Standards Board (IAASB) de la International Federation of Accountants (IFAC) para la emisión de informes de seguridad razonable.

Deloitte, S.L. Inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, tomo 13.650, sección 8ª, folio 188, hoja M-54414, inscripción 96ª. C.I.F.: B-79104469.
Domicilio social: Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1, Torre Picasso, 28020, Madrid.

Un trabajo de seguridad razonable incluye la comprensión del sistema de control interno sobre la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas, la evaluación del riesgo de que puedan existir errores materiales en la misma, la ejecución de pruebas y evaluaciones sobre el diseño y la efectividad operativa de dicho sistema, y la realización de aquellos otros procedimientos que hemos considerado necesarios. Entendemos que nuestro examen ofrece una base razonable para nuestra opinión.

En nuestra opinión, el Grupo Repsol mantenía, al 31 de diciembre de 2013, en todos los aspectos significativos, un Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas efectivo, el cual está basado en los criterios y políticas definidos por la Dirección del Grupo Repsol de acuerdo con las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control-Integrated Framework (1992). Asimismo los desgloses contenidos en la información relativa al SCIIF que se encuentra incluida en la Nota F del Informe Anual de Gobierno Corporativo del Grupo Repsol al 31 de diciembre de 2013 están de acuerdo, en todos los aspectos significativos, con los requerimientos establecidos por la Ley 24/1988, de 28 de julio del Mercado de Valores, modificada por la Ley 2/2011, de 4 de marzo de Economía Sostenible, la Circular 5/2013 de 12 de junio de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, y demás normativa vigente.

Tal y como se describe en la Nota F del Informe Anual de Gobierno Corporativo adjunta, el SCIIF no incluye controles sobre las sociedades que se integran en sus cuentas anuales consolidadas bajo el método de consolidación proporcional, dado que el Grupo Repsol no tiene la facultad exclusiva de implantar su propio sistema, de modificar los controles existentes en dichas sociedades, y de evaluar la efectividad de los mismos. La aportación de las sociedades de control conjunto del Grupo Repsol a las principales magnitudes consolidadas a 31 de diciembre de 2013, se detalla en el apartado 3.1 de la Nota F del Informe Anual de Gobierno Corporativo adjunta. En consecuencia, nuestro trabajo no incluyó el examen de la efectividad del sistema de control interno sobre la generación de la información financiera de dichas sociedades incluida en los estados financieros consolidados del Grupo Repsol.

Este examen no constituye una auditoría de cuentas ni se encuentra sometido al Texto Refundido de la Ley de Auditoría de Cuentas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2011, de 1 de julio, por lo que no expresamos una opinión de auditoría en los términos previstos en la citada normativa. No obstante, hemos auditado, de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, las cuentas anuales consolidadas de Repsol, S.A. y sociedades dependientes formuladas por los Administradores del Repsol, S.A. de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo Repsol, y nuestro informe de fecha 25 de febrero de 2014 expresa una opinión favorable sobre dichas cuentas anuales consolidadas.

DELOITTE, S.L.

Javier Ares San Miguel

25 de febrero de 2014

D) CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO DE REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE FORMAN PARTE DEL GRUPO REPSOL CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2012.

Repsol, S.A. y Sociedades Dependientes

Informe de Auditoría
Cuentas Anuales
Consolidadas del ejercicio
terminado el 31 de diciembre
de 2012 e Informe de Gestión
Consolidado

Deloitte.

Deloitte, S.L.
Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1
Torre Picasso
28020 Madrid
España

Tel.: +34 915 14 50 00
Fax: +34 915 14 51 80
www.deloitte.es

INFORME DE AUDITORIA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los Accionistas de
Repsol, S.A.:

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Repsol, S.A. y sociedades dependientes (el Grupo Repsol) que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2012, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha. Como se indica en la Nota 3.1 de la memoria adjunta, los administradores son responsables de la formulación de las cuentas anuales del Grupo Repsol, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, que requiere el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales consolidadas y la evaluación de si su presentación, los principios y criterios contables utilizados y las estimaciones realizadas están de acuerdo con el marco normativo de información financiera que resulta de aplicación.

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2012 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Repsol, S.A. y sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2012, así como de los resultados consolidados de sus operaciones y, de los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación.

Sin que afecte a nuestra opinión de auditoría, llamamos la atención respecto a los cambios en la composición del Grupo Repsol señalados en la Nota 5 de la memoria adjunta, en la que se menciona que el valor por el que el Grupo tiene registrada la participación del 51% de YPF S.A. ha sido calculado sobre la base de las mejores estimaciones de los administradores de Repsol, S.A., considerando las incertidumbres existentes en relación con el desenlace de los distintos procesos contenciosos iniciados o que pudieran iniciarse. Adicionalmente, tal y como se indica en la Nota 3.3 de la memoria adjunta, como consecuencia de los mencionados cambios en la composición del Grupo Repsol y en aplicación de la normativa contable en vigor, las cifras comparativas de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada y el estado de flujos de efectivo consolidado, correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2011 difieren de las contenidas en las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol a dicha fecha.

Deloitte, S.L. Inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, tomo 13.650, sección 8ª, folio 188, hoja M-54414, inscripción 96ª. C.I.F.: B-79104469.
Domicilio social: Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1, Torre Picasso, 28020, Madrid.

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2012 contiene las explicaciones que los administradores de Repsol, S.A. consideran oportunas sobre la situación del Grupo Repsol, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2012. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y sociedades dependientes.

DELOITTE, S.L.
Inscrita en el R.O.A.C. Nº S0692

Jorge Izquierdo Mazón

27 de febrero de 2013

CUENTAS ANUALES DE REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL (GRUPO CONSOLIDADO) CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2012

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2012 y al 31 de diciembre de 2011

		Millones de euros	
ACTIVO	Nota	**31/12/2012**	**31/12/2011**
Inmovilizado Intangible:		5.514	7.783
a) Fondo de Comercio	6	2.678	4.645
b) Otro inmovilizado intangible	7	2.836	3.138
Inmovilizado material	8	28.227	36.759
Inversiones inmobiliarias	9	25	24
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	11	737	699
Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación	5	5.392	-
Activos financieros no corrientes	13	1.313	2.450
Activos por impuesto diferido	25	3.310	2.569
Otros activos no corrientes	13	242	344
ACTIVO NO CORRIENTE		**44.760**	**50.628**
Activos no corrientes mantenidos para la venta	12	340	258
Existencias	14	5.501	7.278
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar		7.781	9.222
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios	15	6.081	6.555
b) Otros deudores	15	1.284	2.147
c) Activos por impuesto corriente	15	416	520
Otros activos corrientes		221	220
Otros activos financieros corrientes	13	415	674
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	13	5.903	2.677
ACTIVO CORRIENTE		**20.161**	**20.329**
TOTAL ACTIVO		**64.921**	**70.957**

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estos Balances de situación consolidados.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2012 y al 31 de diciembre de 2011

		Millones de euros	
PASIVO Y PATRIMONIO NETO	Nota	**31/12/2012**	**31/12/2011**
PATRIMONIO NETO			
Capital		1.282	1.221
Prima de Emisión		6.428	6.428
Reservas		247	247
Acciones y participaciones en patrimonio propias		(1.245)	(2.572)
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas		18.465	17.186
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		2.060	2.193
Dividendos y retribuciones		(184)	(635)
FONDOS PROPIOS	**16**	**27.053**	**24.068**
Activos financieros disponibles para la venta		42	(4)
Otros instrumentos financieros		15	-
Operaciones de cobertura		(210)	(181)
Diferencias de conversión		(198)	(345)
AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR	16	**(351)**	**(530)**
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE	**16**	**26.702**	**23.538**
INTERESES MINORITARIOS	**16**	**770**	**3.505**
TOTAL PATRIMONIO NETO		**27.472**	**27.043**
Subvenciones	17	61	118
Provisiones no corrientes	18	2.258	3.826
Pasivos financieros no corrientes:	20	15.300	15.345
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		15.073	15.137
b) Otros pasivos financieros		227	208
Pasivos por impuesto diferido	25	3.063	3.839
Otros pasivos no corrientes	23	3.457	3.682
PASIVO NO CORRIENTE		**24.139**	**26.810**
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	12	27	32
Provisiones corrientes	18	291	452
Pasivos financieros corrientes:	20	3.790	4.985
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		3.721	4.902
b) Otros pasivos financieros		69	83
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		9.202	11.635
a) Proveedores	24	4.376	4.757
b) Otros acreedores	24	4.507	6.522
c) Pasivos por impuesto corriente	24	319	356
PASIVO CORRIENTE		**13.310**	**17.104**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		**64.921**	**70.957**

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estos balances de situación consolidados.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011

		Millones de euros	
	Nota	**31/12/2012**	**31/12/2011 (1)**
Ventas		57.193	49.994
Ingresos por prestación servicios y otros ingresos		1.731	909
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		(389)	711
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado		273	206
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	17	13	17
Otros ingresos de explotación		772	800
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	27	**59.593**	**52.637**
Aprovisionamientos		(44.471)	(39.607)
Gastos de personal		(1.977)	(1.809)
Otros gastos de explotación		(6.128)	(5.421)
Amortización del inmovilizado		(2.587)	(2.069)
Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado		(144)	(182)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	27	**(55.307)**	**(49.088)**
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		**4.286**	**3.549**
Ingresos financieros		128	166
Gastos financieros		(994)	(871)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		26	150
Diferencias de cambio		11	(308)
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros		(28)	1
RESULTADO FINANCIERO	28	**(857)**	**(862)**
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	11	**117**	**72**
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		**3.546**	**2.759**
Impuesto sobre beneficios	25	(1.581)	(991)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas		**1.965**	**1.768**
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas		(75)	(111)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES CONTINUADAS		**1.890**	**1.657**
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	5	**279**	**776**
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas	5	(109)	(240)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	5	170	536
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		**2.060**	**2.193**
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		**Euros / acción**	**Euros / acción (2)**
Básico	16	1,70	1,72
Diluido	16	1,70	1,72

(1) Incluyen las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF, S.A. y YPF Gas, S.A de acuerdo a lo descrito en la Nota *3.3 "Comparación de la información"*.

(2) Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2011 en relación con las ampliaciones de capital liberadas a través de las cuales se instrumenta el sistema de retribución al accionista denominado "Repsol Dividendo Flexible" descrito en la Nota 16.1 y de acuerdo a lo descrito en la Nota 3.3 "*Comparación de la información*".

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estas cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estados de ingresos y gastos reconocidos consolidados correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre 2012 y 2011

		Millones de euros	
		31/12/2012	**31/12/2011**
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO [(1)] **(de la Cuenta de pérdidas y ganancias)**	Nota	**2.244**	**2.544**
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO:			
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		39	(14)
Por otros instrumentos financieros		18	-
Por coberturas de flujos de efectivo		(65)	(124)
Diferencias de conversión		(489)	527
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes		(28)	(17)
Entidades valoradas por el método de la participación		(5)	(3)
Efecto impositivo	16	(1)	24
TOTAL		**(531)**	**393**
TRANFERENCIA A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS:			
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		26	-
Por coberturas de flujos de efectivo		40	77
Diferencias de conversión		542	3
Efecto impositivo	16	(14)	(20)
TOTAL		**594**	**60**
TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS		**2.307**	**2.997**
a) Atribuidos a la entidad dominante		2.222	2.481
b) Atribuidos a intereses minoritarios		85	516

(1) Corresponde a la suma de los siguientes epígrafes de la cuenta de pérdidas y ganancias: "*Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas*" y "*Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos*".

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estos estados de ingresos y gastos reconocidos consolidados.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

Estados de cambios en el patrimonio neto consolidados correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011

En millones de euros	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante							
	Fondos Propios							
	Capital	Prima de Emisión y reservas	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Ajustes por cambios de valor	Total Patrimonio Neto atribuible a la sociedad dominante	Intereses minoritarios	Total Patrimonio Neto
Saldo final al 31/12/2010	**1.221**	**19.343**	**-**	**4.693**	**(1.117)**	**24.140**	**1.846**	**25.986**
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	**1.221**	**19.343**	**-**	**4.693**	**(1.117)**	**24.140**	**1.846**	**25.986**
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	**-**	**(10)**	**-**	**2.193**	**298**	**2.481**	**516**	**2.997**
Operaciones con socios o propietarios								
Ampliación / (Reducción) de capital	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	(1.276)	-	-	-	(1.276)	(404)	(1.680)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	(12)	(2.572)	-	-	(2.584)	-	(2.584)
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	478	-	-	312	790	1.537	2.327
Otras variaciones de patrimonio neto								
Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	4.707	-	(4.693)	(24)	(10)	10	-
Otras variaciones	-	(4)			1	(3)	-	(3)
Saldo final al 31/12/2011	**1.221**	**23.226**	**(2.572)**	**2.193**	**(530)**	**23.538**	**3.505**	**27.043**
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	**1.221**	**23.226**	**(2.572)**	**2.193**	**(530)**	**23.538**	**3.505**	**27.043**
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	**-**	**(17)**	**-**	**2.060**	**179**	**2.222**	**85**	**2.307**
Operaciones con socios o propietarios								
Ampliación / (Reducción) de capital	61	(61)	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	(70)	(70)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	45	1.327	-	-	1.372	-	1.372
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	-	-	-	-	-	(8)	(8)
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(426)	-	-	-	(426)	-	(426)
Otras variaciones de patrimonio neto								
Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	2.193	-	(2.193)		-	-	-
Otras variaciones	-	(4)			-	(4)	(2.742)	(2.746)
Saldo final al 31/12/2012	**1.282**	**24.956**	**(1.245)**	**2.060**	**(351)**	**26.702**	**770**	**27.472**

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estos estados de cambios en el patrimonio neto consolidados.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estados de flujos de efectivo consolidados correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011

	Notas	Millones de euros	
		31/12/2012	**31/12/2011 (1)**
Resultado antes de impuestos		**3.546**	**2.759**
Ajustes de resultado		**3.410**	**2.735**
Amortización del inmovilizado	**7 y 8**	2.587	2.069
Otros ajustes del resultado (netos)		823	666
Cambios en el capital corriente		**696**	**(2.275)**
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		**(1.741)**	**(1.119)**
Cobros de dividendos	**11**	75	62
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(1.534)	(1.009)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(282)	(172)
Flujos de Efectivo de las actividades de explotación (2)	**29**	**5.911**	**2.100**
Pagos por inversiones:	**7-9 y 31**	**(3.907)**	**(4.287)**
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio		(255)	(275)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(3.424)	(3.552)
Otros activos financieros		(228)	(278)
Otros activos		-	(182)
Cobros por desinversiones:	**32**	**1.144**	**932**
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio		640	396
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		55	103
Otros activos financieros		449	433
Otros flujos de efectivo		**(122)**	**2**
Flujos de Efectivo de las actividades de inversión (2)		**(2.885)**	**(3.353)**
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	**16**	**1.388**	**(2.557)**
Adquisición		(61)	(2.703)
Enajenación		1.449	146
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero	**20**	**759**	**134**
Emisión		7.988	7.626
Devolución y amortización		(7.229)	(7.492)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	**16**	**(947)**	**(1.333)**
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación		**(564)**	**(890)**
Pagos de intereses		(900)	(879)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		336	(11)
Flujos de Efectivo de las actividades de financiación (2)		**636**	**(4.646)**
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		(78)	(81)
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes		**3.584**	**(5.980)**
Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas		867	2.020
Flujos de efectivo de las actividades de inversión de operaciones interrumpidas		(872)	(1.951)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación de operaciones interrumpidas (3)		(346)	2.143
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio op. interrumpidas		**(7)**	**(3)**
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes operaciones interrumpidas		(358)	2.209
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	**13**	**2.677**	**6.448**
Efectivo y equivalentes al final del periodo	**13**	**5.903**	**2.677**

COMPONENTES DEL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	**31/12/2012**	**31/12/2011**
(+) Caja y bancos	4.036	1.303
(+) Otros activos financieros	1.867	1.374
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO	**5.903**	**2.677**

(1) Incluyen las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF, S.A. e YPF Gas, S.A de acuerdo a lo descrito en la Nota 3.3 *"Comparación de la información"*.
(2) Incluye los flujos de efectivo correspondientes a operaciones continuadas.
(3) En 2011 incluye los flujos de efectivo generados como consecuencia de la venta de acciones de YPF por importe de 1.888 millones de euros. Ver Nota 32.

Las notas 1 a 38 forman parte integrante de estos Estados de flujos de efectivo.

REPSOL, S.A. Y SOCIEDADES PARTICIPADAS QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL

MEMORIA CONSOLIDADA CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2012

INDICE

(1) INFORMACIÓN GENERAL 11

(2) MARCO REGULATORIO 12

(3) BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES 38

3.1) Bases de presentación 38

3.2) Nuevos estándares emitidos 38

3.3) Comparación de la información 40

3.4) Políticas Contables 40

3.4.1) Principios de consolidación 40

3.4.2) Clasificación de los activos y los pasivos entre corrientes y no corrientes 42

3.4.3) Compensación de saldos y transacciones 42

3.4.4) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera 43

3.4.5) Fondo de comercio 43

3.4.6) Otro inmovilizado intangible 43

3.4.7) Inmovilizado material 46

3.4.8) Inversiones inmobiliarias 49

3.4.9) Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas 50

3.4.10) Deterioro del valor de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio 50

3.4.11) Activos financieros corrientes y no corrientes 51

3.4.12) Existencias 53

3.4.13) Efectivo y otros activos líquidos equivalentes 54

3.4.14) Beneficio por acción 54

3.4.15) Pasivos financieros 54

3.4.16) Provisiones 54

3.4.17) Pagos basados en acciones 55

3.4.18) Pensiones y obligaciones similares 55

3.4.19) Subvenciones 56

3.4.20) Ingresos diferidos 56

3.4.21) Arrendamientos 57

3.4.22) Impuesto sobre beneficios 57

3.4.23) Reconocimiento de ingresos y gastos 58

3.4.24) Operaciones con instrumentos financieros derivados 59

3.4.25) Metodología para la estimación del valor recuperable 61

(4) ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES 63

(5) EXPROPIACIÓN DE LAS ACCIONES DEL GRUPO REPSOL EN YPF S.A. E YPF GAS S.A. 64

(6) FONDO DE COMERCIO 75

(7) OTRO INMOVILIZADO INTANGIBLE 77

(8) INMOVILIZADO MATERIAL 80

(9) INVERSIONES INMOBILIARIAS 82

(10) PÉRDIDA DE VALOR DE LOS ACTIVOS 82

(11) INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN 83

(12) ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA 85

(13) ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES 86

(14) EXISTENCIAS 91

(15) DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR 92

(16) PATRIMONIO NETO 93

16.1) Capital social 93

16.2) Prima de emisión 95

16.3) Reservas 96

16.4) Acciones y participaciones en patrimonio propias 96

16.5) Ajustes por cambios de valor 98

16.6) Retribución al accionista 98

16.7) Beneficio por acción 100

16.8) Intereses minoritarios 100

(17) SUBVENCIONES 101

(18) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES 101

(19) PLANES DE PENSIONES Y OTRAS OBLIGACIONES CON EL PERSONAL 103

(20) PASIVOS FINANCIEROS 110

(21) GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL 116

21.1) Gestión de riesgos financieros 116

21.2) Gestión del capital 122

(22) OPERACIONES CON DERIVADOS 123

22.1) Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos 125

22.2) Coberturas de Flujo de Efectivo 126

22.3) Coberturas de Inversión Neta 128

22.4) Otras operaciones con derivados 128

(23) OTROS PASIVOS NO CORRIENTES 131

23.1) Deudas por arrendamiento financiero 132

23.2) Fianzas y depósitos 133

(24) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR 133

(25) SITUACIÓN FISCAL 134

(26) NEGOCIOS CONJUNTOS 139

(27) INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN 140

(28) INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS 143

(29) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION 145

(30) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS 145

(31) COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y AUMENTOS DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN SIN CAMBIO DE CONTROL 149

(32) DESINVERSIONES Y ENAJENACIÓN DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES SIN PÉRDIDA DE CONTROL 153

(33) INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS 157

(34) INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO 160

(35) CONTINGENCIAS, COMPROMISOS Y GARANTÍAS 165

(36) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE 176

36.1) Activos Ambientales 177

36.2) Provisiones Ambientales 178

36.3) Gastos Ambientales 179

36.4) Marco Aplicable 179

36.5) Emisiones de CO_2 183

(37) REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES 183

(38) HECHOS POSTERIORES 184

(1) INFORMACIÓN GENERAL

Repsol, S.A. (anteriormente Repsol YPF S.A.) y las sociedades que configuran el Grupo Repsol (en adelante "Repsol", "Grupo Repsol" o "Grupo") componen un grupo integrado de empresas del sector de hidrocarburos que inició sus operaciones en 1987. Las principales sociedades que configuran el Grupo se detallan en el Anexo I.

El Grupo Repsol realiza todas las actividades del sector de hidrocarburos, incluyendo la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, el transporte de productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural, el refino, la producción de una amplia gama de productos petrolíferos y la comercialización de productos petrolíferos, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP y gas natural, así como las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad. Las actividades del Grupo se desarrollan en más de 40 países y su sede social está en España. Desde 1999 y hasta el primer trimestre de 2012 las actividades del Grupo también se realizaban en Argentina a través de la participación del Grupo en YPF S.A. y en YPF Gas S.A. (anteriormente "Repsol YPF Gas S.A.", cambio de denominación acordado en la asamblea general de accionistas de YPF Gas, S.A. celebrada el 6 de julio de 2012, impugnada por Repsol Butano, S.A.). Una parte significativa de la participación del Grupo en estas sociedades está sujeta a un proceso de expropiación por el Gobierno de Argentina (ver Nota 5 Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.).

La denominación social de la entidad matriz del Grupo de empresas que elabora y registra las presentes Cuentas Anuales es Repsol, S.A. que figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en la hoja número M-65289. Está provista de C.I.F. número A-78/374725 y C.N.A.E. número 742. La Junta General Ordinaria celebrada el 31 de mayo de 2012 acordó el cambio de denominación social de Repsol YPF, S.A. a Repsol, S.A., cambio que quedó inscrito en el Registro Mercantil de Madrid el 12 de junio de 2012.

El Consejo de Administración celebrado el 31 de mayo de 2012 acordó el cambio de domicilio social a la calle Méndez Álvaro, número 44 de Madrid, cambio que quedó inscrito en el Registro Mercantil de Madrid el 4 de julio de 2012, y donde se encuentra la Oficina de Atención al Accionista, cuyo número de teléfono es el 900.100.100.

Repsol, S.A. es una entidad de derecho privado, constituida con arreglo a la legislación española, sujeta al Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, y a la normativa relativa a las sociedades anónimas cotizadas.

Las acciones de Repsol, S.A. están representadas por anotaciones en cuenta y figuran admitidas a cotización en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires).

Hasta el día 4 de marzo de 2011 los títulos de Repsol en forma de *American Depositary Shares* (ADSs) también cotizaban en la bolsa de valores de Nueva York (New York Stock Exchange – NYSE). La Compañía mantiene su Programa de ADS, los cuales, desde el 9 de marzo de 2011, cotizan en el mercado OTCQX, plataforma dentro de los mercados OTC (*over-the-counter*) de los Estados Unidos que distingue a aquellos emisores con mejores políticas de información al mercado y sólidas actividades de negocio.

Las presentes cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. en su reunión de fecha 27 de febrero de 2013, se someterán, al igual que las de las sociedades participadas, a la aprobación de las respectivas Juntas Generales Ordinarias de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación.

Las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2011 fueron aprobadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 31 de mayo de 2012.

(2) MARCO REGULATORIO

Las actividades de Repsol, S.A. y sus sociedades participadas se encuentran sujetas a una amplia regulación, cuyos aspectos principales se describen a continuación.

España

España cuenta con una legislación de la Industria del Petróleo de carácter liberalizador cuyo exponente es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, modificada por distintas disposiciones, entre ellas la Ley 12/2007, de 7 de julio, y desarrollada por numerosos reales decretos y órdenes ministeriales. Dicha norma establece la distribución de competencias entre la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas.

La Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, modificó la Ley del Sector de Hidrocarburos, estableciendo pautas para la planificación energética vinculante bajo criterios que contribuyan a crear un sistema energético, seguro, eficiente, sostenible económicamente y respetuoso con el medioambiente; se establecen medidas para la reducción de gases de efecto invernadero y se prevé la constitución de un fondo para la compra de créditos de carbono y en general un muy amplio abanico de medidas que afectan a la práctica totalidad de los sectores energéticos.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es un organismo público, adscrito al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, que realiza las funciones de regulador sectorial, velando por la competencia efectiva, objetividad y transparencia de los mercados eléctricos y de hidrocarburos líquidos y gaseosos en beneficio de todos los participantes en dicho mercado, incluidos los consumidores.

La Ley de Economía Sostenible amplía las funciones de la CNE en dos ámbitos: en materia de funcionamiento de los sistemas energéticos y en materia de competencia.

En relación con ésta última, se modifica la Función 14 de la CNE sobre la autorización de adquisiciones de participaciones realizadas por sociedades, así como la Función 15 por la que se atribuye a la CNE la facultad de emitir informe determinante, en el marco de los expedientes de control de concentraciones de empresas que realicen actividades en el sector de su competencia, según lo previsto en el artículo 17.2 c) de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia.

En esta línea el Real Decreto Ley 13/2012 de 30 de marzo, refuerza el papel de la CNE como autoridad reguladora con la máxima independencia, reconociéndole nuevas competencias en materia sancionadora o aumentando las existentes.

Dentro de la regulación del sector, son relevantes las figuras de los operadores principales y dominantes. El Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, atribuye a la

CNE la obligación de publicar, no solo la lista de operadores principales, sino la de los operadores dominantes en cada mercado o sector.

Los operadores dominantes se definen como aquellos que ostenten una cuota superior al 10% en el mercado de referencia que corresponda.

Por su parte se entiende por operador principal, por lo que respecta a los mercados o sectores energéticos cualquiera que tenga una de las cinco mayores cuotas en dichos mercados o sectores: (i) generación y suministro de energía eléctrica en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) (ii) producción y distribución de carburantes (iii) producción y suministro de gases licuados del petróleo (iv) producción y suministro de gas natural.

Tener la condición de operador dominante sólo supone, de acuerdo a la legislación vigente, ciertas restricciones regulatorias relacionadas con el Sector Eléctrico y, en particular, relacionadas con la emisión de energía primaria, la importación de energía eléctrica para el MIBEL y la actuación como agente representante del régimen especial en el mercado.

Sin embargo, la definición de operador principal es importante. Así, el artículo 34 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, tras la modificación introducida por la Ley 14/2000, de 29 de diciembre, establece una serie de limitaciones relacionadas con la adquisición de derechos de voto sobre el capital de sociedades que tuvieran la condición de operadores principales o la presencia en sus consejos de administración; en concreto, establece que cualquier persona física o jurídica que participe en el capital de dos o más sociedades que tengan la condición de operador principal en el mismo mercado en una proporción igual o superior al 3% del total no pueden ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso respecto de dicho porcentaje en más de una sociedad. Asimismo, establece la limitación consistente en que no podrán designar, ni directa, ni indirectamente a miembros de los órganos de administración de otro operador principal.

El Real Decreto Ley 6/2009 derogó definitivamente la disposición adicional vigésimo séptima de la Ley 55/1999 (modificada por la Ley 62/2003), por la que se sometía a notificación previa a la Administración las tomas de participación por entidades públicas, o entidades de cualquier naturaleza participadas mayoritariamente o controladas por entidades públicas de, al menos, un 3% del capital social de sociedades energéticas, ("*golden share* energética"), norma que había sido cuestionada por la Sentencia del Tribunal de Justicia de la Comunidad Europea (TJCE) de 14 de febrero de 2008.

Hidrocarburos Líquidos, Petróleo y derivados del Petróleo

En España, tienen la consideración de bienes de dominio público los yacimientos de hidrocarburos y los almacenamientos subterráneos que se encuentren en el territorio español, en el subsuelo y en los lechos marinos que se encuentren bajo soberanía española.

Por lo que se refiere al régimen de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos en España, la Ley del Sector establece que la exploración superficial terrestre de mero carácter geológico podrá efectuarse libremente en todo el territorio nacional. Será el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, o el órgano competente de la Comunidad Autónoma cuando afecte a su ámbito territorial, el que podrá autorizar en áreas libres trabajos de exploración de carácter geofísico u otros que no impliquen la ejecución de perforaciones profundas definidas así reglamentariamente.

Por su parte, los permisos de investigación se otorgarán por el Gobierno o por los órganos de Gobierno de las Comunidades Autónomas cuando afecte a su ámbito territorial y conferirán el derecho exclusivo de investigar las áreas a que vayan referidas durante un período de seis años.

Por último, la concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos confiere a sus titulares el derecho a realizar en exclusiva la explotación del yacimiento de hidrocarburos en las áreas otorgadas por un período de treinta años, prorrogable por dos períodos sucesivos de diez, el derecho a continuar las actividades de investigación en dichas áreas y el derecho a la obtención de autorizaciones para las actividades previstas en este Título y poder vender libremente los hidrocarburos obtenidos.

También algunas de las actividades dentro del ámbito de la Ley 34/1998 pueden ser objeto de autorizaciones, permisos y/o concesiones administrativas. La Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, en su artículo 19, modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, e implica, entre otros aspectos, la eliminación de las autorizaciones previas para el ejercicio de las actividades de comercializador de gas natural, de operador al por mayor de GLP, de comercializador al por menor de GLP a granel, y de operador al por mayor de productos petrolíferos y establece alternativamente la realización por el interesado de una declaración responsable y de una comunicación previa al inicio de la actividad. Además los consumidores directos en el mercado de gas natural tendrán la obligación de comunicar el inicio de la actividad.

La construcción y operación de refinerías y de instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos son actividades sujetas a autorización, cuyo otorgamiento requiere el cumplimiento de requisitos técnicos, financieros, medioambientales y de seguridad.

Se permite el acceso de terceros a las instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos, como, por ejemplo, a las instalaciones de la Compañía Logística de Hidrocarburos S.A. (CLH), mediante un procedimiento negociado en condiciones no discriminatorias y objetivas. No obstante, el Gobierno Español podrá establecer peajes de acceso a territorios insulares y para aquellas zonas del territorio nacional donde no existan infraestructuras alternativas o éstas se consideren insuficientes. A la fecha de las presentes Cuentas Anuales, el Gobierno Español no ha ejercido dicha discreción.

De conformidad con el Real Decreto 6/2000 ninguna persona física o jurídica puede ostentar, directa o indirectamente, la propiedad de más del 25% del capital social de CLH. Esta misma norma establece que la suma de la participación en CLH correspondiente a sociedades con capacidad de refino no podrá exceder del 45%.

El precio de los productos derivados del petróleo se encuentra liberalizado, con excepción del GLP, el cual, en ciertos casos, se encuentra sometido a precios máximos de venta al público. El precio del GLP a granel y del GLP embotellado en bombonas de peso inferior a 8 kilos o superior a 20 kilos se encuentra liberalizado.

Mediante la Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre, el Gobierno español actualizó el sistema de determinación trimestral de precios máximos de venta antes de impuestos del GLP envasado, y que afecta a los envases de carga igual o superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos, a excepción de los envases de mezcla para usos del GLP como carburante, modificando la fórmula de determinación automática del

precio máximo señalado por la normativa anterior, con la justificación de proteger el interés de los consumidores ante la volatilidad de las cotizaciones internacionales.

Contra la citada Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre, se interpuso por parte de la Asociación de Operadores de Gases Licuados del Petróleo (AOGLP) recurso contencioso administrativo que ha sido resuelto mediante Sentencia del Tribunal Supremo de fecha 19 de junio de 2012, que estima el recurso contencioso administrativo interpuesto por la AOGLP y declara la nulidad de la Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre, que modificó la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio, sobre actualización de precios del GLP envasado.

Dicha sentencia firme determina inexorablemente la expulsión del ordenamiento jurídico de la citada Orden (ITC/2608/2009). Así, efectivamente, la Administración mediante la Resolución de 24 de septiembre de 2012 ha vuelto a aplicar la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio,

Mediante Real Decreto Ley 29/2012, de 28 de diciembre, se ha decidido mantener transitoriamente hasta el 1 de marzo de 2013, el mismo precio fijado por la Resolución de 24 de septiembre de 2012 para el cuarto trimestre de 2012. Será entonces, cuando, en principio, se proceda a efectuar bien una nueva revisión del precio del GLP envasado aplicando la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio, bien a la elaboración de una nueva fórmula de precios como anticipa en la exposición de motivos del Real Decreto Ley 29/2012.

La comercialización al por menor de GLP envasado puede ser realizada libremente por cualquier persona física o jurídica.

Gas natural

La Ley 12/2007, de 2 de julio, que modifica la Ley 34/1998 del Sector de hidrocarburos y que incorpora al derecho español la Directiva del Parlamento Europeo 2003/55, incorpora medidas para conseguir un mercado plenamente liberalizado del que se pueda derivar una mayor competencia, reducción de precios y mejora en la calidad del servicio al consumidor.

Esta normativa establece la desaparición del sistema de tarifas y crea la figura del suministrador de último recurso, que tiene la obligación de suministrar a consumidores que no disponen de capacidad de negociación suficiente. Además, deberá hacerlo a un precio máximo ("tarifa de último recurso") que será fijado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. El Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural. La metodología para el cálculo de la tarifa de último recurso ha sido establecida por la Orden ITC/1506/2010.

Las actividades del sector del gas natural se clasifican en: i) actividades reguladas: transporte (que incluye el almacenamiento, la regasificación y el transporte propiamente dicho) y la distribución de gas natural; y ii) actividades no reguladas: la producción, el aprovisionamiento y la comercialización de gas natural. Las primeras están caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente, y están sometidas a unas obligaciones específicas. Por el contrario, las segundas, son actividades no reguladas, y por tanto, no sometidas a la intervención administrativa.

La normativa establece un deber de separación funcional, que implica no sólo una separación contable -con el fin de evitar los subsidios cruzados e incrementar la

transparencia del cálculo de tarifas, peajes y cánones- y jurídica -por medio de sociedades separadas-, sino el deber de funcionamiento autónomo de las sociedades filiales reguladas respecto del resto de sociedades del grupo en que se integra.

Siguiendo las directrices establecidas por la normativa comunitaria, el suministro de gas natural en España está completamente liberalizado, todos los consumidores españoles son cualificados y pueden elegir libremente proveedor de gas natural desde el 1 de enero de 2003. El procedimiento liberalizador del sector se ha visto reforzado de forma sustancial con la desaparición desde el 1 de julio de 2008 del suministro regulado a tarifa por las empresas distribuidoras y la consiguiente obligación de todos los consumidores de participar en el mercado liberalizado.

La construcción, explotación, modificación y cierre de las instalaciones de la red básica y redes de transporte requiere autorización administrativa previa.

El Gestor Técnico del Sistema, Enagás, S.A., es responsable del adecuado funcionamiento y coordinación del sistema gasista. En este sentido, hay que tener en cuenta que la Ley 12/2007 limita la participación en Enagás, S.A. a un máximo del 5% del capital, el ejercicio de los derechos de voto a un 3% con carácter general, al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades gasistas y, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector del gas no puede superar el 40%.

Desde el 1 de enero del 2003 ninguna sociedad o grupo de sociedades que actúe en el sector de gas natural pueden conjuntamente suministrar gas natural para su consumo en España en cantidad que exceda el 70% del consumo doméstico. El Gobierno está autorizado para modificar este porcentaje sobre la base de cambios en el sector o en la estructura de negocios del sector.

Mediante el Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, se traspone al ordenamiento jurídico español la Directiva 2009/73/CE del Parlamento y del Consejo, de 13 de julio de 2009, que requiere una modificación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y que introduce el concepto de separación patrimonial, entendiendo por tal una situación en la que el propietario de la red es designado gestor de la red y es independiente de cualquier empresa con intereses en la producción y el suministro.

El citado Real Decreto Ley transpone asimismo la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

Existencias mínimas de seguridad

El Real Decreto 1766/2007, por el que se modifica parcialmente el Real Decreto 1716/2004, regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en los sectores del petróleo y del gas natural, la obligación de diversificación del suministro de gas natural y el funcionamiento de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).

La obligación para los operadores al por mayor ascendía en el ejercicio 2012 a 92 días de las ventas correspondientes a los 12 meses anteriores. De éstas, Repsol debe mantener un stock correspondiente a las ventas de 50 días, mientras que el resto hasta cumplir con la obligación fijada son mantenidas por la propia CORES en nombre de los diferentes operadores.

El Acuerdo de Consejo de Ministros de 24 de junio de 2011, redujo con carácter transitorio esta obligación al liberar 2.274.000 millones de barriles computables a las reservas mantenidas por los propios sujetos obligados durante un periodo de 30 días, como consecuencia de la "acción colectiva en Libia" de la Agencia Internacional de la Energía, para posteriormente, reestablecerse dicha obligación, a partir de las 0 horas del día 1 de junio de 2012.

La Legislación española no requiere ningún tratamiento, medida o almacenamiento diferenciado de dichas reservas, computando a dichos efectos como reservas estratégicas cualesquiera productos contabilizados por los operadores en sus inventarios, en el curso ordinario de su actividad. El cumplimiento de la obligación exigida implica la comunicación oportuna del mantenimiento del nivel de stock requerido en los plazos establecidos y las sociedades obligadas pueden operar con las existencias mantenidas a este fin, siempre que su nivel de existencias sea como mínimo el exigido.

Mediante la Orden IET/2813/2012, de 27 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas a pagar a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2013, se aprueba un incremento de las cuotas a pagar de la Corporación de Reservas Estratégicas para el año 2013.

Regulación del sector eléctrico en España

El proceso de liberalización del sector eléctrico español comenzó en 1997 con la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE) que transpone la Directiva 96/92/EC sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que establecía las bases para la liberalización del sistema de los países de la Unión Europea y por sus disposiciones de desarrollo, entre las que destaca, el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, y el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el Mercado de Producción de Energía Eléctrica. La LSE fue modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio. Por su parte el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, modifica la regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Las actividades del sector eléctrico en España, pueden clasificarse en (i) actividades reguladas: el transporte y la distribución eléctrica; y (ii) actividades no reguladas: la generación y la comercialización de electricidad.

Las primeras están caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente, y están sometidas a unas obligaciones específicas. Por el contrario, las segundas, son actividades no reguladas, y por tanto, no sometidas a la intervención administrativa. En particular la actividad de comercialización, se basa, en los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente. La comercialización, como actividad liberalizada, tiene una retribución pactada libremente entre las partes.

La actividad de generación eléctrica comprende la producción de generación de energía eléctrica en régimen ordinario y la generación de energía eléctrica en régimen especial. Este último trata de incentivar la generación eléctrica a partir de las fuentes renovables y la cogeneración estableciendo un régimen económico específico (Real Decreto 661/2007) más atractivo, mientras la generación en régimen ordinario se realiza con base en los precios del mercado de producción eléctrica.

El Real Decreto Ley 1/2012, de 27 de enero, suprime los incentivos económicos para las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial y para aquellas de régimen ordinario de tecnologías asimilables a las incluidas en el citado régimen especial. Del mismo modo suprime el procedimiento de preasignación de retribución para el otorgamiento del régimen económico primado. Estas medidas afectan a todas las instalaciones de generación susceptibles de acogerse al régimen especial de producción de energía eléctrica, que, a la fecha de entrada en vigor del Real Decreto Ley 1/2012, no hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución o en el específico creado para las instalaciones fotovoltaicas, así como a aquellas instalaciones de régimen ordinario, de tecnologías asimilables a las del régimen especial, que a la fecha de entrada en vigor del Real Decreto Ley 1/2012 no dispusieran de autorización administrativa otorgada por la Dirección General de Política Energética y Minas. Tampoco serán de aplicación las disposiciones del Real Decreto Ley a las instalaciones que hubieran obtenido autorización administrativa para una modificación sustancial de la instalación con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto Ley.

La instalación de nuevas unidades de producción se considera liberalizada, sin perjuicio de la obtención de las autorizaciones necesarias. Las instalaciones cuya potencia instalada sea inferior a 50 MW y pertenezcan a las categorías señaladas en la LSE por tratarse de instalaciones de cogeneración o disponer de una fuente de energía primaria renovable se considerarán instalaciones del régimen especial. Estas instalaciones podrán optar por vender la energía a la empresa distribuidora propietaria de la red a la que se conecta al precio establecido de la tarifa de forma regulada, o vender la energía libremente al mercado a través del sistema gestionado por el operador del mercado al precio resultante del mercado organizado complementado, en su caso, por un incentivo y/o una prima.

Las sociedades mercantiles que desarrollen alguna de las actividades reguladas de acuerdo con la Ley deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan, por tanto, realizar actividades no reguladas. En el marco de los grupos de sociedades se podrán desarrollar actividades incompatibles siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes.

El sistema eléctrico no ha sido autosuficiente en los últimos años, generándose un déficit anual, que han tenido que financiar las empresas eléctricas. En este sentido el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, estableció una serie de medidas encaminadas a solucionar el déficit tarifario, creando un fondo de titulización para el déficit de tarifa que podrá disponer de la garantía del Estado, así como la implantación del "bono social" (bonificación en la tarifa eléctrica para consumidores domésticos que cumplan con determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo, que será financiada por los generadores).

En España el Operador Técnico del Sistema, Red Eléctrica de España, S.A. (REE) tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. La Ley 17/2007 limita con carácter general la participación en REE a un máximo del 3% del capital social o los derechos de voto y al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades en el sector eléctrico. Además, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector eléctrico no puede superar el 40%.

Por otro lado, es importante destacar que la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, (que entró en vigor el 1 de enero de

2013) regula, entre otras cuestiones, tres nuevos impuestos: el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica y que será exigible al tipo del 7 por ciento; el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoeléctrica; y el impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas. Por último se modifican los tipos impositivos establecidos para el gas natural y el carbón, suprimiéndose además las exenciones previstas para los productos energéticos utilizados en la producción de energía eléctrica y en la cogeneración de electricidad y calor útil.

De otro lado, la Ley revisa el tratamiento fiscal aplicable a los diferentes productos energéticos utilizados para la producción de electricidad y se eleva el tipo de gravamen sobre el carbón, y al mismo tiempo, se crean tipos específicos que gravan los fuelóleos y los gasóleos destinados a la producción de energía eléctrica o a la cogeneración de electricidad y calor útil.

Por último mencionar el Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, que establece una actualización de las retribuciones, tarifas y primas que perciban los sujetos del sistema eléctrico por aplicación de la normativa sectorial (entre ellas las cogeneradoras de Repsol) y, que modifica parcialmente el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Otras disposiciones normativas aprobadas en el ejercicio 2012

Muchas son las disposiciones promulgadas durante el ejercicio 2012. Entre las mismas podemos destacar:

El ya comentado Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, que además de lo señalado anteriormente viene a introducir nuevas medidas de corrección del déficit estructural del sector eléctrico y también gasista, dirigidas a alcanzar la suficiencia de ingresos para cubrir los costes en ambos sistemas y anuncia una reforma más profunda de ambos sectores.

La Ley 1/2012, de 22 de junio, de simplificación de las obligaciones de información y documentación de fusiones y escisiones de sociedades de capital.

El Real Decreto Ley 1/2012 por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de pre-asignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, así como al recurso de inconstitucionalidad al mismo que se ha admitido a trámite el pasado 13 de noviembre de 2012.

La Ley 5/2012, de 6 de julio, de mediación en asuntos civiles y mercantiles, la cual incorpora al Derecho español la Directiva 2008/52/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de mayo de 2008, sobre ciertos aspectos de la mediación en asuntos civiles y mercantiles.

La Ley 11/2012, de 19 de diciembre, de medidas urgentes en materia de medio ambiente, que adoptó una batería de medidas en materia de medio ambiente, modificando para ello cuatro leyes: el Texto Refundido de la Ley de Aguas, la Ley del Patrimonio Natural y la Biodiversidad, la Ley de Residuos y Suelos Contaminados, la Ley por la que se regula el régimen de comercio de derechos de

emisión de Gases de Efecto Invernadero, y la Ley del Mercado de Valores (en relación a las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero).

La Ley 16/2012, de 27 de diciembre, por la que se adoptan diversas medidas tributarias dirigidas a la consolidación de las finanzas públicas y al impulso de la actividad económica, entre las que destaca la actualización monetaria de balances (ver Nota 38 *Hechos posteriores*).

Bolivia

La industria del petróleo y el gas en Bolivia está regulada por la Ley Nº 3.058 de 19 de mayo de 2005 (en adelante "Ley de Hidrocarburos").

En fecha 1 de mayo de 2006 se publicó el Decreto Supremo 28.701 ("Decreto de Nacionalización") que nacionaliza los hidrocarburos del país traspasando la propiedad y el control de los mismos a la sociedad estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Adicionalmente, se nacionalizan las acciones necesarias para que YPFB controle al menos el 50% más un voto en varias empresas entre las que se encuentra Empresa Petrolera Andina, S.A., hoy denominada YPFB Andina, S.A. (YPFB Andina).

Como consecuencia de lo anterior, se firmó un acuerdo de accionistas que establece entre otras disposiciones: (a) un periodo de operación conjunta de YPFB Andina, por un plazo de dos años, en el cual Repsol tiene el derecho de designar a algunos miembros del personal ejecutivo para determinadas áreas; (b) derecho de adquisición preferente de las partes en la venta de acciones; (c) ciertas "Resoluciones Consensuadas" a ser tomadas en los Directorios y Juntas entre Repsol e YPFB.

Dada la conclusión del periodo de operación conjunta descrito en el apartado (a) del párrafo anterior, está siendo de aplicación la cláusula de "Designación de Personal Ejecutivo", que establece que Repsol como accionista minoritario tiene el derecho de proponer a las personas que serán designadas por el Directorio para ocupar ciertas posiciones.

Contratos de Operación

Como consecuencia de la Ley de Hidrocarburos y del Decreto de Nacionalización, Repsol E&P Bolivia, S.A. y su filial YPFB Andina, firmaron con YPFB los Contratos de Operación que establecen las condiciones para la exploración y producción de hidrocarburos en Bolivia, que fueron efectivos a partir del 2 de mayo de 2007.

En cumplimiento a lo estipulado en los Contratos de Operación, el 8 de mayo de 2009, Repsol E&P Bolivia, S.A. suscribió con YPFB los Acuerdos de Entrega de Gas Natural e Hidrocarburos Líquidos a YPFB para las distintas áreas en las que opera, así como los Procedimientos de Pago, que reglamentan la forma de pago de la Retribución del Titular estipulada en los Contratos de Operación.

Respecto a los Contratos de Operación, durante el año 2008 y 2009 se emitieron importantes normas reglamentarias que establecieron las condiciones y parámetros para el reconocimiento y aprobación por parte de YPFB de los costes recuperables establecidos en los Contratos de Operación, adecuaron el régimen de liquidación de Regalías y Participaciones al Tesoro General de la Nación al marco establecido en los Contratos de Operación para la liquidación de Regalías y Participaciones al Tesoro General de la Nación y reglamentaron los procesos de licitación, contratación y adquisición de materiales, obras, bienes y/o servicios, por parte de los Titulares de los

Contratos de Operación.

Asimismo, en cumplimiento a lo establecido en la Resolución Ministerial No. 101/2009, se presentó el Plan de Desarrollo modificado correspondiente al Contrato de Operación del Área Caipipendi, Campos Margarita y Huacaya, que fue aprobado por YPFB el 8 de marzo de 2010.

En lo que respecta a los Acuerdos de Entrega, mediante la Resolución Ministerial 088/2010 del 25 de marzo de 2010, se estableció que la asignación de los Hidrocarburos Producidos que realice YPFB ha de ser aplicada por campo y mercado, de conformidad a los volúmenes comprometidos en los Acuerdos de Entrega suscritos con YPFB, de acuerdo con la siguiente prioridad de asignación: Gas Natural: (1) Mercado Interno (2) Mercados de Exportación, de acuerdo con el orden cronológico en el que YPFB suscribió los Contratos de Compraventa de Gas Natural respectivos y para Hidrocarburos Líquidos: (1) Mercado Interno (2) Mercado de Exportación.

Por otro lado, mediante la Resolución Ministerial No.217 de fecha 16 de agosto de 2012, modificada por la Resolución Ministerial No. 387/12 del 28 de diciembre de 2012, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía aprobó el Procedimiento para realizar el cálculo de la Participación de YPFB y de la Retribución del Titular.

Con la emisión de la Ley 233 del 13 de abril de 2012, reglamentada mediante el Decreto Supremo No. 1202 del 18 de abril de 2012 y la Resolución Ministerial 128/2012 del 18 de mayo de 2012, se estableció el incentivo a los Campos Petrolíferos mediante la emisión de Notas de Crédito Fiscal por parte del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas. El incentivo a los Campos Petrolíferos será igual a USD 30 por barril, siendo que la fórmula de cálculo resulta de la multiplicación de dicho valor por el caudal de producción de petróleo medido en el Punto de Fiscalización expresado en barriles por mes. Por otro lado, el incentivo para los Campos Gasíferos Marginales y/o Pequeños consistirá en la asignación prioritaria de mercados de exportación de gas natural.

Constitución Política del Estado

En fecha 7 de febrero de 2009, se promulgó la Nueva Constitución de Bolivia, en la cual entre otros aspectos relativos al sector de hidrocarburos, se establece que los hidrocarburos, son propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano por lo que no se podrá inscribir la propiedad de los recursos naturales bolivianos en mercados de valores, ni se podrán utilizar en operaciones financieras de titularización o garantía. Adicionalmente se dispone que, YPFB es la única autorizada a realizar las actividades de control y dirección de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización, y no podrá transferir sus derechos u obligaciones en ninguna forma, pudiendo suscribir contratos de servicios con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, para que dichas empresas, en su nombre y representación, realicen determinadas actividades de la cadena productiva a cambio de una retribución o pago por sus servicios. YPFB podrá conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de las actividades hidrocarburíferas, en las cuales YPFB contará obligatoriamente con una participación accionaria no menor al 51% del total del capital social.

Brasil

Exploración y Producción

La Constitución de la República Federativa Brasileña establece que el Gobierno

Federal detenta el monopolio de la prospección, exploración, desarrollo y producción de petróleo, gas y otros depósitos de hidrocarburos líquidos, así como su refino, importación, exportación y transporte, pudiendo contratar empresas privadas o estatales para ejercer las actividades mencionadas, de acuerdo con las condiciones establecidas en la legislación.

La Ley nº 9.478/97, conocida como la Ley del Petróleo, introdujo el primer modelo contractual para el ejercicio de las actividades de exploración, a través del cual:

- Se confirma el monopolio del Gobierno Brasileño sobre el petróleo y gas natural y se crea: (i) el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), órgano subordinado a la Presidencia de la República con la atribución de establecer políticas de energía; y (ii) la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), agencia regulatoria independiente que se encuentra bajo el Ministerio de Minas y Energía con la atribución de establecer la regulación para las actividades de upstream y downstream;
- Se establece que la adjudicación de los contratos de concesión deberá ser hecha a través de licitaciones específicas y se establecieron requisitos mínimos para los pliegos de licitación;
- Se establecen los términos y condiciones mínimos para los contratos de concesión para la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos;
- Se prevé el pago por los concesionarios de las siguientes compensaciones: (i) bonos de firma (pago en el momento de la firma de contrato); (ii) royalties (pagos mensualmente en un monto entre 5% y 10% de la producción de petróleo y/o gas natural, dependiendo de los términos del pliego); (iii) participación especial (pago en los casos de gran volumen de producción); (iv) pago por la ocupación o retención de área.

En el régimen de concesión, el Gobierno Federal otorga a los concesionarios el derecho de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en un área determinada durante un plazo definido en el contrato de concesión que, para la fase de exploración, puede durar de tres a ocho años y para la fase de producción veinte y siete años contados a partir de la fecha de Declaración de la Comercialidad (pudiendo prorrogarse mediante autorización de la ANP). Concede incluso el derecho de propiedad sobre el hidrocarburo que se produzca una vez que el mismo es extraído después del punto de medición fiscal. En contrapartida, el concesionario asume frente a la ANP compromisos de realizar trabajos mínimos en el área, para garantizar el conocimiento geológico de la región. Además, el concesionario paga al Estado Federal las compensaciones financieras previstas en la Ley nº 9.478/97, que más arriba se describen.

Los principales términos y condiciones de los contratos de concesión están en el artículo 43 de la Ley del Petróleo (Ley nº 9.478/97), y los derechos y obligaciones de las partes están establecidos en el contrato de concesión y en la reglamentación de la ANP.

El artículo 41 de la Ley nº 9.478/97, establece los criterios para la evaluación de las ofertas presentadas en el proceso de licitación, aparte de otros criterios que el pliego estipule.

Los principales derechos de los concesionarios son: (i) el derecho exclusivo de exploración, desarrollo y producción en el área concedida; (ii) la propiedad sobre los hidrocarburos producidos; (iii) el derecho de comercializar los hidrocarburos producidos y (iv) el derecho de exportar los hidrocarburos, observada la obligación de

suministro doméstico en el caso de ser declarado estado de emergencia.

Las principales obligaciones asumidas por los concesionarias en el contrato son: (i) asunción de todos los riesgos y costes relacionados a la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos; (ii) cumplimento de las exigencias relativas al contenido local; (iii) cumplimento de las exigencias relacionadas con la ejecución de trabajos mínimos; y (iv) el pago de participaciones gubernamentales.

No obstante, a partir del año 2010, además del régimen de concesión se introdujo el régimen de reparto de producción para las áreas estratégicas a ser definidas por medio de reglamento y para las áreas denominadas como presalinas, tal como se describe en las leyes nº 12.351/10 y nº 12.304/10.

La Ley nº 12.351/10 trata del régimen propiamente dicho de los contratos de reparto de producción para la exploración y producción de petróleo y gas natural en las áreas presalinas que no estén ya concedidas bajo el régimen de concesión y en las áreas con potencial estratégico definidas por reglamento. Además, la Ley establece que:

- La exploración y producción en las áreas bajo este régimen podrá ser adjudicada directamente a la sociedad controlada por el Gobierno Federal denominada Petrobras en bases exclusivas, sin la necesidad de un proceso de licitación;
- En caso de existir un proceso de licitación, Petrobras siempre tendrá una participación mínima de 30% en el consorcio vencedor y deberá ser designada como operadora del Bloque;
- Una nueva empresa pública, distinta de Petrobras, deberá gestionar los contratos de reparto de producción, y en principio, ser parte del consorcio que se firme con Petrobras o con otros contratados, pero sin asumir los riesgos ni tampoco las inversiones referentes a exploración, evaluación, desarrollo, producción y desactivación de las instalaciones;
- En caso de descubrimiento, los adjudicatarios de esta modalidad tendrán derecho a recuperar en hidrocarburos los costes soportados durante las fases de exploración, evaluación, desarrollo, producción y desactivación de las instalaciones (denominado como coste en crudo) así como también dispondrán de la producción final descontado el coste en crudo, los royalties y la participación del Gobierno Federal en la producción (excedente en crudo);
- El vencedor del proceso de licitación bajo este régimen será la compañía o compañías que ofrezcan la mayor parcela de petróleo para el Gobierno Federal.
- Con relación a las compensaciones financieras, el régimen de reparto de producción prevé el pago por los adjudicatarios de esta modalidad de: (i) royalties y (ii) bonus de firma.

A su vez la Ley nº 12.304/10 autorizó al Gobierno Federal la creación de una nueva empresa pública enteramente participada por el Gobierno Federal, anteriormente mencionada y distinta de Petrobras, denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), la cual tiene por objeto la gestión de los contratos de reparto de producción y la gestión de los contratos para la comercialización de crudo, gas natural y otros hidrocarburos de propiedad del Gobierno Federal.

Gas Natural

En el año de 2009 fue aprobada la Ley nº 11.909/09, Ley del Gas, que reglamenta

algunas actividades en la industria del gas natural, incluyendo su transporte y comercialización (excluyendo la distribución del gas natural canalizado, cuya competencia es exclusiva de los gobiernos de los estados) manteniendo la competencia de la ANP para reglamentar dichas actividades y otorgar concesiones y autorizaciones, según sea aplicable.

La Ley del Gas introdujo tres tipos de gasoductos, de acuerdo con su finalidad: (i) de transporte (gasoducto que tiene como función permitir el movimiento del gas natural desde instalaciones de procesamiento, depósito u otros gasoductos de transporte hasta instalaciones de depósito, otros gasoductos de transporte y puntos de entrega a distribuidores de gas natural); (ii) de transferencia (gasoducto de interés específico y exclusivo de su propietario que se inicia y termina en sus propias instalaciones); (iii) de evacuación (gasoductos integrantes de instalaciones de producción destinados al movimiento de gas natural desde pozos productores hasta instalaciones de procesamiento y tratamiento o unidades de licuefacción).

Las actividades relacionadas con nuevos gasoductos de transporte están sometidas al régimen de concesión (salvo en los casos de gasoductos sometidos a acuerdos internacionales, que están sometidos al régimen de autorización). Adicionalmente, es importante destacar que los gasoductos de transporte anteriores a la Ley del Gas mantienen su validez por un periodo de treinta años.

A su vez, las actividades relacionadas a gasoductos de transferencia y evacuación están sometidas al régimen de autorización, que puede ser concedida por la ANP a cualquier compañía o consorcio constituidos bajo la Ley Brasileña, con sede y administración en el país. Los propietarios de los gasoductos de transferencia y evacuación no están obligados a permitir el acceso de terceros a sus instalaciones.

Ecuador

De conformidad con la Constitución de 2008 y la Ley de Hidrocarburos, los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan pertenecen al patrimonio inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado. El Estado en forma directa, a través de Petroecuador, explora y explota los yacimientos. Petroecuador, a su vez, puede asumir esa actividad mediante la celebración de contratos con terceros. También puede constituir compañías de economía mixta con empresas nacionales y extranjeras de reconocida competencia legalmente establecidas en Ecuador.

La tipología contractual en materia de exploración y explotación de hidrocarburos comprende, entre otras, las siguientes formas contractuales:

i. Contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos por los cuales se delega al contratista la facultad de explorar y explotar hidrocarburos en el área del contrato, realizando el contratista por su cuenta y riesgo todas las inversiones para la exploración, desarrollo y producción. Iniciada la producción el contratista tiene derecho a una participación en la producción del área del contrato valorada al precio de venta de los hidrocarburos del área del contrato y que constituye el ingreso bruto del contratista del cual efectuará las correspondientes deducciones.

ii. Contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, en los que el contratista se obliga a realizar con sus propios recursos económicos servicios de exploración y explotación hidrocarburífera en las áreas señaladas, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos y la tecnología necesarios. Cuando existieren o cuando el prestador de servicios

hubiere encontrado hidrocarburos comercialmente explotables, tiene derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado. Esta tarifa, que constituye el ingreso bruto del contratista se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos, y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido.

De conformidad con lo dispuesto en Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y Ley de Régimen Tributario Interno, publicada el 27 de julio de 2010, los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos suscritos bajo distintas modalidades contractuales debían modificarse para adoptar el modelo reformado de contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos contemplado en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos.

Repsol Ecuador, S.A. (Sucursal Ecuador), como contratista y operadora del Bloque 16, firmó el 12 de marzo de 2009 un contrato de participación modificatorio, en virtud del cual se ampliaba el período de explotación del Bloque 16 del 31 de enero de 2012 al 31 de diciembre de 2018, si bien se requeriría negociar y suscribir en el plazo de un año un contrato de prestación de servicios que sustituyera al contrato de participación. Dicho contrato fue suscrito el 23 de noviembre de 2010 y en él se acuerda la modificación del contrato anterior en un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo) en el Bloque 16 de la región amazónica ecuatoriana. El contrato se registró en el Registro de Hidrocarburos el 23 de diciembre de 2010, y entró en vigencia el 1 de enero de 2011.

Asimismo, el 22 de enero de 2011 se suscribió un contrato modificatorio del contrato de prestación de servicios del Bloque Tivacuno con el Estado ecuatoriano. El contrato se registró en el Registro de Hidrocarburos el 21 de febrero de 2011.

De conformidad con el artículo 408 de la Constitución Ecuatoriana de 2008, el Estado participa en los beneficios del aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos en un monto que no será inferior a los de la empresa que los explota.

Estados Unidos

Exploración y Producción

Las dos agencias del gobierno responsables de las actividades de exploración y producción *offshore* en Estados Unidos son el *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM) y el *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (BSEE) (anteriormente conocido como el *Minerals Management Service*, por sus siglas "MMS") del *U.S. Department of the Interior*.

i. La función del BOEM es asegurar el desarrollo de los recursos en el *offshore* de Estados Unidos de manera responsable, tanto económica como medioambientalmente. Entre sus competencias se incluye el *offshore leasing*, la evaluación de recursos, la revisión y administración de la exploración de petróleo y gas así como los planes de desarrollo, el desarrollo de energías renovables, el análisis de la National Environmental Policy Act (NEPA) y de estudios medioambientales.

ii. La función del BSEE es asegurar que las operaciones de extracción de gas y petróleo *offshore* se realicen de manera segura y cuidando el medioambiente, incluyendo dentro de sus competencias los permisos y las inspecciones de las operaciones *offshore*. Tales competencias asimismo incluyen desarrollar y

aplicar las regulaciones de seguridad y medioambiente, los permisos para la exploración, desarrollo y producción *offshore*, inspecciones, programas regulatorios *offshore*, actuaciones requeridas en caso de derrame de petróleo, y los nuevos programas de capacitación y de cumplimiento medioambiental.

Respecto a las actividades *onshore* de exploración y producción en Estados Unidos, la industria se rige principalmente por las leyes y regulaciones de cada uno de los estados.

La producción de petróleo y gas se considera una operación minera y, por lo tanto, no puede ser regulada por la ley federal. La constitución de cada uno de los estados les otorga el derecho a regular la producción de gas y petróleo para evitar su mala explotación y asegurar la distribución justa entre los dueños de los terrenos bajo los cuales corre el gas y petróleo, distribuyendo entre ellos equitativamente los gastos de la producción y repartición. Como tal, cada estado puede controlar las distancias entre pozos o limitar el área que cada pozo puede ocupar, y puede establecer disposiciones para el *pooling* de las operaciones por los distintos dueños en un campo petrolífero. Aún en una jurisdicción donde se acepta la doctrina de *ownership-in-place*, según la cual el dueño de la superficie es dueño de los minerales que existen bajo su terreno, el estado está facultado para proteger colectivamente los derechos conferidos a todos los dueños que existan en un *common pool* a fin de asegurar la distribución justa del gas y petróleo. En el caso de gas y petróleo, la ley dispone que los dueños de dominios mineros en un campo particular tienen iguales derechos de explotación de ese *common pool*. El estado correspondiente tiene el derecho de imponer *correlative rights* y prevenir la mala explotación con distribuciones a pro rata mediante la restricción de la producción de petróleo repartiendo la demanda actual del mercado entre los "*pools*" que se encuentran en ese estado y luego entre los pozos de cada "*pool*", de manera proporcional a la producción potencial de cada uno a fin de asegurar que cada productor recibe su parte justa del petróleo producido del yacimiento común. Cabe señalar que el hecho de que esta producción se venda en comercio interestatal no afecta a los derechos de dicho estado. Cada estado puede imponer multas, y hasta confiscar el petróleo, si se violan las leyes de distribución a pro rata de dicho estado.

Las autoridades federales tienen el derecho exclusivo de controlar las ventas y el transporte del gas y del petróleo en comercio interestatal para su reventa. El derecho de controlar la producción o *gathering* del gas natural, que comprende la extracción y preparación del gas para las primeras fases de distribución, está expresamente reservado a los estados.

Actualmente, Repsol E&P USA Inc. realiza operaciones en Alaska, Kansas, Oklahoma y Louisiana y, por lo tanto, está sujeta a las leyes de dichos estados.

En Alaska, las actividades de exploración y producción se controlan por el Alaska *Department of Natural Resources, Division of Oil and Gas*; en Kansas, el *Oil and Gas Conservation Division of the Kansas Corporation Commission* se encarga de las actividades de exploración y producción en ese estado; en Oklahoma se controlan por el *Oil and Gas Division of the Oklahoma Corporation Commission;* y en Louisiana el regulador estatal es el *Department of Natural Resources*.

Gas Natural

Respecto de la actividad de GNL en Estados Unidos, de acuerdo con *Natural Gas Act*, la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) tiene el poder exclusivo de autorizar el establecimiento de instalaciones para la importación o exportación de GNL. La aprobación de la FERC depende del cumplimiento del solicitante de otros

requisitos legislativos que afectan a distintos aspectos del proyecto (por ejemplo, medioambientales, o leyes que pueden limitar las inversiones extranjeras, etc.).

Los estados también pueden actuar como una agencia colaboradora de la FERC durante la revisión de un proyecto conforme a la *National Environmental Policy Act* (NEPA) y pueden contribuir a la revisión completa medioambiental del proyecto propuesto.

Los estados pueden vetar una instalación de GNL negando al solicitante los permisos correspondientes a la *Clean Water Act*, la *Coastal Zone Management Act*, y la *Clean Air Act*.

La importación y exportación de GNL en los Estados Unidos dependen de la aprobación del gobierno federal por el "*Department of Energy* (DOE)" La "*Office of Fossil Energy*" es la dependencia del DOE que otorga estas aprobaciones. Las aprobaciones son necesarias para cualquiera que quiera comercializar, intercambiar o usar gas natural extranjero.

Perú

La regulación de los hidrocarburos en Perú tiene en la Constitución Política los fundamentos principales de su marco jurídico. La Constitución establece que el Estado promueve la iniciativa privada, reconociendo el pluralismo económico, debiendo el Estado actuar en un rol subsidiario en cuanto a la actividad empresarial se refiere. Asimismo establece que la actividad empresarial privada o pública recibe el mismo tratamiento legal y que la inversión nacional y la extranjera están sujetas a las mismas condiciones.

Por otro lado, la Constitución consagra la creación de los Contratos-Ley, mediante los cuales el Estado puede establecer garantías y otorgar seguridades. Los referidos Contratos-Ley no pueden ser modificados legislativamente.

Asimismo, la Constitución establece que los recursos naturales son patrimonio del Estado y que por Ley Orgánica se fijan las condiciones de su utilización y otorgamiento a particulares.

Exploración y Producción

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH), cuyo Texto Único Ordenado ha sido aprobado por el Decreto Supremo N° 042-2005-EM, regula este recurso natural. Para otorgar seguridad jurídica a los inversores, establece que los Contratos que se celebren a su amparo, tendrán carácter de Contratos-Ley, por consiguiente, sólo podrán ser modificados por acuerdo escrito entre las partes. Para lograr los objetivos antes mencionados, la LOH, crea PERUPETRO, empresa Estatal de Derecho Privado, organizada como Sociedad Anónima de acuerdo a la Ley General de Sociedades, a la cual el Estado en su calidad de propietario de los hidrocarburos ubicados en el territorio de la nación, otorga el derecho de propiedad sobre dichos hidrocarburos, con la finalidad de que PERUPETRO pueda negociar, celebrar y supervisar contratos de exploración y/o explotación, mediante los Contratos de Licencia, de Servicios, y otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas.

Mediante los Contratos de Licencia, el Contratista obtiene la autorización de explorar y explotar hidrocarburos en el área de contrato. El Licenciatario es propietario de los hidrocarburos extraídos y puede comercializarlos libremente. Asimismo, mediante los

Contratos de Servicios, PERUPETRO, otorga al Contratista el derecho a llevar a cabo actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el área de Contrato, por lo cual el Contratista recibe una retribución en función a la producción fiscalizada de hidrocarburos. En este tipo de Contrato, PERUPETRO mantiene la propiedad de los hidrocarburos extraídos, por lo tanto, es quien puede disponer de ellos libremente para su exportación o su refinación y venta en el mercado nacional.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la LOH, las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que deseen suscribir Contratos de exploración y/o explotación de hidrocarburos, deben ser previamente calificadas por PERUPETRO, sobre la base de su capacidad legal, técnica, económica y financiera para dar cumplimiento a todas sus obligaciones contractuales. Adicionalmente, la LOH establece una serie de condiciones que se consagran en el contrato, tales como la determinación del área del Lote, las fases y plazos máximos para el desarrollo de las actividades de exploración y explotación, el monto de las regalías o la retribución al Contratista, según el tipo de contrato, entre otras.

Refino y comercialización de Hidrocarburos

La LOH establece que cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá instalar, operar y mantener refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural y condensados, asfalto natural, grasas, lubricantes y petroquímica, con sujeción a las normas que establezca el Ministerio de Energía y Minas. La LOH no establece los requisitos específicos para cada actividad, por lo cual es necesario remitirse a los Reglamentos de cada una de las actividades en mención.

Si bien la comercialización de los productos derivados de los hidrocarburos se rige por la oferta y demanda, mediante Decreto de Urgencia N° 010-2004 se creó el Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles Derivados del Petróleo (“el Fondo”), como fondo intangible destinado a evitar que la alta volatilidad de los precios del petróleo se traslade a los consumidores del mercado interno. El patrimonio del Fondo está conformado por los aportes y descuentos que los Productores e Importadores efectúen en los precios de cada producto, dependiendo de si los Precios de Paridad de Importación (PPI) se encuentran por encima o por debajo de la Banda de precios. El saldo negativo del Fondo significa para el Productor/Importador el derecho a cobrar. Las bandas de precio deben actualizarse cada dos meses pero de modo que el incremento no supere el 5% por lo que se tiende a que el Fondo normalmente sea deficitario y por ende sea de aplicación la disposición de que el Estado deba aportar al Fondo recursos del Tesoro Público. El DU N° 005-2012, modifica la normativa del Fondo para procurar focalizar el subsidio en determinados productos (gasolinas de 84 y 90 octanos, GLP en balones, Diesel B5). Asimismo, a través de la Séptima Disposición Complementaria Final de la Ley N°29552 – Ley del Equilibrio financiero del Presupuesto Público, para el año 2013 se determina la vigencia permanente del Fondo.

Asimismo, a través de la Ley N° 28694, ley que regula el contenido de azufre en el combustible diésel, se estableció que a partir del 1 de enero de 2010 queda prohibida la comercialización para el consumo interno de combustible diésel cuyo contenido de azufre sea superior a las 50 partes por millón por volumen. Se estableció además que desde la vigencia de la referida Ley, quedaba prohibida la importación de combustible Diésel Nº 1 y Diésel Nº 2 con niveles de concentración de azufre superiores a 2500 ppm.

Dicha Ley otorgó facultades al Ministerio de Energía y Minas, para establecer, por

excepción, las zonas geográficas del interior del país en las que se podrá autorizar la venta de diésel con mayor contenido de azufre. En ese sentido, mediante Decreto Supremo Nº 061-2009-EM se establecieron los criterios para determinar las zonas geográficas en las que se podrá autorizar la venta de diésel con contenido de azufre mayor a 50 ppm y se dispuso la prohibición, a partir del 1 de enero de 2010, de la comercialización y uso de Diésel B2 con un contenido de azufre mayor a 50 ppm en los establecimientos de venta y locales de Consumidores Directos en donde se suministre dicho combustible para uso automotriz, ubicados en la provincia de Lima y en la Provincia Constitucional del Callao.

Adicionalmente, a través de la Resolución Ministerial Nº 139-2012-MEM-DM se estableció la prohibición del uso y la comercialización de Diésel B5 con un contenido de azufre mayor a 50 ppm en los departamentos de Lima, Arequipa, Cusco, Puno y Madre de Dios y en la Provincia Constitucional del Callao, en un plazo máximo de 120 días calendario contados desde el 19 de marzo de 2010. Actualmente Refinería La Pampilla, S.A.A. se encuentra en proceso de adecuación de la presente norma y ejecutando el proyecto de inversión para poder reducir el azufre en el diésel y gasolinas que produce.

En el mes de abril de 2012, a través de la Ley N° 29852, se crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE) y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). A través del SISE, se permitirá dotar de infraestructuras para brindar seguridad al sistema energético. El SISE estará constituido por redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas estratégicas por el Estado (infraestructura) y será remunerado mediante un cargo tarifario a la infraestructura de la red nacional de ductos de transporte de productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos del gas natural. Por otra parte, el FISE establece un esquema de Compensación Social y de Servicio Universal para los sectores más vulnerables de la población. Este fondo será remunerado por: i) Recargo mensual a los usuarios libres de electricidad de los sistemas interconectados a través de un cargo equivalente en energía aplicable a las tarifas de transmisión eléctrica; ii) Recargo al transporte por ductos de los productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos del gas natural equivalente a 1.00 USD/Bbl, aplicable en cada venta primaria que efectúen los Productores e Importadores; y, iii) Recargo equivalente a 55 USD/MMpc en la facturación mensual de los cargos tarifarios de los usuarios del servicio de transporte de gas natural por ductos.

Respecto a la Ley aplicable y jurisdicción en la regulación de los hidrocarburos en general, las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades de Hidrocarburos, se someterán expresamente a las leyes de la República del Perú y renunciaran a toda reclamación diplomática. En ese sentido, las diferencias que puedan surgir en la ejecución, cumplimiento y en general en todo lo relativo a las actividades de hidrocarburos a que se refiere la presente Ley, podrán ser sometidas al Poder Judicial o Arbitraje Nacional o Internacional.

En lo que respecta a las entidades competentes en materia de hidrocarburos están principalmente, el Ministerio de Energía y Minas: encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector y dictar normas complementarias para mantener actualizado los Reglamentos; la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (DGH): debe velar por el cumplimiento y aplicación de la normativa; el Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN): fiscalizar y sancionar a las personas naturales o jurídicas que desarrollan actividades relacionadas con los subsectores de electricidad e hidrocarburos, por el incumplimiento de las obligaciones legales y técnicas emitidas

por el MINEM y Perupetro.

El Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) del Ministerio del Ambiente es la institución técnica especializada para asegurar el cumplimiento de las normas, obligaciones e incentivos establecidos en la regulación ambiental.

Gas Natural

La Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, declaró de interés nacional y necesidad pública, el fomento y desarrollo de la industria del gas natural, que comprende la explotación, el desarrollo de la infraestructura de transporte de gas natural y condensados, así como su distribución por red de ductos y los usos industriales en el país. Respecto a la explotación del gas natural, la Ley N° 27133 señala que se garantiza el abastecimiento al mercado nacional de gas natural, por un período mínimo definido en el Contrato, y fija un precio máximo para el gas natural en la boca de pozo y precisa los procedimientos para la aplicación de precios y/o condiciones en las ventas de gas natural.

Complementariamente, la Ley N° 28176, Ley de Promoción de la Inversión en Plantas de Procesamiento, amplió los beneficios establecidos en la LOH, a la operación de Plantas de Procesamiento de Gas Natural.

Venezuela

La Constitución de la República Bolivariana de Venezuela dispone que los yacimientos mineros y de hidrocarburos, cualquiera que sea su naturaleza, existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental, pertenecen a la República, son bienes del dominio público y, por tanto, inalienables e imprescriptibles.

El Estado se reserva, mediante ley orgánica, y por conveniencia nacional, la actividad petrolera y gasífera. Por razones de soberanía económica, política y de estrategia nacional, el Estado conserva la totalidad de las acciones de Petróleos de Venezuela, S.A., o del ente que pueda crearse para el manejo de la industria petrolera.

Exploración y Producción

La Ley Orgánica de Hidrocarburos regula todo lo relativo a la exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte, almacenamiento, comercialización, conservación de los hidrocarburos, así como lo referente a los productos refinados y a las obras que la realización de estas actividades requiera.

Las actividades relativas a la exploración en busca de yacimientos de hidrocarburos, a la extracción de ellos en estado natural, a su recolección, transporte y almacenamiento iniciales, se denominan actividades primarias.

La realización de las actividades primarias está reservada al Estado, ya directamente por el Ejecutivo Nacional o mediante empresas de su exclusiva propiedad. Igualmente podrá hacerlo mediante empresas donde tenga control de sus decisiones, por mantener una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social, las cuales se denominan empresas mixtas. Las empresas que se dediquen a la realización de actividades primarias serán empresas operadoras.

La constitución de empresas mixtas y las condiciones que regirán la realización de las actividades primarias, requerirán la aprobación previa de la Asamblea Nacional. La

modificación posterior de las condiciones compete también a la Asamblea Nacional. Por tanto, las empresas mixtas se rigen por la Ley y, en cada caso particular, por los términos y condiciones establecidos en el Acuerdo de aprobación de la Asamblea Nacional. Supletoriamente se aplicarán las normas del Código de Comercio y las demás leyes que les fueran aplicables. La duración máxima de las empresas mixtas será de 25 años, prorrogable por un lapso a ser acordado por las partes, no mayor de 15 años.

De los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento, el Estado tiene derecho a una participación de treinta por ciento (30%) como regalía. Todo ello sin perjuicio del pago de los impuestos que procedan.

Las actividades de comercialización de los hidrocarburos naturales, así como la de los productos derivados que mediante Decreto señale el Ejecutivo Nacional, sólo podrán ser ejercidas por las empresas de la exclusiva propiedad del Estado. A tal efecto, las empresas mixtas que desarrollen actividades primarias sólo podrán vender los hidrocarburos naturales que produzcan a las empresas de la exclusiva propiedad del Estado.

De conformidad con lo anterior y por lo que se refiere a las actividades desarrolladas por Repsol podemos destacar:

El actual Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería (MPPPM) aprobó el 20 de junio de 2006 la constitución de la Empresa Mixta de petróleo Petroquiriquire, S.A., con una participación de Repsol del 40% y de la Corporación Venezuela del Petróleo, S.A. (CVP), filial de PDVSA, del 60%. Posteriormente, el 2 de septiembre de 2009, la Asamblea Nacional aprobó que Petroquiriquire, S.A. desarrolle actividades de exploración y explotación en Barúa-Motatán como parte de su objeto social como empresa mixta.

El 10 de febrero de 2010 el MPPPM, adjudicó el Área Carabobo I al Consorcio constituido por Repsol Exploración, S.A. (11%), Petronas (11%), OVL (11%) e Indoil (7%), para un 40% de participación accionaria, y de CVP del 60%. El 7 de Mayo de 2010 se publicó el Decreto de Creación de la Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A. y la Resolución del MPPPM mediante la cual se delimita su área geográfica.

El 21 de Enero de 2011 se constituyó la sociedad mercantil Carabobo Ingeniería y Construcciones, S.A., vehículo societario conformado por los Socios Clase B (Repsol 27,5%, Petronas 27,5%, OVL 27,5% e Indoil 17,5%), para cumplir y ejecutar las gestiones delegadas de conformidad con el Artículo 4.1 y el Anexo K del Contrato de Empresa Mixta.

Gas Natural No Asociado

De conformidad con la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos las siguientes actividades pueden ser ejercidas por el Estado directamente o mediante entes de su propiedad o por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado: (i) las actividades de exploración en busca de yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados y la explotación de tales yacimientos, (ii) la recolección, almacenamiento y utilización tanto del gas natural no asociado proveniente de dicha explotación, como del gas que se produce asociado con el petróleo u otros fósiles, y (iii) el procesamiento, industrialización, transporte, distribución, comercio interior y exterior de dichos gases.

Queda igualmente comprendido en el ámbito de la Ley, lo referente a los

hidrocarburos líquidos y a los componentes no hidrocarburados contenidos en los hidrocarburos gaseosos, así como el gas proveniente del proceso de refinación del petróleo.

Las actividades a ser realizadas por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado, requerirán licencia o permiso, según el caso, y deberán estar vinculadas con proyectos o destinos determinados, dirigidos al desarrollo nacional.

Una misma persona no puede ejercer ni controlar simultáneamente en una región, dos o más de las actividades de producción, transporte o distribución.

De conformidad con lo anterior y en relación con las actividades desarrolladas por Repsol podemos destacar:

El MPPPM aprobó el 20 de junio de 2006 el otorgamiento de Licencia de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Gaseosos No Asociados a la sociedad mercantil Quiriquire Gas, S.A., participada por Repsol Venezuela, S.A. en un 60% y por PDVSA GAS, S.A. en un 40%, Licencia de Gas que fue otorgada en marzo de 2007.

El 2 de Febrero de 2006 fue publicada la Resolución No. 011 mediante la cual se otorgó una Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos Gaseosos No Asociados en el área Cardón IV, ubicada en el Golfo de Venezuela, a la sociedad mercantil Cardón IV, S.A., de la cual son accionistas Repsol Venezuela Gas, S.A (50%) y Eni Venezuela B.V. (50%). Eni y Repsol firmaron el 1 de Noviembre de 2008 un acuerdo de operación conjunta (“JOA”). El 1 de Noviembre de 2011 fue firmado un Acuerdo preliminar que sirvió de base para la negociación con PDVSA GAS, S.A. del Contrato de Suministro de Gas a 25 años con posibilidad de exportación, el cual fue finalmente suscrito el 23 de Diciembre de 2011.

Con la aprobación de la Declaración de Comercialidad otorgada por el MPPPM el 15 de Agosto de 2012, se inició el periodo de 120 días con el que cuenta el Estado Venezolano (MPPPM) para designar una empresa del Estado para que ésta ejerza el derecho a adquirir hasta el 35% de participación en el capital social de Cardón IV, S.A., cuyo plazo vencía el 15 de Diciembre de 2012.

El 14 de Diciembre de 2012 se recibió notificación oficial en la cual el MPPPM manifestó formalmente el interés de que CVP sea el accionista estatal en la Licencia de Gas de Cardón IV, S.A. En tal sentido, se inició el proceso de Due Diligence correspondiente, actualmente en ejecución.

Argentina

Las actividades que el Grupo Repsol realizaba en Argentina a través de su participación en YPF S.A. e YPF Gas S.A. han quedado interrumpidas como consecuencia del proceso expropiatorio del 51% de las acciones que el Grupo Repsol mantenía en ambas sociedades. Tal y como se describe en la Nota 5, en su apartado 5.1 Decreto de Intervención y Ley de expropiación de YPF e YPF Gas, Repsol considera que la expropiación es manifiestamente ilícita.

Sin perjuicio de la descripción que en la referida Nota 5, apartado 5.1 se lleva a cabo del marco normativo sobre el que se instrumenta el proceso de expropiación, a continuación y en la medida de la participación del Grupo Repsol en el capital de YPF y de YPF Gas derivada tanto de las acciones sujetas al procedimiento de expropiación - que continúan siendo titularidad del Grupo-, como del resto de acciones, se detalla a

continuación el marco regulatorio que afecta a las actividades desarrolladas por YPF y sus participadas en Argentina

La industria del petróleo y el gas en Argentina está regulada por la Ley Nº 17.319 (en adelante "Ley de Hidrocarburos"), aprobada en el año 1967 y modificada en el año 2007 por la Ley Nº 26.197, que establecen el marco legal para la exploración y producción de petróleo y gas, y por la Ley Nº 24.076 (en adelante "Ley del Gas Natural"), aprobada en 1992 y que establece las bases para la desregulación de la industria del transporte y distribución de gas natural. El Poder Ejecutivo Argentino a través de la Secretaría de Energía dicta las normas complementarias. La Ley Nº 26.197 otorgó importantes competencias a las provincias, tales como supervisión y control de los permisos de exploración y concesiones de producción, aplicación de las obligaciones legales y contractuales relacionadas con las inversiones, y otras.

La Ley Nº 26.741, por la que declara de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S. A. e YPF Gas S.A., pertenecientes a Repsol YPF S.A. y Repsol Butano, S.A., respectivamente, sus controlantes o controladas, en forma directa o indirecta, declara asimismo, entre otros aspectos, de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de éstos.

El Decreto PEN Nº 1277/2012, que desarrolla reglamentariamente la anterior Ley Nº 26.741, confiere al Poder Ejecutivo Argentino, a través de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (en adelante la "Comisión de Planificación"), la elaboración y presentación anual de un Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, donde se deberán establecer los presupuestos mínimos y las metas en materia de inversiones en exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos para el logro de los objetivos de la Política Hidrocarburífera Nacional. Así, las facultades de control y supervisión de permisos y concesiones que tienen las Provincias, son ejercidas ahora por la recientemente creada Comisión de Planificación.

Exploración y Producción

El marco regulatorio de la Ley Nº 17.319 fue establecido bajo la premisa de que las reservas de hidrocarburos eran propiedad de la Nación, y que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado, el antecesor de YPF S.A., era el responsable de la explotación de los mismos, operando en un marco distinto al de las compañías privadas.

En 1992 la Ley Nº 24.145 (en adelante "Ley de Privatización de YPF") reguló la privatización de YPF e inició un proceso de transferencia del dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias en cuyos territorios se encuentren. La citada Ley de Privatización de YPF estableció que los permisos de exploración y las concesiones de explotación vigentes al momento del dictado de dicha ley se transferirían al vencimiento de los plazos legales y/o contractuales correspondientes.

La Ley de Privatización de YPF otorgó a YPF 24 permisos de exploración, 50 concesiones de explotación y otras concesiones de transporte. La Ley de Hidrocarburos limita el número y la superficie total de los permisos de exploración o concesiones de explotación que puede detentar una entidad.

En octubre de 2004, la Ley Nº 25.943 creó la empresa estatal Energía Argentina

Sociedad Anónima ("ENARSA"). El objeto social de ENARSA es llevar a cabo el estudio, la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, el transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de estos productos y sus derivados, así como el transporte y distribución de gas natural y la generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Esta ley otorgó a ENARSA todas las concesiones de explotación con respecto a las áreas offshore ubicadas más allá de las 12 millas náuticas desde la línea de la costa hasta el límite exterior de la plataforma continental que estaban vacantes al momento de entrada en vigencia de esta ley en noviembre de 2004.

En octubre de 2006, mediante la Ley Nº 26.154, se creó un régimen de incentivos dirigidos a aumentar la exploración y explotación de hidrocarburos y que se aplica a todos los nuevos permisos de exploración otorgados con respecto a las zonas offshore. Para acceder a los numerosos beneficios otorgados por este régimen, los sujetos interesados deberán asociarse obligatoriamente con ENARSA.

De acuerdo al actual sistema legal (nuevo artículo 124 de la Constitución Nacional, Decreto PEN Nº 546/2003, Ley Nº 26.197, Ley Nº 26.741 y Decreto PEN Nº 1277/2012) la regulación de fondo en materia hidrocarburífera (tanto legislativa como reglamentaria) constituye una competencia del Gobierno Nacional, mientras que la aplicación de la Ley de Hidrocarburos y su normativa complementaria corresponderá a las provincias o a la Nación dependiendo del lugar de ubicación de los yacimientos. En cualquier caso, las competencias otorgadas a las Provincias deben de ser ejercitadas dentro del marco de la Ley de Hidrocarburos y de las normas que complementan la misma. Ciertas competencias otorgadas a las Provincias, son compartidas con la Comisión de Planificación, creada en el ámbito del Poder Ejecutivo Nacional por el Decreto PEN Nº 1277/2012. Asimismo, el Decreto PEN Nº 1277/2012 restringe y/o elimina la libre disponibilidad de los hidrocarburos por parte de las empresas concesionarias y la facultad de las empresas de pactar precios libremente.

De conformidad con la Ley de Hidrocarburos, la exploración y producción de petróleo y gas es llevada a cabo a través de permisos de exploración, concesiones de producción, contratos de explotación o acuerdos de "partnership". La Ley de Hidrocarburos permite el reconocimiento de la superficie no cubierta por permisos de exploración o concesiones de producción mediante autorización de la Secretaría de Energía o las autoridades provinciales competentes.

Las concesiones de producción de petróleo y gas tienen una vigencia de 25 años y pueden ser prorrogadas por un periodo de hasta 10 años. Terminada su vigencia, los pozos de petróleo y gas y los equipos de mantenimiento y producción revierten a la Provincia donde el yacimiento se encuentre o al gobierno Argentino, según los casos.

De conformidad con la Resolución Nº 324/2006 de la Secretaría de Energía, los titulares de permisos de exploración y de concesiones de hidrocarburos deben presentar información sobre sus reservas probadas en cada una de las áreas certificadas por auditores externos.

En noviembre de 2008, mediante Decreto PEN Nº 2014/2008, se creó el programa "Petróleo Plus" destinado a aumentar la producción y reservas a través de inversiones nuevas en exploración y explotación. Para este fin, establece para aquellas empresas productoras que aumenten su producción y reservas dentro de lo previsto en el programa, un régimen de incentivos fiscales. Mediante Resolución Nº 438/2012, la Secretaría de Energía estableció un sistema de compensaciones mediante la entrega de Certificados de Crédito Fiscal a las empresas que realicen exportaciones de petróleo

crudo, y dispuso que el Programa Petróleo Plus continúa en vigor para las empresas no alcanzadas por la presente resolución. Dicho sistema de compensaciones, fue dejado a su vez sin efecto por la Resolución del Ministerio de Economía Nº 1/2013, que lo remplaza por una modificación del régimen derechos de exportación que mejora la ecuación económica de los productores exportadores de petróleo crudo.

Mediante la Resolución SE Nº 24/2008, modificada por la Resolución SE Nº 1031/2008, se creó el programa de incentivo a la producción de gas natural denominado "Gas Plus" con el objetivo de incentivar la producción de gas natural resultante de nuevos descubrimientos de reservas, nuevos yacimientos, la producción de gas no convencional (“tight gas”), etcétera. El gas natural producido bajo este programa no será considerado como parte de los Volúmenes del Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011 y, por tanto, su valor de comercialización no estará sujeto a las condiciones de precio previstas en el Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011 (descrito en el apartado Regulación del mercado más adelante).

El 14 de febrero de 2013, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Nº 1/2013 de la Comisión de Planificación, que crea el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”. La misma establece una compensación a las empresas productoras por la producción de “excedentes” de gas natural, y prevé severas penalidades para las empresas que no cumplan con la inyección excedente planificada.

Transporte y Distribución de Gas Natural

En junio de 1992 se promulgó la Ley del Gas Natural que dispuso la privatización de la sociedad Gas del Estado Sociedad del Estado y estableció el marco regulatorio de la actividad de transporte y distribución de gas natural y la desregulación del precio del gas natural. Asimismo se estableció que las actividades de transporte y distribución de gas natural constituyen un servicio público nacional.

El marco regulatorio aplicable al transporte y distribución de gas establece un sistema de acceso abierto (“open access”), bajo el cual los productores tienen acceso abierto a la capacidad de transporte disponible en los sistemas de transporte y distribución sobre bases de no-discriminación.

En Argentina se han construido gasoductos transfronterizos para facilitar a los productores la exportación de gas natural, si bien durante los últimos años las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas que restringen la exportación de gas natural desde Argentina, incluyendo la emisión de una instrucción de suministro interno en virtud de la Disposición S.S.C. Nº 27/2004 y la Resolución SE Nº 265/2004, que establece un programa de cortes útiles sobre las exportaciones de gas natural; la Resolución SE Nº 659/2004, que establece un Programa de Racionalización de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte; y la Resolución SE Nº 752/2005 por la que se crea un mecanismo de Inyección Adicional Permanente.

Refino de petróleo y transporte de hidrocarburos líquidos

Las actividades de refino de petróleo crudo están sujetas a autorizaciones por parte del gobierno Argentino y al cumplimiento de regulaciones de seguridad y medio ambiente nacionales, provinciales y municipales. Asimismo, resulta necesaria la inscripción: (i) en el registro de empresas petroleras, mantenido por la Secretaría de Energía, y (ii) en el Registro de Inversiones Hidrocarburíferas creado por el Decreto PEN Nº 1277/2012.

Por Decreto PEN Nº 2014/2008 se crea el programa “Refino Plus” destinado a

fomentar la producción de combustibles diesel y gasolina y por el cual las empresas refineras que emprendan la construcción de una nueva refinería o la ampliación de la capacidad de refino y/o conversión de refinerías existentes tendrán derecho a recibir créditos de derechos de exportación.

La Ley de Hidrocarburos permite al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones de 35 años para el transporte de petróleo, gas y derivados tras la presentación de las correspondientes ofertas competitivas. Los gobiernos provinciales disponen de las mismas facultades otorgadas a través de la Ley Nº 26.197. Los titulares de concesiones de explotación tienen derecho a recibir una concesión para el trasporte de su producción de petróleo, gas y derivados. El plazo de estas concesiones de transporte puede ser prorrogado por un periodo adicional de 10 años.

Los tenedores de concesiones de transporte están obligados a transportar hidrocarburos de terceros en condiciones no discriminatorias, si bien esta obligación solo es aplicable a los productores de petróleo y gas en relación con el exceso de capacidad.

Gas Licuado de Petróleo (GLP)

La Ley Nº 26.020 establece el marco regulatorio básico para la industria y comercialización del GLP. Mediante distintas resoluciones la autoridad estableció los volúmenes y precios de venta del GLP.

Regulación del Mercado

La Ley de Hidrocarburos autoriza al Poder Ejecutivo Nacional a regular los mercados argentinos de petróleo y gas y prohíbe la exportación de crudo durante los períodos en los que éste encuentre que la producción interna es insuficiente para satisfacer la demanda interna.

Son numerosas las disposiciones promulgadas en esta materia de regulación que afectan a los distintos mercados y que tienen muy distinto alcance. El Decreto PEN Nº 1277/2012 dispone que la Comisión de Planificación establecerá los criterios que regirán las operaciones del mercado interno de combustibles, y publicará precios de referencia de venta de hidrocarburos y combustibles.

Mediante distintas normas, la Subsecretaría de Combustibles restableció un mecanismo de registro de exportaciones de hidrocarburos y sus derivados y se impusieron obligaciones de abastecimiento al mercado local, incluyendo la obligación de importar productos en compensación por exportaciones, cuando ello fuera necesario para atender la demanda interna. Con fecha 11 de octubre de 2006, la Secretaría de Comercio Interior, requirió a las empresas refineras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas cubrir la demanda de gasoil en todo el territorio argentino atendiendo al crecimiento del mercado. El Decreto PEN Nº 1277/2012 dispone que la Comisión de Planificación estará facultada para dictar las medidas que estime necesarias para evitar y/o corregir conductas distorsionadoras en relación al precio y disponibilidad de combustibles, incluyendo las sanciones derivadas de la Ley de Abastecimiento y Represión del Agio (Ley Nº 20.680).

La Resolución 394/2007 del ex Ministerio de Economía y Producción, de fecha 15 de noviembre de 2007, incrementó los impuestos a la exportación de crudo y productos derivados en Argentina. Dicho régimen establecía que en los casos en los que el precio de exportación se situara por encima del precio de referencia, que fue inicialmente fijado en 60,9 dólares por barril, el productor tenía derecho a ingresar 42 dólares por barril y el resto hasta el precio de referencia sería retenido por el gobierno argentino

como impuestos a la exportación. En el caso en que el precio de las exportaciones se situare por debajo del precio internacional de referencia fijado, pero por encima de 45 dólares por barril, se aplicaría un 45% de retención. En el caso de que el precio de la exportación estuviese por debajo de 45 dólares por barril, el porcentaje de retención se fijaría en el plazo de 90 días. La Resolución Nº 1/2013 del Ministerio de Economía modificó los parámetros elevando de 60,9 a 80 dólares por barril el precio de referencia, y de 42 a 70 dólares por barril el valor de corte, mejorando así la ecuación económica de los productores exportadores de petróleo crudo.

En el marco del sector del gas natural, como ya se ha indicado, se han emitido importantes resoluciones por las que se establecen diversos mecanismos de restricción de las exportaciones y se da prioridad al suministro al mercado doméstico.

El 14 de junio de 2007 la Resolución Nº 599/2007 de la Secretaría de Energía aprobó una propuesta de acuerdo con los productores de gas natural con relación con el suministro de gas natural al mercado doméstico durante el periodo 2007 a 2011 ("Acuerdo 2007-2011"). Con fecha 5 de enero de 2012 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución 172 de la Secretaría de Energía que extiende las reglas y criterios de asignación establecidos por la Resolución 599/2007 hasta tanto una nueva regulación remplace a esta última.

La Resolución del Ministerio de Economía Nº 127/2008 aumentó los impuestos a la exportación aplicables a las exportaciones de gas natural desde el 45% al 100% estableciendo las bases para el cálculo de la valoración del gas natural en el más alto establecido en contrato de un importador argentino de gas natural.

En diciembre de 2008, el Decreto PEN Nº 2067/2008 creó un fondo fiduciario para financiar las importaciones de gas natural al sistema nacional de gasoductos cuando así lo requiriese la demanda interna y señaló los mecanismos que debían de contribuir a dicho fondo. Esta disposición ha sido complementada mediante la Resolución Enargás Nº 1982, de 14 de noviembre de 2011, ajustando los valores unitarios del cargo y ampliando los sujetos alcanzados, como son, entre otros, los servicios residenciales, el procesamiento de gas y las centrales de generación eléctrica.

En 2011, el Decreto PEN Nº 1722/2011 restableció la obligatoriedad del ingreso y negociación en el Mercado de Cambios de la totalidad de las divisas provenientes de operaciones de exportación por parte de empresas productoras de petróleos crudos o de sus derivados, gas natural y gases licuados y de empresas que tengan por objeto el desarrollo de emprendimientos mineros, con efecto a partir del 26 de octubre de 2011 y de conformidad con las previsiones del artículo 1º del Decreto PEN Nº 2581/1964.

Otros países

En el resto de países donde Repsol lleva a cabo sus actividades, las mismas están sujetas a una amplia variedad de legislaciones y marcos regulatorios que cubren todos los aspectos de las actividades llevadas a cabo, incluyendo, entre otros, temas como la ocupación de terrenos, ritmos de producción, regalías, fijación de precios, protección medioambiental, tasas de exportación, tipos de cambio, etc. Los términos de las concesiones, licencias, permisos y contratos que rigen los intereses del Grupo varían de un país a otro. Estas concesiones, licencias, permisos y contratos generalmente son concedidos o realizados conjuntamente con entidades gubernamentales o compañías estatales, y en algunas ocasiones son realizados conjuntamente con entes del sector privado.

(3) BASES DE PRESENTACIÓN Y POLÍTICAS CONTABLES

3.1) Bases de presentación

Las cuentas anuales consolidadas adjuntas se presentan en millones de euros y se han preparado a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y de sus sociedades participadas y se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) tal como han sido emitidas por el Internacional Accounting Standards Board (IASB) así como las NIIF adoptadas por la Unión Europea (UE) a 31 de diciembre de 2012. Las NIIF aprobadas y en vigor en la UE, difieren en ciertos aspectos de las NIIF emitidas por el IASB, sin embargo estas diferencias no tienen impactos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo para los años presentados. En este sentido, las cuentas anuales muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera a 31 de diciembre de 2012, así como de los resultados de las operaciones, de los cambios en el patrimonio y de los flujos de efectivo consolidados que se han producido en el Grupo en el ejercicio terminado en dicha fecha.

La preparación de las cuentas anuales consolidadas de acuerdo con NIIF, cuya responsabilidad es de los administradores de la sociedad matriz del Grupo, requiere efectuar estimaciones contables y juicios en la aplicación de las normas contables. Las áreas en las que dichos juicios, asunciones y estimaciones resultan más significativas, se detallan en la Nota 4 "*Estimaciones y juicios contables*".

3.2) Nuevos estándares emitidos

A) A continuación se detallan las modificaciones de normativas emitidas por el IASB y adoptadas por la Unión Europea que son de aplicación en el ejercicio 2012:

- Modificaciones a la NIIF 7 *Información a revelar: Transferencias de activos financieros*.

La aplicación de esta modificación no ha tenido efectos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo.

B) A continuación se detallan las normas e interpretaciones o modificaciones de las mismas que han sido emitidas por el IASB y aprobadas por la Unión Europea, y que serán de aplicación en ejercicios futuros:

<u>Aplicación obligatoria en 2013:</u>

- NIIF 13 *Valoraciones a valor razonable.*
- Modificaciones a la NIIF 7 *Desgloses de información sobre activos y pasivos financieros presentados por el neto.*
- Modificaciones a la NIC 1 *Presentación de otros elementos del resultado integral.*
- Modificaciones a la NIC 19 *Beneficios a empleados.*
- CINIIF 20 *Costes de eliminación de residuos en la fase productiva de una actividad minera en superficie.*
- Modificaciones de la NIIF 1 *Hiperinflación grave y eliminación de las fechas fijadas para entidades que adopten por primera vez las NIIF* (1).
- Modificaciones de la NIC 12 *Impuestos diferidos: Recuperación de activos subyacentes* (1).

(1) Estas normas fueron emitidas por el IASB con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2012. Dichas normas han sido objeto de adopción por parte de la Unión Europea con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2013 y con posibilidad de aplicación anticipada. El Grupo no ha aplicado anticipadamente las referidas normas para los periodos presentados.

Aplicación obligatoria en 2014:

- NIIF 10 *Estados Financieros Consolidados* (2).
- NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos* (2).
- NIIF 12 *Desgloses de información de entidades participadas* (2).
- NIC 27 revisada *Estados Financieros Separados* (2).
- NIC 28 revisada *Inversiones en asociadas y joint ventures* (2).
- Modificaciones a la NIC 32 *Presentación de activos y pasivos financieros por el neto*.

(2) Estas normas fueron emitidas por el IASB con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2013. Dichas normas han sido objeto de adopción por parte de la Unión Europea con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2014 y con posibilidad de aplicación anticipada. El Grupo no ha aplicado anticipadamente las referidas normas para los periodos presentados.

Por lo que se refiere a los efectos que puedan derivarse de los cambios normativos expuestos en este epígrafe, y en concreto en lo relativo a la NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos*, dado que el Grupo aplica el método de integración proporcional bajo los criterios de la NIC 31 vigente, en la actualidad está en proceso el análisis de todos los acuerdos conjuntos a fin de determinar y documentar su adecuada clasificación, bien como operación conjunta o bien como *joint venture*, atendiendo a los principios de la NIIF 11. Como consecuencia de la aplicación de dicha norma, será necesario reclasificar a los correspondientes epígrafes del método de participación del balance y la cuenta de resultados los importes integrados proporcionalmente de aquellas participaciones en negocios conjuntos que, bajo criterios de NIIF 11, sean clasificados como *joint ventures.* En este sentido, en la Nota 26 se desglosan los importes agregados aportados por las participaciones del Grupo en entidades de control conjunto.

En lo referente al resto de normas, interpretaciones y modificaciones de normas detalladas en el presente epígrafe B), el Grupo está analizando el impacto que las mismas puedan tener en los estados financieros consolidados. No obstante, se estima que dichas modificaciones normativas no tendrán un efecto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo. Si bien podría llevar aparejados ciertos desgloses de información adicionales.

C) A la fecha de formulación de estas cuentas anuales, las normas y modificaciones de las normas que han sido emitidas por el IASB y aún no han sido aprobadas por la Unión Europea, son las siguientes:

Aplicación obligatoria en 2013:

- Modificaciones a la NIIF 1 *Préstamos Gubernamentales.*
- Modificaciones a la NIIFs 10, 11 y 12 *Guía de transición*.
- Mejoras a las NIIFs 2009-2011.

Aplicación obligatoria en 2014:

- Modificaciones a la NIIFs 10 y 12 y a la NIC 27: *Entidades de Inversión*.

Aplicación obligatoria en 2015:

- NIIF 9 *Instrumentos financieros* (1).

(1) Corresponde a la primera de las tres fases correspondientes al proyecto de sustitución de la actual NIC 39: *"Instrumentos financieros - reconocimiento y medición"*, e incluye la modificación posterior emitida por el IASB en virtud de la cual la NIIF 9 aplicará obligatoriamente a partir del 1 de enero de 2015, y no a partir de 1 de enero de 2013 como se estableció inicialmente.

En lo referente a las modificaciones normativas incluidas en este epígrafe C), el Grupo está evaluando el impacto que las mismas pudiesen tener en los estados financieros consolidados.

3.3) Comparación de la información

Como consecuencia del proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A., la cuenta de pérdidas y ganancias y el estado de flujos de efectivo correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011, han sido re-expresados, a efectos comparativos con la información relativa al ejercicio 2012, con respecto a los estados financieros consolidados formulados correspondientes al ejercicio 2011, de acuerdo a lo descrito en la Nota 5 *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas, S.A"* y en la Nota 30 *"Información por segmentos"*.

El beneficio por acción correspondiente al 31 de diciembre de 2011 se ha modificado, con respecto a la información publicada en los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio 2011, de acuerdo con la normativa contable, para tener en cuenta en su cálculo el número medio de acciones en circulación tras las ampliaciones de capital llevadas a cabo como parte del sistema de retribución a los accionistas denominado "Repsol dividendo flexible" descrito en la Nota 16 *"Patrimonio Neto"*.

3.4) Políticas Contables

3.4.1) Principios de consolidación

Repsol elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo las inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos.

La consolidación se ha realizado aplicando el método de integración global a todas las **sociedades dependientes**, que son aquellas sobre las que Repsol ejerce, directa o indirectamente, su control, entendido como la capacidad de poder dirigir las políticas operativas y financieras para obtener beneficios de sus actividades. Esta capacidad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la titularidad, directa o indirecta, del 50% o más de los derechos políticos de la sociedad.

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes consolidadas del Grupo Repsol se presenta bajo la denominación de "*Intereses minoritarios*", dentro del epígrafe de "*Patrimonio Neto*" del balance de situación consolidado, y en "*Resultado atribuido a intereses minoritarios*", dentro de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, respectivamente.

Los **negocios conjuntos** se consolidan por el método de integración proporcional, que supone la inclusión en los estados financieros consolidados de la parte proporcional de los activos, pasivos, gastos e ingresos en función de la participación que posee el Grupo Repsol. Se entiende por negocios conjuntos aquellos en los que existe control conjunto, que se pone de manifiesto únicamente cuando las decisiones estratégicas de las actividades, tanto financieras como operativas, requieren el consentimiento unánime de las partes que están compartiendo el control.

Los activos, pasivos, ingresos y gastos correspondientes a los negocios conjuntos se presentan en el balance de situación consolidado y en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada de acuerdo con su naturaleza específica.

En el caso de aportaciones no dinerarias al capital social de una sociedad controlada conjuntamente, o de realizarse ventas de activos a las mismas, únicamente se reconoce un beneficio o pérdida en la cuenta de resultados por la parte que corresponda al interés de los otros partícipes.

Las **sociedades asociadas** se registran por el método de la participación. Estas sociedades son aquellas en las que se posee una influencia significativa, entendida como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, pero sobre las que no se ejerce control, ni tampoco control conjunto. La influencia significativa en una sociedad se presume en aquellas sociedades en las que la participación es igual o superior al 20%. El método de la participación consiste en la contabilización en la línea del balance de situación consolidado "*Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación*", del valor de los activos netos y fondo de comercio si lo hubiere, correspondiente a la participación poseída en la sociedad asociada. El resultado neto obtenido en cada ejercicio correspondiente al porcentaje de participación en estas sociedades se refleja en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada como "*Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos*".

Las pérdidas de las sociedades asociadas atribuidas al inversor que superen el interés de éste en dichas asociadas no se reconocen, a no ser que exista por parte del Grupo la obligación de cubrir las mismas.

En el Anexo I se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos más significativos, participadas directa e indirectamente por Repsol, S.A. que han sido incluidas en el perímetro de consolidación, así como las variaciones del perímetro de consolidación en los ejercicios 2011 y 2012.

En el proceso de consolidación se han eliminado los saldos, transacciones y resultados generados entre sociedades consolidadas por integración global. En el caso de sociedades consolidadas por integración proporcional se han eliminado los saldos, transacciones y los resultados por operaciones con otras compañías del Grupo atendiendo al porcentaje en el que se ha efectuado su integración. Los resultados por operaciones entre empresas del Grupo y empresas asociadas se han eliminado en el porcentaje de participación que el Grupo posee en éstas últimas.

Los principios y procedimientos de contabilidad utilizados por las sociedades del Grupo se han homogeneizado con los de la matriz con el fin de presentar los estados financieros consolidados con base en normas de valoración homogéneas.

Los estados financieros de las entidades participadas cuya moneda funcional sea distinta a la moneda de presentación (ver el apartado 3.4.4 de esta nota) se convierten

utilizando los siguientes procedimientos:

- Los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se convierten aplicando el tipo de cambio de cierre en la fecha del correspondiente balance.
- Los ingresos y gastos de cada una de las partidas de resultados se convierten al tipo de cambio de la fecha de transacción. Por razones prácticas, por lo general se utiliza el tipo de cambio medio del período en el que se realizaron las transacciones.
- Todas las diferencias de cambio que se produzcan como resultado de lo anterior, se reconocen dentro del epígrafe "*Diferencias de conversión*", dentro del apartado "*Ajustes por cambios de valor*" del Patrimonio Neto.

Cuando se enajena una sociedad con moneda funcional distinta al euro o en caso de enajenación parcial que implique la pérdida de control sobre una sociedad dependiente que incluye un negocio en el extranjero, las diferencias de cambio registradas como un componente de patrimonio neto, relacionadas con la participación en esa sociedad, son transferidas a la cuenta de resultados en el mismo momento en que se reconoce el resultado derivado de dicha enajenación. Este mismo tratamiento se realizaría en caso de enajenaciones parciales con pérdida de control conjunto o de influencia significativa.

En el caso de enajenaciones parciales sin pérdida de control de una sociedad dependiente que incluya un negocio en el extranjero, se atribuye la parte proporcional del importe acumulado de las diferencias de cambio reconocidas en patrimonio a los intereses minoritarios en dicho negocio en el extranjero. En cualquier otra disposición parcial de un negocio en el extranjero, control conjunto o influencia significativa, se reclasifica a la cuenta de resultados la parte proporcional de las diferencias de conversión acumuladas en patrimonio neto correspondientes al porcentaje de participación enajenado.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2012 y 2011 han sido:

	31 de diciembre de 2012		31 de diciembre de 2011	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano.....	1,32	1,28	1,29	1,39
Real brasileño	2,69	2,51	2,43	2,33

3.4.2) Clasificación de los activos y los pasivos entre corrientes y no corrientes

En el balance de situación adjunto, los activos y pasivos se clasifican en función de sus vencimientos entre corrientes, aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y no corrientes, aquellos cuyo vencimiento es superior a doce meses.

3.4.3) Compensación de saldos y transacciones

Como norma general, en los estados financieros no se compensan ni los activos y pasivos, ni los ingresos y gastos, salvo en aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y la presentación por un importe neto ponga de manifiesto un mejor reflejo del fondo de la transacción.

En este sentido, los ingresos o gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por imperativo de una norma legal, contemplen la posibilidad de compensación y el Grupo tenga la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea se presentan netos en la cuenta de resultados.

3.4.4) Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera

a) Moneda funcional

Las partidas incluidas en las presentes cuentas anuales consolidadas de cada una de las sociedades del Grupo se valoran utilizando su moneda funcional, es decir, la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera. Las cuentas anuales consolidadas se presentan en euros, que es la moneda funcional y de presentación del Grupo Repsol.

b) Moneda extranjera

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional de una sociedad se consideran transacciones en moneda extranjera y se contabilizan en su moneda funcional aplicando el tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada ejercicio los saldos de balance de las partidas monetarias en moneda extranjera se valoran aplicando el tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio, que surgen de tal valoración se registran en el epígrafe "*Diferencias de cambio*" incluido en el "*Resultado financiero*" de la cuenta de resultados del período en que se producen, con la excepción del tratamiento contable específico de aplicación a las partidas monetarias definidas como instrumento de cobertura (ver apartado 3.4.24 de esta Nota).

3.4.5) Fondo de comercio

Corresponde a la diferencia positiva existente entre el coste de una combinación de negocios y la participación de la entidad adquirente en el valor razonable de los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la fecha de adquisición que cumplan los criterios de reconocimiento pertinentes. El fondo de comercio se reconoce como un activo en la fecha de adquisición.

Si la diferencia fuese negativa, es preciso hacer una reevaluación de la valoración de los activos adquiridos y de los pasivos asumidos. Si tras la misma la diferencia negativa siguiera existiendo, ésta se registraría como un beneficio en la línea "*Otros ingresos de explotación*" de la cuenta de resultados.

Los fondos de comercio no se amortizan y se valoran posteriormente por su coste menos las pérdidas por deterioro de valor acumuladas (ver apartado 3.4.10 de esta nota).

3.4.6) Otro inmovilizado intangible

El Grupo Repsol valora inicialmente estos activos por su coste de adquisición o producción, excepto los derechos de emisión recibidos a título gratuito descritos en el epígrafe b) de este apartado. El citado coste se amortiza de forma sistemática a lo largo de su vida útil, excepto en el caso de los activos con vida útil indefinida descritos más adelante, que no se amortizan, siendo evaluada la existencia de un deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse

producido un deterioro de valor. A la fecha de cierre, estos activos se registran por su coste menos la amortización acumulada correspondiente y las pérdidas por deterioro de valor acumuladas que hayan experimentado.

A continuación se describen los principales activos intangibles del Grupo Repsol:

a) Derechos para la vinculación de estaciones de servicio y otros derechos

Incluye fundamentalmente los costes correspondientes a las distintas modalidades de contratos de adquisición de derechos para la vinculación de estaciones de servicio, los costes de abanderamiento e imagen y los contratos de suministro en exclusiva. Estos costes se amortizan linealmente en el período correspondiente al plazo de cada contrato, que varía entre 5 y 50 años.

b) Derechos de emisión de CO_2

Los derechos de emisión adquiridos se registran como un activo intangible y se valoran según su precio de adquisición.

Los derechos de emisión recibidos a título gratuito, conforme al Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, son registrados como activo intangible al valor de mercado vigente al inicio del ejercicio al cual corresponda su expedición, registrándose como contrapartida y por el mismo importe, un ingreso diferido en concepto de subvención. A medida que se consumen las toneladas de CO_2 correspondientes, dicho ingreso se va imputando a resultados.

Los derechos de emisión no se amortizan dado que su valor en libros coincide con su valor residual y, por tanto, su base amortizable es cero, al mantener los mismos su valor hasta su entrega a las autoridades, pudiendo ser vendidos en cualquier momento. Los derechos de emisión están sujetos a un análisis anual de deterioro de valor (ver apartado 3.4.10 de esta nota). El valor de mercado de los derechos de emisión se calcula de acuerdo con el precio medio ponderado del último día del mercado de emisiones de la Unión Europea (*European Union Allowances*) proporcionado por el ECX-*European Climate Exchange*.

Por las emisiones de CO_2 realizadas a lo largo del ejercicio se registra un gasto en la línea "*Otros Gastos de explotación*" de la cuenta de resultados reconociendo una provisión cuyo importe se calcula en función de las toneladas de CO_2 emitidas, valoradas (i) por su valor en libros para aquellos derechos que se posean al cierre del periodo y (ii) por el precio de cotización al cierre, para aquellos derechos de los que no se disponga al cierre del periodo.

Cuando los derechos de emisión por las toneladas de CO_2 emitidas se entregan a las autoridades, se dan de baja del balance tanto el activo intangible como la provisión correspondiente a los mismos, sin efecto en la cuenta de resultados.

Cuando se realiza una gestión activa de derechos de emisión de CO_2 con objeto de aprovechar las oportunidades de negociación en el mercado (ver nota 36), la cartera de derechos para negociación es clasificada contablemente como existencias para *trading*.

c) Otros activos intangibles

En este epígrafe se recogen fundamentalmente los siguientes conceptos:

i. Concesiones y similares: se registran por su coste de adquisición si

se adquieren directamente a un organismo público o similar, o al valor razonable atribuido a la concesión correspondiente en el caso de adquirirse como parte de una combinación de negocios. Posteriormente, se valoran por su coste menos amortizaciones y pérdidas por deterioro de valor acumulado. Dichas concesiones se amortizan generalmente de forma lineal a lo largo de la vida de los contratos.

Entre estas concesiones figuran aquellos acuerdos de concesión de servicios de carácter público, en los que se dispone del derecho a cargar las tarifas establecidas directamente a los usuarios del servicio, si bien las autoridades competentes regulan o controlan dichas tarifas o los usuarios a los que se debe prestar el servicio y, adicionalmente, el estado retiene el derecho sobre el valor residual de los activos. Estas concesiones se valoran en el reconocimiento inicial por su valor razonable.

Asimismo, se incluyen las concesiones de distribución de energía eléctrica en España que no tienen límite legal ni de ningún otro tipo, por lo que, al tratarse de activos intangibles de vida útil indefinida, no se amortizan, si bien se analiza su posible deterioro de valor con periodicidad anual.

ii. Costes de adquisición de permisos de exploración: Los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración por un período de tiempo se capitalizan en este epígrafe por su precio de compra. Durante la fase de exploración y evaluación, estos costes no se amortizan, siendo evaluada la existencia de un deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor, conforme a los indicadores de la NIIF 6 *Exploración y Evaluación de Recursos Minerales*. El registro en la cuenta de resultados de cualquier pérdida por deterioro de valor, o en su caso la reversión de la misma, se realiza conforme a los criterios generales de la NIC 36 *Deterioro de Valor de Activos*. Una vez finalizada la fase de exploración y evaluación, en caso de que no se encuentren reservas, los importes capitalizados son registrados como gasto en la cuenta de resultados. En caso de resultados positivos en la exploración, dando lugar a un descubrimiento comercialmente explotable, los costes se reclasifican al epígrafe "*Inversión en zonas con reservas*" (ver nota 3.4.7 c) por su valor neto contable en el momento que así se determine.

iii. Los gastos de desarrollo incurridos se activan sólo si se cumplen todas las condiciones establecidas en la norma contable de referencia. Los gastos de investigación en los que incurre el Grupo se registran como gastos del ejercicio.

iv. Otros costes, tales como los relativos a aplicaciones informáticas y propiedad industrial, se amortizan linealmente a lo largo de su vida útil (en un período entre 3 y 20 años).

Las marcas u otros activos intangibles de naturaleza similar desarrollados internamente por el Grupo no se registran como activo y los gastos incurridos se imputan a la cuenta de resultados en el período en que se incurren.

3.4.7) Inmovilizado material

El Grupo Repsol sigue el modelo del coste por el que los elementos del inmovilizado material se valoran inicialmente por su coste de adquisición.

a) Coste

El coste de los elementos del inmovilizado material comprende su precio de adquisición, todos los costes directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento.

Asimismo, en su caso, se incluirá en el coste de los elementos del inmovilizado material el valor presente de los desembolsos que se espera sean necesarios para cancelar cualquier coste de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación del emplazamiento físico donde se asienta, cuando constituyan obligaciones incurridas bajo determinadas condiciones. Los cambios posteriores en la valoración de las obligaciones por desmantelamiento y similares derivados de cambios en los flujos de efectivo estimados y/o en el tipo de descuento, se añaden o deducen del valor neto contable del activo correspondiente en el periodo en el que se producen, salvo en aquellos casos en los que el ajuste a la baja del pasivo exceda del valor neto contable del activo correspondiente, en cuyo caso, el exceso es registrado en la cuenta de resultados.

Los costes por intereses de la financiación directamente atribuibles a la adquisición o construcción de activos que requieren de un período superior a un año para estar en condiciones de uso, son capitalizados formando parte del coste de dichos activos y de acuerdo a los límites establecidos en la norma de referencia.

También se consideran como mayor valor del activo los gastos de personal y otros de naturaleza operativa soportados que son directamente atribuibles a la construcción del propio inmovilizado.

Los costes de ampliación, modernización o mejoras que representen un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes, se capitalizan como mayor valor de los mismos, siempre que se cumplan las condiciones generales para su activación.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. Adicionalmente, algunas instalaciones requieren revisiones periódicas. En este sentido, los elementos objeto de sustitución susceptibles de ser capitalizados son reconocidos de forma específica y amortizados en el período que media hasta la siguiente reparación.

Este epígrafe incluye asimismo las inversiones efectuadas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver epígrafe c) de este apartado, así como el coste del inmovilizado material adquirido en régimen de arrendamiento financiero (ver apartado 3.4.21 de esta nota).

b) Amortización

Los elementos del inmovilizado material, excepto el afecto a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver epígrafe c) de este apartado), se amortizan siguiendo el método lineal, mediante la distribución, entre los años de vida útil estimada de los elementos, del coste de adquisición de los activos, minorado por su

valor residual estimado. A continuación se detallan las vidas útiles de los principales activos registrados para cada clase de inmovilizado:

	Años de vida útil estimada
Edificios y otras construcciones	20-50
Maquinaria e instalaciones:	
Maquinaria, instalaciones y utillaje [1]	8-40
Mobiliario y enseres	9-15
Instalaciones complejas especializadas:	
Unidades	8-25
Tanques de almacenamiento	20-40
Líneas y redes	12-25
Infraestructura y distribución de gas y electricidad.....	12-40
Elementos de transporte	5-25

(1) Adicionalmente, el Grupo participa a través de Gas Natural Fenosa en activos de generación hidráulica cuyo plazo de amortización se eleva, en el caso de no existir concesión, hasta 100 años en función de la vida útil estimada de los mismos.

La amortización de los activos comienza cuando los mismos están en condiciones de uso.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y se entiende que tienen una vida útil indefinida y, por tanto, no son objeto de amortización.

c) Registro de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos

Repsol registra las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos utilizando políticas contables basadas en el método de exploración con éxito ("*successful-efforts*"). De acuerdo con este método, el tratamiento contable de los diferentes costes incurridos es el siguiente:

i. Los costes originados en la adquisición de nuevos intereses en zonas con reservas probadas y no probadas (incluyendo bonos, costes legales, etc.) se capitalizan en el epígrafe "*Inversiones en zonas con reservas*", asociados a reservas probadas o a reservas no probadas, según corresponda, cuando se incurre en ellos.

ii. Los *costes de exploración* (gastos de geología y geofísica, costes asociados al mantenimiento del dominio minero no desarrollado y otros costes relacionados con la actividad de exploración) excluyendo los costes de perforación de los sondeos de exploración, son registrados en la cuenta de pérdidas y ganancias en el momento en que se incurren.

iii. Los *costes de perforación* de sondeos de exploración, incluyendo pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan en el epígrafe "*Otros costes de exploración*" pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas probadas, los costes de perforación inicialmente capitalizados son registrados en la cuenta de resultados. Sin embargo, si como consecuencia de los sondeos de exploración,

incluyendo los pozos exploratorios estratigráficos, se encuentran reservas pero no se pueden clasificar como probadas, su registro contable depende de las siguientes circunstancias:

- En aquellos casos en que el área requiera inversiones adicionales antes de que pueda iniciarse la producción, los costes de perforación permanecen capitalizados solamente durante el tiempo que se cumplan las siguientes condiciones (i) la cantidad de reservas probadas encontradas justifica su terminación como pozo productivo si la inversión requerida es efectuada, y (ii) la perforación de sondeos o pozos exploratorios estratigráficos adicionales está en marcha o se encuentra planificada para un futuro próximo. Si alguna de las dos condiciones anteriores no se cumpliera, los sondeos o pozos estratigráficos correspondientes se registran en la cuenta de resultados.

- En todas las demás circunstancias, la determinación de si las reservas pueden ser clasificadas como probadas tiene que producirse en el período de un año desde la finalización de la prospección. Si la determinación no se ha producido en ese período, los correspondientes costes de sondeos son registrados en la cuenta de resultados.

Los costes de perforación de sondeos que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables son reclasificados al epígrafe "*Inversión en zonas con reservas*". Los pozos se califican como "comercialmente explotables" únicamente si se espera que generen un volumen de reservas que justifique su desarrollo comercial considerando las condiciones existentes en el momento del reconocimiento (por ejemplo, precios, costes, técnicas de producción, marco regulatorio, etc.)

iv. Los *costes de desarrollo* incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenaje de petróleo y gas (incluyendo costes de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan en el epígrafe "*Inversión en zonas con reservas*".

v. Los *costes por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos* (medioambientales, de seguridad, etc.) están calculados campo por campo y se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en el balance, y se registran en el epígrafe "*Inversiones en zonas con reservas*". Esta capitalización se realiza con abono al epígrafe de provisiones por desmantelamientos de campos (ver Nota 18).

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores se amortizan de acuerdo con el siguiente método:

i. Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas del campo al inicio del período de amortización.

ii. Las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son evaluadas, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que éstas pudieran haberse deteriorado. El registro en la cuenta de resultados de cualquier pérdida por deterioro de valor, o en su caso la reversión de la misma, se realiza conforme a los criterios generales de la NIC 36 *Deterioro de Valor de Activos*.

iii. Los costes originados en sondeos y las inversiones efectuadas con posterioridad para el desarrollo y extracción de las reservas de hidrocarburos se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del período de amortización.

Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las amortizaciones con carácter prospectivo.

A la fecha de cierre o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos (ver apartado 3.4.10 de esta nota) con su valor neto contable. Cualquier dotación o reversión de una pérdida de valor, que surja como consecuencia de esta comparación, se registrará en los epígrafes "*Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de inmovilizado*" o, en su caso, "*Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenación del inmovilizado*" de la cuenta de resultados (ver apartado 3.4.10 de esta nota y Notas 8, 10 y 27).

d) Inmovilizado material de naturaleza medioambiental

La identificación del inmovilizado material de naturaleza medioambiental, entendiendo como tal aquel cuya finalidad es la de minimizar el impacto medioambiental y la protección y mejora del medio ambiente, se realiza teniendo en cuenta la naturaleza de las actividades desarrolladas, de acuerdo con criterios técnicos del Grupo basados en las directrices relativas a esta materia emitidas por el American Petroleum Institute (API).

El inmovilizado de naturaleza medioambiental y su correspondiente amortización acumulada, figuran en el balance de situación, junto con el resto de elementos que forman parte del inmovilizado material, clasificados de acuerdo con su naturaleza contable.

La determinación de su coste, así como de los criterios de amortización y correcciones valorativas a efectuar, se realiza de acuerdo con lo establecido para esas partidas de inmovilizado, según se explica en los apartados 3.4.7.a) a 3.4.7.b) de este epígrafe.

3.4.8) Inversiones inmobiliarias

Son aquellos activos (edificios, terrenos) destinados a la obtención de rentas mediante su explotación en régimen de alquiler, o bien a la obtención de plusvalías por su venta. Estos activos no están afectos a las actividades del Grupo ni están destinados para uso administrativo. Repsol registra contablemente las inversiones inmobiliarias según el modelo de coste aplicando los mismos criterios señalados para los elementos del inmovilizado material (ver epígrafes 3.4.7.a) y 3.4.7.b) del apartado anterior).

3.4.9) Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas

El Grupo clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta aquellos activos o grupos de activos y sus pasivos vinculados, cuyos importes en libros serán recuperados a través de una operación de venta y no a través de un uso continuado de los mismos.

Esta condición se considera cumplida cuando la venta sea altamente probable y el activo esté disponible para la venta inmediata en su estado actual. La venta previsiblemente se completará en el plazo de un año desde la fecha de clasificación, si bien, ésta pudiera dilatarse a un plazo mayor por motivos regulatorios o similares circunstancias.

Estos activos o grupos de activos se presentan valorados por el menor importe entre su valor en libros y el valor razonable menos costes de venta, excepto por lo mencionado en el párrafo siguiente, y no están sujetos a amortización mientras estén clasificados como mantenidos para la venta, o mientras formen parte de un grupo de activos para su disposición clasificado como mantenido para la venta.

En el caso concreto de activos financieros, activos por impuestos diferidos, propiedades de inversión y activos asociados a beneficios a empleados, dichos activos aun cuando figuren clasificados como mantenidos para la venta, siguen siendo valorados de acuerdo a su naturaleza, con independencia de su presentación bajo este epígrafe.

Adicionalmente, el Grupo considera actividades interrumpidas los componentes (unidades o grupos de unidades generadoras de efectivo) que representan una línea de negocio o área geográfica significativa y que pueda considerarse separada del resto, que se hayan vendido o dispuesto por otra vía, o bien que reúnen las condiciones descritas para ser clasificadas como mantenidas para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta se presentan en el activo del balance de situación consolidado en un único epígrafe denominado "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*". En el pasivo del balance, bajo el epígrafe "*Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*" figuran los pasivos vinculados con los activos que cumplen la definición descrita en los párrafos anteriores. Los resultados después de impuestos de las actividades interrumpidas se presentan en una única línea de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada denominada "*Resultado procedente de actividades interrumpidas*".

Bajo el epígrafe "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*" se presenta la participación en acciones de YPF S.A e YPF Gas S.A. sujetas a proceso de expropiación por parte del gobierno argentino (para mayor información sobre los criterios contables de valoración, ver Nota 5).

3.4.10) Deterioro del valor de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio

Para revisar si sus activos han sufrido una pérdida por deterioro de valor, el Grupo compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable en la fecha de cierre del balance (ver apartado 3.4.25 de esta nota), o más frecuentemente, si existieran indicios de que algún activo pudiera haberla sufrido. A tal efecto, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGEs) siempre que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGEs. La agrupación de los

activos en distintas UGEs implica la realización de juicios profesionales.

Para realizar este análisis, el fondo de comercio adquirido en una combinación de negocios se distribuye entre cada una de las unidades generadoras de efectivo (UGEs) o grupos de unidades generadoras de efectivo que se benefician de las sinergias de la combinación de negocios y se realiza una estimación del valor recuperable de las mismas, con carácter general a través del descuento de los flujos de caja estimados de cada una de ellas.

El importe recuperable es el valor superior entre el valor razonable menos el coste de venta y el valor en uso. Al evaluar el valor en uso, los flujos futuros de efectivo netos estimados se descuentan a su valor actual según la metodología que se detalla en la nota 3.4.25).

Si el importe recuperable de un activo (o de una unidad generadora de efectivo) es inferior a su valor neto contable, el importe en libros del mismo (o de la unidad generadora de efectivo) se reduce hasta su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor como gasto en la línea "*Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado*" de la cuenta de resultados.

Las pérdidas por deterioro de valor se imputan en primer lugar al fondo de comercio, con el límite de su valor neto contable. Seguidamente, cualquier pérdida por deterioro de valor no imputada al fondo de comercio se distribuye entre los activos de la UGE de forma proporcional a su valor neto contable.

La base de amortización futura tendrá en cuenta la reducción del valor del activo por cualquier pérdida de valor acumulada.

Cuando tienen lugar nuevos eventos, o cambios en circunstancias ya existentes, que evidencian que una pérdida por deterioro registrada en un período anterior pudiera haber desaparecido o haberse reducido, se realiza una nueva estimación del valor recuperable del activo correspondiente, para ver si es procedente revertir las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores.

En el caso de una reversión de un deterioro de valor previamente registrado, el importe en libros del activo (o de la unidad generadora de efectivo) se incrementa hasta la estimación revisada de su valor recuperable, de tal modo que este nuevo valor no supere el importe en libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo (o la unidad generadora de efectivo) en ejercicios anteriores. Esta reversión se registra en la línea "*Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado*" de la cuenta de resultados. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en periodos posteriores.

3.4.11) Activos financieros corrientes y no corrientes

El Grupo determina la clasificación de sus inversiones en activos financieros en el momento del reconocimiento inicial y revisa la misma a cada fecha de cierre. Esta clasificación depende del propósito para el cuál dichos activos han sido adquiridos.

Dentro de este epígrafe podemos distinguir las siguientes categorías:

a) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

a.1) Activos financieros mantenidos para negociar: dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no sean designados como instrumentos de cobertura.

a.2) Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados: dentro de esta categoría se incluyen aquellos activos financieros adquiridos para su negociación o venta en un corto plazo que no sean instrumentos derivados.

b) Activos financieros disponibles para la venta

Son activos financieros, específicamente designados como disponibles para la venta, o que no han sido clasificados dentro de ninguna otra categoría de activos financieros.

c) Préstamos y partidas a cobrar

Son activos financieros no derivados con cobros fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo y respecto a los que el Grupo no tiene la intención de venderlos inmediatamente o en un futuro próximo. Surgen cuando se entregan bienes o se prestan servicios o se financia directamente a un tercero.

d) Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

Son activos financieros con cobros fijos o determinables y vencimientos fijos sobre los que el Grupo tiene la intención y capacidad de mantenerlos hasta su vencimiento.

El reconocimiento inicial de un activo financiero se realiza por su valor razonable (ver apartado 3.4.24 de esta nota). Los costes de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión de un activo financiero serán incluidos como parte del valor del mismo en su reconocimiento inicial, salvo en el caso de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados que son registrados en la cuenta de pérdidas y ganancias, según se incurren.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, todos los activos financieros, excepto los "*Préstamos y partidas a cobrar*" y las "*Inversiones mantenidas hasta el vencimiento*", serán valorados a sus valores razonables. Asimismo, las inversiones en acciones de sociedades que no tengan un precio de mercado cotizado en un mercado activo y cuyo valor razonable no pueda ser medido con fiabilidad, serán valoradas a coste.

En el caso de los "*Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados*", los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se incluyen en los resultados del ejercicio. En cuanto a los "*Activos financieros disponibles para la venta*", los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se reconocen directamente en el patrimonio neto hasta que el activo se enajena o se determine que ha sufrido un deterioro definitivo de valor, momento en el cual los beneficios o las pérdidas acumuladas reconocidos previamente en el patrimonio neto se incluyen en los resultados del período.

Los "*Préstamos y cuentas a cobrar*" y las "*Inversiones mantenidas al vencimiento*", serán valorados a coste amortizado, reconociendo en la cuenta de resultados los intereses devengados en función de la tasa de interés efectiva.

Las cuentas a cobrar que no devengan intereses de forma explícita se valoran por su valor nominal, siempre que el efecto de no actualizar financieramente los flujos de efectivo sea inmaterial. La valoración posterior, en este caso, se continúa haciendo por su valor nominal.

Una pérdida de valor para los activos financieros valorados a coste amortizado se produce cuando existe una evidencia objetiva de que el Grupo no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo a los términos originales de los mismos.

El importe de la pérdida de valor se reconoce como gasto en la cuenta de resultados y se determina por diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de caja futuros descontados a la tasa de interés efectiva. El importe en libros del activo se reduce mediante una cuenta correctora.

Si, en períodos posteriores, se pusiera de manifiesto una recuperación del valor del activo financiero valorado a coste amortizado, la pérdida por deterioro reconocida será revertida. Esta reversión tendrá como límite el valor en libros que hubiese tenido el activo financiero en caso de no haberse registrado la pérdida por deterioro de valor. El registro de la reversión se reconoce en el resultado del período.

Finalmente, una cuenta a cobrar no se considera recuperable cuando concurren situaciones tales como la disolución de la empresa, la carencia de activos a señalar para su ejecución, o una resolución judicial.

El Grupo da de baja los activos financieros cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero o se transfiere el activo financiero, y la transferencia cumple con los requisitos para su baja en las cuentas.

3.4.12) Existencias

Las existencias adquiridas para uso propio se valoran por el menor valor entre el coste y el valor neto realizable. El coste, se calcula como coste medio, e incluye los costes de adquisición (deducidos los descuentos comerciales, las rebajas obtenidas y otras partidas similares), transformación, así como otros costes en los que se haya incurrido para dar a las existencias su ubicación y condiciones actuales.

En el caso de los productos refinados, la asignación de costes se efectúa en proporción al precio de venta de los correspondientes productos (método del isomargen) debido a la dificultad existente para identificar los costes de transformación de cada producto.

El Grupo realiza una evaluación del valor neto realizable de las existencias al final del ejercicio, registrando con cargo a resultados la oportuna corrección de valor cuando las mismas se encuentran sobrevaloradas. Cuando las circunstancias que previamente causaron la corrección de valor dejan de existir, o cuando exista clara evidencia de incremento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

El valor neto realizable representa la estimación del precio de venta menos todos los costes estimados de terminación y los costes que serán incurridos en los procesos de comercialización, venta y distribución.

En el caso de las materias primas y los productos similares no será necesario corregir el valor en libros por debajo del coste siempre que se espere recuperar el mismo mediante la venta de los productos terminados a los que se incorporen sean vendidos por encima del coste.

Las existencias de “commodities” destinadas a una actividad de “trading” se valoran a valor razonable menos los costes para la venta y los cambios de valor de las mismas se registran en la cuenta de resultados. Estas operaciones no representan un volumen significativo de las existencias del Grupo (ver Nota 14).

3.4.13) Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

Se consideran equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas, que se pueden transformar en una cantidad determinable de efectivo en un plazo inferior a 3 meses y cuyo riesgo de cambios en su valor es poco significativo.

3.4.14) Beneficio por acción

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el resultado del período atribuido a la sociedad dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período teniendo en cuenta, en su caso, las acciones propias poseídas por el Grupo (ver Notas 16.1 y 16.4).

3.4.15) Pasivos financieros

Los pasivos financieros son reconocidos inicialmente a su valor razonable, neto de los costes de transacción incurridos. Excepto por los instrumentos financieros derivados, el Grupo registra sus pasivos financieros con posterioridad al reconocimiento inicial a coste amortizado, dado que no posee pasivos financieros mantenidos para su negociación. Cualquier diferencia entre el importe recibido como financiación (neto de costes de transacción) y el valor de reembolso, es reconocida en la cuenta de resultados a lo largo de la vida del instrumento financiero de deuda, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Las participaciones preferentes que se detallan en la Nota 20 corresponden a esta categoría de pasivo. Se registran inicialmente por su valor razonable neto de los costes de emisión incurridos y posteriormente siguiendo el método del coste amortizado, salvo que formen parte de alguna operación de cobertura, en cuyo caso se aplican los criterios establecidos en el apartado 3.4.24 de esta nota.

Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar corrientes son pasivos financieros que no devengan explícitamente intereses y que, en el caso de que el efecto de actualización no sea significativo, son registrados por su valor nominal.

El Grupo da de baja los pasivos financieros cuando las obligaciones son canceladas o expiran.

3.4.16) Provisiones

Conforme a lo dispuesto en la normativa contable, el Grupo distingue entre:

a) Provisiones. Se trata de obligaciones presentes, legales o asumidas por la empresa, surgidas como consecuencia de un suceso pasado para cuya cancelación es probable que se produzca una salida de recursos y cuyo importe y momento pueden ser inciertos; y

b) Pasivos contingentes. Son aquellas obligaciones posibles surgidas de sucesos pasados cuya confirmación está sujeta a la ocurrencia o no de

eventos fuera del control de la empresa, u obligaciones presentes surgidas de un suceso pasado cuyo importe no puede ser estimado de forma fiable o para cuya cancelación no es probable que tenga lugar una salida de recursos que incorporen beneficios económicos.

El registro contable de una provisión se efectúa al nacimiento de la responsabilidad o de la obligación que determine la indemnización o pago cuando su cuantía se pueda estimar de forma fiable y la obligación de liquidar el compromiso sea probable.

Cuando un contrato se califica como oneroso, las obligaciones presentes que se deriven del mismo son registradas en los estados financieros como provisiones.

Los pasivos contingentes no se reconocen como provisión en los estados financieros. No obstante lo anterior, se informa de los mismos siempre que la probabilidad de salida de recursos económicos para su cancelación no sea remota (ver Nota 35).

3.4.17) Pagos basados en acciones

En el Grupo Repsol están vigentes dos planes de retribución a sus empleados cuyos pagos están basados en acciones: el plan de adquisición de acciones, que está dirigido al conjunto de la plantilla del Grupo, y el plan de entrega de acciones a los beneficiarios de los programas de retribución plurianual (ver información detallada sobre ambos planes en la Nota 19.d)).

El coste estimado de las acciones a entregar, en aplicación del último Plan mencionado, se registra en el epígrafe "*Gastos de personal*" y en el epígrafe "*Otras reservas*" a medida que los empleados afectos a cada plan consolidan los derechos a recibir las acciones.

3.4.18) Pensiones y obligaciones similares

a) Planes de aportación definida

Repsol tiene reconocidos planes de pensiones de aportación definida para algunos colectivos, tanto directamente como a través de participación en Gas Natural Fenosa (ver Nota 19).

El coste anual de estos planes se registra en la línea "*Gastos de personal*" de la cuenta de resultados.

b) Planes de prestación definida

Repsol, principalmente a través de su participación en Gas Natural Fenosa, tiene determinados planes de prestación definida. Las prestaciones a las que tienen derecho los trabajadores a la fecha de jubilación se reconocen en la cuenta de resultados de la forma siguiente:

i. El coste de los servicios del período corriente (entendiendo como tal el incremento en el valor actual de las obligaciones que se originan como consecuencia de los servicios prestados en el ejercicio por los empleados), en el capítulo "*Gastos de Personal*".
ii. El coste por intereses (entendiendo como tal el incremento producido en el ejercicio en el valor actual de las obligaciones como consecuencia del paso del tiempo), se recoge en el epígrafe "*Resultado Financiero*".

iii. El rendimiento de los activos asignados a la cobertura de los compromisos y los cambios en su valor, menos cualquier coste originado por su administración y los impuestos que les afecten, se recoge en el epígrafe "*Resultado Financiero*".

El pasivo reconocido con respecto a los planes de prestación definida es el valor actual de la obligación en la fecha del balance menos el valor razonable de los activos afectos al plan, junto con ajustes por costes por servicios pasados. La obligación por prestaciones definidas se calcula anualmente por actuarios independientes de acuerdo con el método de la unidad de crédito proyectada.

El importe íntegro de las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de los cambios en las hipótesis actuariales aplicadas se registra directamente en el epígrafe "*Reservas*" del Patrimonio Neto.

3.4.19) Subvenciones

a) Subvenciones de capital

Son aquellas relacionadas con activos no corrientes, que se valoran (i) por el importe concedido o valor nominal o (ii) por el valor razonable de los activos recibidos, en el caso de que éstos se hayan transmitido gratuitamente. Se registran en el pasivo del balance como ingresos diferidos en el momento en el que existe certeza de que van a ser recibidas.

En este epígrafe se incluyen entre otras, las subvenciones oficiales recibidas por Gas Natural Fenosa, correspondientes a los convenios con Comunidades Autónomas para la gasificación o electrificación de municipios y otras inversiones gasistas o eléctricas para las que se han cumplido todas las condiciones establecidas y que se valoran por el importe concedido.

Estas subvenciones se imputan a la cuenta de resultados en función de la vida útil del activo cuyo coste financian. En los estados financieros se presentan los importes del activo y de la subvención obtenida de forma independiente en el activo y pasivo del balance.

b) Subvenciones de explotación

Son aquellas subvenciones no relacionadas con activos no corrientes que resultan exigibles por parte de la empresa y se registran como ingresos del ejercicio en el que puedan ser exigidas.

3.4.20) Ingresos diferidos

Los ingresos diferidos corresponden principalmente a los ingresos por cesión de derechos de transporte por gasoducto, los ingresos por desplazamiento de la red de distribución de gas natural a cargo de terceros, así como los importes netos percibidos cada año en contraprestación de nuevas acometidas para la construcción de instalaciones de conexión a la red de gas o electricidad. Estos conceptos se imputan linealmente a resultados en el período de amortización del inmovilizado relacionado que varía entre 20 y 50 años.

Adicionalmente también se incluyen en este apartado como ingresos diferidos los importes asociados a los derechos de emisión de CO_2 recibidos a título gratuito (Ver epígrafe 3.4.6 b) de esta nota).

3.4.21) Arrendamientos

La determinación de si un acuerdo incluye o no un arrendamiento a efectos contables se basa en la sustancia económica del contrato y requiere, en la fecha de inicio del mismo, la evaluación de si el cumplimiento del acuerdo depende del uso de un activo específico y de si el acuerdo otorga el derecho de uso del mismo.

Dentro de esta categoría podemos distinguir:

a) Arrendamientos financieros

Los arrendamientos son clasificados como financieros cuando el arrendador transfiere sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo al arrendatario. La propiedad legal del activo, en su caso, puede o no ser transferida al final del contrato de arrendamiento.

Cuando las sociedades del Grupo actúan como arrendatarias de un bien en arrendamiento financiero, el coste de los activos arrendados se presenta en el balance de situación consolidado según la naturaleza del bien objeto del contrato y, simultáneamente, se registra un pasivo financiero en el balance por el mismo importe. Dicho importe será el menor entre el valor razonable del bien arrendado o el valor actual de las cantidades -no contingentes ni relacionadas con la prestación de servicios- a pagar al arrendador incluyendo, en su caso, el precio de ejercicio de la opción de compra cuando se prevea su ejercicio con suficiente grado de certeza al inicio del arrendamiento. Estos activos se amortizan conforme a los criterios aplicados para el resto de activos de la misma naturaleza o en el plazo del arrendamiento, cuando éste sea inferior, siempre y cuando no exista certeza razonable de que el arrendatario obtendrá la propiedad al término del plazo del arrendamiento.

La carga financiera correspondiente a la actualización del pasivo financiero, se distribuye entre los periodos que constituyen el plazo del arrendamiento, obteniendo una tasa de interés constante en cada periodo, sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. Los gastos financieros derivados de dicha actualización financiera se registran mediante un cargo en el epígrafe "*Resultado financiero*" de la cuenta de resultados consolidada.

b) Arrendamientos operativos

Los arrendamientos en los cuales la propiedad del bien arrendado y sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo permanecen en el arrendador, son clasificados como operativos.

Los gastos procedentes de los contratos de arrendamiento se reconocen en el epígrafe "*Otros gastos de explotación*" de la cuenta de resultados según se incurren.

En aquellos casos en los que el Grupo figura como arrendador los ingresos se reconocen en el epígrafe "*Otros ingresos de explotación*" de la cuenta de resultados según se devengan.

3.4.22) Impuesto sobre beneficios

Repsol registra en la cuenta de resultados del ejercicio el importe devengado del impuesto que grava la renta de las sociedades, para cuyo cálculo se toman en consideración las diferencias existentes entre el devengo contable y el devengo fiscal

de las transacciones y otros sucesos del ejercicio corriente que hayan sido objeto de reconocimiento en los estados financieros, dando origen así a las diferencias temporarias y el correspondiente reconocimiento de determinados activos y pasivos por impuestos diferidos que aparecen en el balance de situación. Estos importes se registran aplicando a la diferencia temporaria el tipo de gravamen al que se espera que sean recuperadas o liquidadas.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias imponibles, salvo si la diferencia temporaria se deriva del reconocimiento inicial del fondo de comercio, cuya amortización no es deducible a efectos fiscales o salvo que resulte de aplicación la excepción al registro de pasivos por impuestos diferidos en casos de diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en dependientes, sucursales y asociadas.

Por su parte, los activos por impuestos diferidos, tanto los identificados como diferencias temporarias como el resto (bases imponibles negativas y deducciones pendientes de compensar) se registran cuando se considere probable que las entidades del Grupo vayan a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales contra las que poder hacerlos efectivos. Adicionalmente, para reconocer un activo por impuesto diferido identificado como diferencia temporaria, es necesario que la reversión se vaya a producir en un plazo cercano.

El gasto devengado del Impuesto sobre beneficios incluye tanto el gasto por el impuesto diferido como el gasto por el impuesto corriente, entendido éste como la cantidad a pagar (o recuperar) relativa al resultado fiscal del ejercicio (ver Nota 25).

En la línea "*Impuesto sobre beneficios*" de la cuenta de resultados adjunta se incluyen, tanto el gasto devengado del impuesto sobre beneficios, como las dotaciones netas del ejercicio de las provisiones para contingencias, en la medida en que éstas se refieran al Impuesto sobre beneficios.

Los impuestos corrientes y los impuestos diferidos se reconocen fuera del resultado si se relacionan con partidas que se reconocen fuera del resultado; los que se relacionan con partidas que se reconocen en algún epígrafe incluido dentro de "*ajustes por cambios de valor*", se registran en dicho epígrafe y los que se relacionan con partidas que se reconocen directamente en patrimonio, se registran en el epígrafe de patrimonio en que se registró el efecto de la transacción que los generó.

3.4.23) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos se valoran por el valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar y representan los importes a cobrar por los bienes entregados y los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos, y cantidades recibidas por cuenta de terceros, tales como el Impuesto sobre el Valor Añadido.

En las ventas en las que el Grupo actúa como agente, no se registran la totalidad de los ingresos y gastos asociados a la transacción, sino que únicamente se registra como ingreso el margen de intermediación recibido o pendiente de recibir.

Con el objetivo de minimizar los costes de transporte y optimizar la cadena logística del Grupo, se llevan a cabo operaciones de intercambio de productos petrolíferos de naturaleza similar con otras compañías en localizaciones geográficas distintas. Estos acuerdos incluyen cláusulas para adecuar a través de una contraprestación económica el valor de los productos intercambiados en función de las especificaciones técnicas de los mismos y los lugares de entrega y recepción de la mercancía. Estas transacciones

no se registran en la cuenta de resultados del ejercicio como compras y ventas individuales, sino que se registran por el neto.

Los ingresos procedentes de las ventas de bienes se registran en el momento en que los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad han sido transferidos. Los ingresos asociados a la prestación de servicios se reconocen considerando el grado de realización de la prestación a la fecha de balance, siempre y cuando el resultado de la transacción pueda ser estimado con fiabilidad. Los ingresos por intereses se devengan siguiendo un criterio financiero temporal, en función del principal pendiente de pago y el tipo de interés efectivo aplicable. Los ingresos por dividendos procedentes de inversiones se reconocen cuando los derechos de cobro de los accionistas han sido establecidos.

Los gastos se reconocen cuando se produce el decremento en los beneficios económicos futuros asociados a una disminución de un activo o a un incremento de un pasivo que se puede medir de forma fiable.

Como consecuencia del marco jurídico para la comercialización de hidrocarburos en aquellos países en los que el Grupo desarrolla su actividad, Repsol refleja como gasto y como ingreso los impuestos especiales y aquellos de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos.

Los trabajos destinados a la gestión del agua, a la protección de la atmósfera, a la gestión de residuos, a la remediación de suelos y aguas subterráneas y al desarrollo de sistemas de gestión medioambiental tienen la consideración de gasto medioambiental y su tratamiento contable se realiza de acuerdo con los criterios antes indicados.

3.4.24) Operaciones con instrumentos financieros derivados

El Grupo contrata instrumentos financieros derivados para cubrir su exposición a los riesgos financieros y comerciales por la variación de los tipos de interés, de los tipos de cambio o de los precios de determinadas “commodities”. Todos los instrumentos financieros derivados son inicialmente reconocidos a valor razonable en la fecha de inicio de contrato y posteriormente son valorados a su valor razonable. Los derivados se registran como activo cuando su valor razonable es positivo y como pasivo cuando es negativo. Las diferencias en el valor razonable se reconocen en la cuenta de resultados, salvo tratamiento específico bajo contabilidad de coberturas cuando corresponda.

Para la valoración de los derivados, se utilizan precios cotizados de mercado a la fecha de cierre del balance, en el caso en que estén disponibles. Tal es el caso de los contratos a futuro sobre productos.

Cuando no existen precios de mercado cotizados para los instrumentos financieros derivados contratados, se estima su valor razonable descontando los flujos de caja futuros asociados a los mismos de acuerdo con los tipos de interés, tipos de cambio, diferenciales de crédito, volatilidades y curvas de precios forward vigentes en las fechas de cierre del balance de situación. Este método de valoración se ha aplicado a los siguientes instrumentos:

- permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés;
- permutas financieras de tipo de interés;
- contratos a plazo de tipo de cambio;
- permutas sobre el precio de crudo y productos;

- opciones sobre tipo de interés.
- opciones sobre precio del crudo

Si bien el Grupo aplica técnicas de valoración habituales de mercado, cambios en los modelos de valoración o en las hipótesis aplicadas en los mismos podrían resultar en valoraciones de dichos instrumentos distintas de las que han sido registradas en el balance de situación, la cuenta de resultados y/o el patrimonio neto.

Seguidamente se detallan los criterios de registro y valoración de los instrumentos financieros derivados atendiendo a los distintos tipos de contabilidad de coberturas:

a) Cobertura de valor razonable

Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y que pueda afectar al resultado del período.

Los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura y los cambios en el valor razonable de las partidas cubiertas atribuibles al riesgo cubierto, se registran en la cuenta de resultados.

b) Cobertura de flujos de caja

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido contablemente, o a una transacción prevista altamente probable y que (ii) pueda afectar al resultado del período.

La parte efectiva de los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura se recogen en el patrimonio neto y la ganancia o pérdida relativa a la parte inefectiva es reconocida en la cuenta de resultados. Los importes acumulados en patrimonio neto se transfieren a la cuenta de resultados en los períodos en los que las partidas cubiertas afecten a la cuenta de resultados.

c) Cobertura de inversión neta

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

Las coberturas de inversiones netas en operaciones en el extranjero son contabilizadas de forma similar a las coberturas de flujos de caja, si bien los cambios en la valoración de estas operaciones se contabilizan en el epígrafe "*Diferencias de conversión*" en el patrimonio de los balances de situación consolidados adjuntos.

Las diferencias de conversión se transferirán a la cuenta de resultados cuando se produzca la enajenación o disposición de la operación en el extranjero objeto de la cobertura.

Para los tres tipos de operaciones de cobertura anteriormente descritas, el Grupo documenta en el nacimiento de cada transacción la relación entre el instrumento de cobertura y las partidas cubiertas, así como el objetivo de gestión del riesgo y estrategia de cobertura para las diversas transacciones cubiertas. El Grupo también documenta sus valoraciones, tanto en el inicio de la cobertura así como en su comportamiento posterior.

La contabilización de coberturas es interrumpida cuando el instrumento de cobertura vence, es vendido o ejercido, o deja de cumplir los criterios para la contabilización de coberturas. En ese momento, cualquier beneficio o pérdida acumulada correspondiente al instrumento de cobertura que haya sido registrado en el patrimonio neto se mantiene dentro del patrimonio neto hasta que se produzca la transacción objeto de cobertura.

Los compromisos en firme a largo plazo de compra y venta de gas y crudo se analizan con el fin de determinar si los mismos se corresponden con las necesidades de aprovisionamiento o comercialización de la actividad normal del Grupo o si, por el contrario, constituyen un derivado y deben ser valorados de acuerdo a los criterios establecidos en la NIC 39.

En los casos en que existan derivados implícitos contenidos en otros instrumentos financieros o en otros contratos principales de distinta naturaleza, los mismos se consideran contablemente como derivados separados cuando sus riesgos y características no estén estrechamente relacionados con los de los contratos principales y cuando dichos contratos principales no se registren a su valor razonable con cambios en la cuenta de resultados.

3.4.25) Metodología para la estimación del valor recuperable

La metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de los activos es, en general, el valor de uso calculado a partir del valor actual de los flujos de efectivo futuros esperados, derivados de la explotación de tales activos.

Al evaluar el valor de uso se utilizan proyecciones de flujos de caja basadas en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las UGEs, empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. Entre los aspectos más sensibles que se incluyen en las proyecciones utilizadas en todas las UGEs, destacan la inflación, el crecimiento del PIB, el tipo de cambio, los precios de compra y venta de hidrocarburos, los costes operativos y las inversiones.

La valoración de los activos de Exploración y Producción utiliza proyecciones de flujos de caja que abarcan la vida económicamente productiva de los campos de petróleo y gas limitada por la finalización de los permisos, acuerdos o contratos de explotación. Las principales hipótesis clave de este negocio así como los principios generales aplicados para la determinación de las mismas se describen a continuación:

a) Precios de venta de hidrocarburos. Las referencias internacionales que utiliza el Grupo son: Brent, WTI y HH (Henry Hub). En aquellos países en los que los precios internacionales no reflejan las circunstancias del mercado de referencia, los precios utilizados tienen en cuenta las referencias de dicho mercado. Para el primer año se utilizan las bases del presupuesto anual que son aprobadas en el Comité de Dirección de Repsol. A partir del siguiente ejercicio, se utiliza una senda de precios elaborada de acuerdo con informes internos de entorno global energético que no sólo reflejan las previsiones propias sino un "consenso" calculado a partir de la opinión de consultores, bancos de inversión y de las cotizaciones del mercado de futuros, de forma coherente a la considerada para la toma de decisiones de inversión. Finalmente, si la vida productiva de los campos excede el periodo cubierto por la senda corporativa, los precios se escalan en línea con los costes operativos e inversiones.

b) Reservas y perfiles de producción. Los perfiles de producción se estiman en función de los planes de desarrollo de cada campo productivo. Como consecuencia de los mismos se estiman las reservas probadas y no probadas. La estimación de las reservas probadas de crudo y gas se realizan teniendo en cuenta las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas establecidas para la industria del crudo y del gas por la Securities Exchange Commission (SEC) así como los criterios establecidos por el sistema Petroleum Resource Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE). Las reservas no probadas se estiman teniendo en cuenta los criterios y directrices del PRMS-SPE y se ponderan los valores por factores de riesgo asociados a las mismas y en función de la tipología de cada uno de los activos de exploración y producción.

c) Inflación y otras variables macroeconómicas. Las variables relevantes son la inflación, el crecimiento del PIB, y el tipo de cambio. Tanto el presupuesto anual como el Plan Estratégico contienen un marco macroeconómico para todos los países en los que el Grupo tiene actividad. Estos datos se elaboran de acuerdo con informes internos de entorno global que no sólo reflejan las previsiones propias sino otra información externa relevante disponible (consultores y organismos especializados).

d) Costes operativos e inversiones. Se calculan para el primer año de acuerdo con el presupuesto de la compañía y en los años siguientes de acuerdo con los planes de desarrollo de los activos. El factor de escalación que se ha aplicado al elaborar el test de impairment correspondiente al ejercicio 2012 ha sido del 2,5% hasta 2016 y del 3% en adelante, en línea con la estimación de la tasa de inflación a largo plazo del dólar estadounidense.

Los flujos de caja de los negocios de Downstream se estiman a partir de la evolución prevista de ventas, márgenes de contribución unitarios, costes fijos y flujos de inversión necesarios para seguir manteniendo el nivel de actividad, de acuerdo con las expectativas consideradas en el Presupuesto Anual y en los planes estratégicos específicos de cada negocio. No obstante, no se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o mejoras en el desempeño del activo. El período de proyección de flujos de caja contemplado en la evaluación es, en general, de cinco años extrapolándose para años posteriores el flujo correspondiente al quinto año sin aplicar una tasa de crecimiento.

Estos flujos de efectivo futuros netos estimados se descuentan a su valor actual a partir del coste de capital específico para cada activo en función de la moneda de sus flujos de caja y de los riesgos asociados a estos incluyendo el riesgo país. Repsol utiliza como tasa de descuento el coste medio ponderado del capital empleado (WACC) después de impuestos y diferente para cada país y negocio, que se revisa al menos anualmente. Esta tasa trata de reflejar las evaluaciones actuales del mercado en lo referente al valor temporal del dinero y a los riesgos específicos del activo. Por lo tanto, las tasas de descuento utilizadas tienen en cuenta el riesgo-país, el riesgo de tipo de interés asociado a la tasa de cambio y el riesgo de negocio. Para que los cálculos sean consistentes y no incluir duplicidades, las estimaciones de flujos de caja futuros no van a reflejar los riesgos que ya han ajustado la tasa de descuento utilizada. En la determinación de la tasa WACC, el Grupo utiliza el apalancamiento medio del sector como aproximación razonable de la estructura de capital óptima, tomando como

referencia el apalancamiento de empresas petroleras comparables durante los últimos 5 años.

Las tasas utilizadas en los ejercicios 2012 y 2011 se han situado en los siguientes rangos:

	2012	2011
Upstream	7,7%-11,8%	7,6% - 14,6%
Downstream	4,3%-12,3%	4,6 % - 14,2%

Para aquellas UGEs que tienen fondo de comercio y/o activos de vida útil indefinida asignados, Repsol analiza si cambios razonablemente previsibles en las hipótesis clave para la determinación del importe recuperable, tendrían un impacto significativo en los estados financieros. En el caso de aquellas UGEs en las que el superávit de valor recuperable frente al valor contable excede en un porcentaje significativo del valor de este último, no se considera que dichas "variaciones razonablemente previsibles" pudieran tener impacto significativo. En el caso de aquellas UGEs en las que la diferencia está por debajo de ese umbral, el Grupo realiza un análisis de sensibilidad del valor recuperable de estas UGEs a las variaciones que considera razonablemente previsibles (ver Nota 6).

(4) ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES

La preparación de los estados financieros de acuerdo con principios contables generalmente aceptados, requiere que se realicen suposiciones y estimaciones que afectan a los importes de los activos y pasivos registrados, la presentación de activos y pasivos contingentes al final del ejercicio, así como a los ingresos y gastos reconocidos a lo largo del ejercicio. Los resultados actuales podrían diferir dependiendo de las estimaciones realizadas.

Los principios contables y las áreas que requieren una mayor cantidad de juicios y estimaciones en la preparación de los estados financieros son: (i) las reservas de crudo y de gas natural; (ii) provisiones por litigios y otras contingencias, (iii) el cómputo del impuesto de beneficios y activos por impuestos diferidos, (iv) el test de recuperación del valor de los activos (ver Nota 3.4.10 y 3.4.25) y (v) los instrumentos financieros derivados (ver Nota 3.4.24). Adicionalmente, en la Nota 5.3, se informa sobre las estimaciones y juicios contables relativos a la expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

Reservas de crudo y gas

La estimación de las reservas de crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones de la Compañía. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción (ver Notas 8 y 10).

Repsol prepara sus estimaciones y suposiciones relativas a las reservas de crudo y gas teniendo en cuenta las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas establecidas para la industria del crudo y el gas por la SEC (*U.S. Securities and Exchange Comission*) y los criterios establecidos por el sistema Petroleum

Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE).

Provisiones por litigios y otras contingencias

El coste final de la liquidación de denuncias, reclamaciones y litigios puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por tanto, cualquier variación en circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la provisión por contingencias registrada.

Repsol realiza juicios y estimaciones al registrar costes y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales que están basados en la información actual relativa a costes y planes esperados de remediación. En el caso de las provisiones medioambientales, los costes pueden diferir de las estimaciones debido a cambios en leyes y regulaciones, descubrimiento y análisis de las condiciones del lugar, así como a variaciones en las tecnologías de saneamiento. Por tanto, cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de provisiones, así como en las normas y regulaciones, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas para estos costes (ver Nota 35).

Cómputo del impuesto sobre beneficios y activos por impuestos diferidos

La correcta valoración del gasto en concepto de impuesto sobre beneficios depende de varios factores, incluyendo estimaciones en el ritmo y la realización de los activos por impuestos diferidos y la periodificación de los pagos del impuesto sobre beneficios. Los cobros y pagos actuales pueden diferir materialmente de estas estimaciones como resultado de cambios en las normas impositivas, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los balances de impuestos de la compañía.

(5) EXPROPIACIÓN DE LAS ACCIONES DEL GRUPO REPSOL EN YPF S.A. E YPF GAS S.A.

Durante 1999, y como parte de su estrategia de crecimiento internacional, el Grupo adquirió a través de una serie de operaciones, el 98,94% de YPF S.A. empresa argentina líder en el sector de hidrocarburos, y anterior monopolio estatal de petróleo y gas en Argentina. En 2008, Repsol acordó la venta del 14,9% de YPF S.A. a Petersen Energía S.A. (en adelante "Petersen Energía") y otorgó dos opciones de compra a Petersen Energía por un interés adicional del 10,1%, que fueron ejercitadas en 2008 y 2011. (Ver apartado 5.2). Durante 2010 y 2011 Repsol vendió porcentajes adicionales de YPF S.A. (ver Nota 32). A 31 de diciembre de 2011 y antes de la pérdida de control del Grupo en YPF como consecuencia del Decreto de Intervención y de la Ley de expropiación de YPF e YPF Gas, el porcentaje de participación del Grupo en YPF ascendía a un 57,43%.

5.1) Decreto de Intervención y Ley de Expropiación de YPF e YPF Gas

El día 16 de abril de 2012, el Poder Ejecutivo de la República Argentina anunció la remisión al Poder Legislativo de un proyecto de Ley relativo a la soberanía hidrocarburífera de la República Argentina en el que se declaraba de interés público y como objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como su explotación, industrialización, transporte y comercialización. El artículo 7º del proyecto de Ley declaraba de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del

patrimonio de YPF S.A. representado por igual porcentaje de acciones “Clase D” de YPF pertenecientes a Repsol y a sus controlantes o controladas en forma directa o indirecta. La participación del Grupo Repsol en YPF S.A. en dicha fecha era del 57,43% de su capital.

Ese mismo día, el Gobierno de la República Argentina aprobó un Decreto de Necesidad y Urgencia (el “Decreto de Intervención”), efectivo desde el mismo día de su aprobación, que dispuso la intervención temporal de YPF S.A. por un plazo de 30 días y el nombramiento de un ministro del Gobierno como interventor de YPF S.A. con todas las facultades de su Directorio (Consejo de Administración).

Repsol comunicó a la CNMV mediante “hecho relevante” de 16 de abril de 2012 su rechazo a las medidas expropiatorias adoptadas por el Gobierno argentino.

El 18 de abril de 2012, el Gobierno argentino aprobó la ampliación del alcance del Decreto de Intervención a YPF Gas S.A., en aquel momento denominada Repsol YPF Gas S.A., sociedad de nacionalidad argentina dedicada al fraccionamiento, envasado, transporte, distribución y comercialización de GLP y en la que Repsol Butano, S.A. ostentaba en dicha fecha un 84,997% de su capital social.

El 23 de abril de 2012, el interventor de YPF S.A. acuerda suspender hasta nuevo aviso la asamblea de accionistas convocada para el día 25 de abril, llamada a considerar los estados financieros de YPF S.A. a 31 de diciembre de 2011 y la propuesta de capitalización de resultados acumulados a través de un aumento de capital liberado por un importe de hasta 5.789.200.000 pesos argentinos, formulada por el Directorio en su reunión de 21 de marzo.

Tras una rápida tramitación parlamentaria, el 7 de mayo de 2012 se publica en el Boletín Oficial de la República Argentina la Ley 26.741 (la “Ley de Expropiación de YPF”), con entrada en vigor ese mismo día, por la que:

- Se declara de interés público el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos así como su exploración, exportación, industrialización, transporte y comercialización.

- A los efectos de garantizar el cumplimiento de los objetivos anteriores, se declaran de utilidad pública y sujetos a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. representado por igual porcentaje de las acciones “Clase D” de dicha sociedad, pertenecientes a Repsol, sus controlantes o controladas de forma directa o indirecta, así como el 51% del patrimonio de YPF Gas que equivale al 60% de las acciones “Clase A” de dicha sociedad pertenecientes a Repsol Butano, S.A., sus controlantes o controladas.

- Se determina la futura distribución de las acciones sujetas a expropiación: el 51% pertenecerá al Estado Nacional y el 49% restante se distribuirá, de acuerdo a las condiciones de cesión a establecer en desarrollo reglamentario, entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. No obstante, el Poder Ejecutivo Argentino, por sí mismo o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta que se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos correspondientes a ellas, al Estado Nacional y a las provincias.

- Se establece que el Poder Ejecutivo Nacional a través de las personas u organismos que designe ejercerá todos los derechos que confieren las acciones a expropiar, y

ello en los términos establecidos para la “ocupación temporánea” en la legislación argentina reguladora de la institución de la expropiación.

- La tramitación de los procesos de expropiación se regirá por lo establecido en la Ley 21.499 (Ley Nacional de Expropiaciones), actuando como expropiante el Poder Ejecutivo Nacional. El precio de los bienes sujetos a expropiación se determinará conforme a lo previsto en el artículo 10 y concordantes de la citada Ley, correspondiendo la tasación al Tribunal de Tasaciones de la Nación.

También el 7 de mayo de 2012, el presidente de la Comisión Nacional de Valores argentina procedió a convocar una asamblea de accionistas de YPF S.A. para el 4 de junio de 2012.

El mismo 7 de mayo de 2012, el Poder Ejecutivo de la República Argentina designa a D. Miguel Matías Galuccio como Gerente General de YPF S.A. durante la intervención.

La asamblea de accionistas, celebrada el 4 de junio de 2012, nombró al Sr. Galuccio Presidente del Directorio y le ratificó como Gerente General de YPF S.A. Asimismo, en dicha asamblea de accionistas se procedió, entre otros acuerdos, a la remoción de la totalidad de los directores titulares y suplentes, de los síndicos titulares y suplentes y de los miembros, titulares y suplentes de la Comisión Fiscalizadora, y a la designación de sus remplazantes. De los 17 nuevos miembros titulares del Directorio, la asamblea de accionistas nombró un Director independiente a propuesta de Repsol.

El 15 de junio de 2012, el Directorio acordó levantar la suspensión de la convocatoria de la Asamblea General Ordinaria de 25 de abril de 2012, dispuesta en su día por el interventor, y convocar dicha Asamblea para el 17 de julio. Entre otros acuerdos, la Asamblea adoptó los siguientes:

a. Aprobar los estados financieros y el informe de la Comisión Fiscalizadora correspondientes al ejercicio 2011;

b. No aprobar la gestión de los miembros del Directorio ni de la Comisión Fiscalizadora correspondiente al ejercicio 2011, con excepción de los que habían sido designados por las acciones Clase A, correspondientes al Estado Nacional;

c. Destinar (i) la cantidad de 5.751 millones de pesos a constituir una reserva para inversiones; (ii) y la suma de 303 millones de pesos a una reserva para el pago de dividendos, facultando al Directorio a determinar la oportunidad de su distribución en un plazo que no podrá exceder el cierre del ejercicio 2012.

Tanto las asambleas generales de accionistas de YPF S.A, celebradas el 4 de junio y 17 de julio de 2012, así como la asamblea general de YPF Gas S.A., celebrada el 6 de julio de 2012, han sido impugnadas por Repsol, S.A. y por Repsol Butano, S.A., respectivamente, por considerar, entre otros argumentos, que las mismas no se encontraban válidamente constituidas por traer causa de un proceso expropiatorio ilegítimo e inconstitucional.

A juicio de Repsol, la expropiación es manifiestamente ilícita y gravemente discriminatoria (la expropiación sólo afecta a YPF S.A. e YPF Gas S.A. y no a otras empresas petroleras en Argentina; adicionalmente, únicamente se somete a expropiación la participación de uno de los accionistas de YPF S.A. y de YPF Gas

S.A., Repsol y no a la totalidad); no se justifica de forma alguna la utilidad pública que se persigue con la misma y supone un patente incumplimiento de las obligaciones asumidas por el Estado argentino cuando se llevó a cabo la privatización de YPF.

Asimismo, Repsol considera que la expropiación viola los más fundamentales principios de seguridad jurídica y de confianza de la comunidad inversora internacional, por lo que Repsol se reserva expresa y plenamente todos los derechos y acciones que pudieran corresponderle para preservar sus derechos, el valor de todos sus activos y los intereses de sus accionistas, al amparo del Derecho argentino, la normativa de valores de los mercados en los que YPF cotiza y el Derecho internacional, incluyendo el "Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina", suscrito entre España y Argentina en 1991.

En concreto y según se detalla en el apartado *Procedimientos iniciados como consecuencia de la expropiación de las acciones del Grupo en YPF* de la Nota 35, Repsol ya ha iniciado acciones legales (i) por vulneración del "Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina", (ii) por inconstitucionalidad de la intervención de YPF e YPF Gas y de la ocupación temporánea por el Gobierno argentino de los derechos sobre el 51% de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. titularidad directa o indirecta de Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A., respectivamente, (iii) por incumplimiento del Estado Argentino de la obligación de formular una Oferta Pública de Adquisición sobre las acciones de YPF S.A. antes de tomar el control de la sociedad, (iv) otros procedimientos judiciales iniciados para evitar el aprovechamiento ilegítimo por terceras partes de determinados activos pertenecientes a YPF.

5.2) Acuerdos entre Repsol y el grupo Petersen, otros acuerdos de préstamo relacionados con el grupo Petersen.

Tras la firma en diciembre de 2007 de un acuerdo de intenciones, Repsol y Petersen Energía formalizaron en febrero de 2008 un contrato de compraventa de acciones para la adquisición por Petersen Energía de 58.603.606 acciones Clase D de YPF S.A. en forma de American Depositary Shares (ADSs) y equivalentes al 14,9% de su capital social. El precio de venta fue 2.235 millones de dólares. Para esta adquisición el Grupo concedió el primero de dos préstamos a Petersen Energía por un principal de 1.015 millones de dólares. Este préstamo se encontraba garantizado mediante la constitución de un derecho real de prenda sobre 18.126.746 acciones Clase D de YPF S.A., en forma de ADSs, adquiridas por el grupo Petersen.

También en febrero de 2008, Repsol y Petersen Energía firmaron dos acuerdos adicionales por los cuales, dentro de un periodo máximo de cuatro años, Petersen Energía podía ejecutar sendas opciones de compra sobre participaciones adicionales del 0,1% y del 10% del capital social de YPF S.A. respectivamente. Estas dos opciones de compra fueron asignadas por Petersen Energía a su filial Petersen Energía Inversora, S.A. (en adelante "Petersen Inversora", y conjuntamente con Petersen Energía el "grupo Petersen"). De acuerdo a lo establecido en los estatutos sociales de YPF S.A., Petersen Energía hizo una Oferta Pública de Adquisición (OPA) para adquirir el capital restante en manos de terceros a un precio de 49,45 dólares por acción o ADS. Repsol comunicó su intención de no acudir a la oferta. Como consecuencia de la oferta, Petersen Energía adquirió un total de 1.816.879 acciones y ADSs representativas de un 0,462% adicional del capital social de YPF S.A.

Adicionalmente Petersen Inversora en noviembre de 2008 ejercitó la primera de las opciones de compra, por la que adquirió 393.313 acciones Clase D de YPF S.A. en forma de ADSs y equivalente al 0,1% de su capital social. El precio de venta fue de 13 millones de dólares.

En junio de 2008, el Banco Santander otorgó un contrato de préstamo de 198 millones de dólares a Petersen Inversora para la adquisición de las acciones resultantes del ejercicio de la primera opción de compra del 0,1% del capital social de YPF S.A. y para financiar la anteriormente mencionada OPA. Petersen Inversora dispuso de un total de 109 millones de dólares de este contrato de préstamo, garantizado por Repsol en virtud de un contrato de garantía firmado también en junio de 2008. Como contragarantía de las obligaciones de Repsol bajo dicho contrato, el grupo Petersen constituyó un derecho real de prenda a favor de Repsol sobre 2.210.192 acciones de Clase D de YPF S.A. en forma de ADS.

En mayo de 2011 el grupo Petersen ejerció la segunda opción de compra para la adquisición de 39.331.279 acciones ordinarias Clase D de YPF S.A. representadas por ADS y equivalente al 10% del capital social. El precio de venta fue de 1.302 millones de dólares. Esta segunda opción se instrumentó, en parte, a través de un segundo préstamo de Repsol al grupo Petersen, por un principal de 626 millones de dólares. Este préstamo se encontraba garantizado mediante la constitución de un derecho real de prenda sobre 3.048.174 acciones Clase D de YPF S.A., en forma de ADSs, adquiridas por el grupo Petersen.

A 31 de diciembre de 2011 y antes de la pérdida de control del Grupo Repsol en YPF, el grupo Petersen ostentaba un 25,46% de la petrolera argentina.

El 18 de mayo de 2012, el Banco Santander notificó a Petersen Inversora el incumplimiento parcial del contrato de préstamo como consecuencia de la falta de pago en el plazo de amortización correspondiente al 15 de mayo de 2012, sin declarar el vencimiento anticipado del mismo. En aplicación del contrato de garantía, el Banco Santander reclamó dicho pago a Repsol, en calidad de garante. Repsol efectuó el pago por importe de 4,6 millones de dólares.

El 30 de mayo de 2012, en ejercicio de sus derechos contractuales, Repsol notificó a los miembros relevantes del grupo Petersen la terminación anticipada de los dos contratos de préstamo con Repsol y solicitó el pago inmediato de los importes pendientes de dichos préstamos. De acuerdo con los términos de los acuerdos de garantía, Repsol como prestamista, tiene derecho a ejercitar los derechos de voto correspondientes a las ADSs que están sujetas a prenda, y que representan el 5,38% del capital de YPF S.A.

El 8 de noviembre de 2012, Repsol notificó a The Bank of New York Mellon, en su condición de agente de garantías y de depositario del programa de ADSs de YPF S.A., la ejecución de las dos prendas sobre un total de 21.174.920 acciones Clase D de YPF S.A., en la forma de ADSs.

Repsol no ostenta ninguna otra garantía en relación a los préstamos más allá de las anteriormente mencionadas ADSs sujetas a prenda.

5.3) Tratamiento contable de la expropiación

Intervención, pérdida de control y hechos relacionados con la pérdida de control.

Debido a los hechos señalados anteriormente, se ha producido la pérdida del control de YPF e YPF Gas por parte de Repsol y, como consecuencia, la desconsolidación contable de las mismas, lo que ha implicado dar de baja del balance consolidado de Repsol sus activos, pasivos e intereses minoritarios, así como las diferencias de conversión correspondientes.

Desde la fecha de la pérdida de control, de acuerdo con la normativa contable aplicable, las actividades de YPF y de YPF Gas se consideran actividades interrumpidas, por lo que los resultados aportados al Grupo por ambas sociedades se han clasificado en los epígrafes específicos para las mismas. A 31 de diciembre de 2012 el importe aportado por YPF e YPF Gas en el epígrafe "*Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas*" por los resultados netos de impuestos y de intereses minoritarios, desde el inicio del ejercicio y hasta el momento de la pérdida de control, ascendió a 147 millones de euros y 2 millones de euros, respectivamente.

En el cuadro siguiente se incluye el desglose de los activos, pasivos e intereses minoritarios de YPF e YPF Gas que formaban parte del balance consolidado y que han sido dados de baja:

	Millones de euros [1]		
ACTIVO	**YPF**	**YPF Gas**	**Total**
Inmovilizado Intangible:	2.040	4	2.044
a) Fondo de Comercio	1.804	4	1.808
b) Otro inmovilizado intangible	236	-	236
Inmovilizado material	8.781	32	8.813
a) Inversiones en zonas con reservas	5.886	-	5.886
b) Otros costes de exploración	120	-	120
c) Maquinaria e instalaciones	1.085	7	1.092
d) Elementos de transporte	51	1	52
e) Otros epígrafes del inmovilizado	1.639	24	1.663
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	33	1	34
Activos financieros no corrientes	83	-	83
Activos por impuesto diferido	210	3	213
Otros activos no corrientes	97	-	97
ACTIVO NO CORRIENTE	**11.244**	**40**	**11.284**
Existencias	1.270	3	1.273
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	1.120	29	1.149
Otros activos corrientes	73	-	73
Otros activos financieros corrientes	12	-	12
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	229	22	251
ACTIVO CORRIENTE	**2.704**	**54**	**2.758**
TOTAL ACTIVO	**13.948**	**94**	**14.042**
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE [2]	**(589)**	**(16)**	**(605)**
INTERESES MINORITARIOS	**2.735**	**7**	**2.742**
Subvenciones	46	-	46
Provisiones no corrientes	1.623	5	1.628
Pasivos financieros no corrientes	741	-	741
Pasivos por impuesto diferido	1.063	-	1.063
Otros pasivos no corrientes	30	-	30
PASIVO NO CORRIENTE	**3.503**	**5**	**3.508**
Provisiones corrientes	172	-	172
Pasivos financieros corrientes	1.250	-	1.250
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	2.157	39	2.196
PASIVO CORRIENTE	**3.579**	**39**	**3.618**
TOTAL PATRIMINIO NETO, INTERESES MINORITARIOS Y PASIVO	**9.228**	**35**	**9.263**
VALOR NETO	**4.720**	**59**	**4.779**

(1) Los activos, pasivos e intereses minoritarios de ambas compañías se corresponden con los registrados en el balance de situación consolidado a 31 de marzo de 2012.

(2) Corresponde a las diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio por la participación del Grupo en YPF y en YPF Gas.

Las diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio neto por la participación del Grupo en YPF e YPF Gas generadas hasta el momento de la pérdida de control han sido traspasadas a los epígrafes relativos a operaciones interrumpidas de la cuenta

de resultados adjunta.

Por otra parte, se han identificado otros activos y pasivos relacionados con las inversiones en YPF, que se ven afectados por el cambio de control y el proceso de expropiación, tales como los préstamos y garantías relacionadas con la financiación al grupo Petersen para la adquisición de su participación en YPF S.A. Los efectos contables derivados de la valoración de estas operaciones se han registrado en los epígrafes de la cuenta de resultados relativos a operaciones interrumpidas, dado que los mismos están estrechamente relacionados con el proceso de expropiación de las acciones del Grupo en YPF.

El Grupo había concedido al grupo Petersen dos préstamos, tal y como se describe en el apartado 5.2 de esta Nota. Estos préstamos contaban con la garantía de sendas prendas sobre acciones Clase D de YPF, en la forma de ADSs, titularidad del grupo Petersen. Repsol, el 30 de mayo de 2012, en ejercicio de las facultades contractuales que le correspondían, notificó a las sociedades correspondientes del grupo Petersen el vencimiento anticipado de dichos contratos de préstamo. El importe provisionado por dichos préstamos neto del valor de mercado de las acciones pignoradas, ascendió a 1.402 millones de euros.

Por otro lado, y respecto al contrato de préstamo que el Banco Santander otorgó hasta 198 millones de dólares a Petersen, del que habrían dispuesto 109 millones de dólares (ver apartado 5.2), a 31 de marzo de 2012 el importe garantizado por Repsol al respecto ascendía a 96 millones de dólares. El 18 de mayo de 2012, el Banco Santander notificó a Petersen el incumplimiento parcial del contrato de préstamo y reclamó dicho pago a Repsol en su calidad de garante. Repsol efectuó el pago por importe de 4,6 millones de dólares. Como consecuencia de lo anterior el Grupo registró una provisión para riesgos y gastos por un importe bruto de 54 millones de euros que cubría el importe máximo de las responsabilidades asumidas por Repsol menos el importe correspondiente al valor de realización en el mercado de las acciones pignoradas como contragarantía y que representan el 0,56% del capital de YPF S.A.

La participación del Grupo Repsol en el capital de YPF y de YPF Gas derivada tanto de las acciones sujetas al procedimiento de expropiación - que continúan siendo titularidad del Grupo - como del resto de las acciones, se ha registrado, como consecuencia de la pérdida de control, por su naturaleza, es decir, como instrumentos financieros. En concreto, las acciones objeto de expropiación, se registraron por un importe inicial de 5.373 millones de euros en el epígrafe *"Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación"* (5.343 millones de euros por las acciones de YPF S.A. sujetas a expropiación y 30 millones por las acciones de YPF Gas S.A.) y el resto de las acciones que no han sido objeto de expropiación, se registraron como "*Activos financieros disponibles para la venta*" por un importe inicial de 300 millones de euros (280 millones de euros por las correspondientes a YPF y 20 millones de euros por las de YPF Gas S.A.)

Posteriormente las variaciones de valor, tanto en el caso de las acciones clasificadas como "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación"*, como en el de las registradas en el epígrafe "*Activos financieros disponibles para la venta"*, se reconocen directamente en el patrimonio, en el epígrafe "*Ajustes por cambios de valor"*, hasta que se transmita la propiedad de las acciones o se determine que han sufrido un deterioro de valor, momento en el cual los beneficios o las pérdidas acumulados reconocidos previamente en el patrimonio se transferirán a la cuenta de

resultados.

La valoración de las acciones, a efectos de su registro contable, se ha realizado de conformidad con lo dispuesto en la NIC 39. La referencia de la norma contable al valor razonable o valor de realización obliga a distinguir entre las acciones sujetas a expropiación y el resto de las acciones titularidad de Repsol.

Para las primeras, registradas en el epígrafe *"Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación"*, la determinación del valor razonable debe tener como referencia el valor recuperable esperado como consecuencia del proceso de expropiación, esto es, el precio o indemnización que finalmente el Gobierno Argentino hará efectivo a Repsol. Para la estimación de ese valor Repsol ha tomado en consideración los criterios de valoración que razonablemente cabe esperar que sean aplicables por los órganos y tribunales llamados a decidir sobre la fijación del precio o indemnización derivados del proceso expropiatorio. Como quiera que ese precio o compensación todavía no ha sido fijado y que resulta posible que deba hacerse en el curso de un proceso litigioso en el que influirán circunstancias ajenas al control del Grupo, hay que tener presente que la estimación del valor recuperable conlleva incertidumbres tanto sobre su cuantía como sobre la fecha y la forma en que se hará efectiva. Cualquier modificación en las hipótesis consideradas como razonables tanto en los procesos jurisdiccionales como en la valoración de los derechos expropiados podría generar cambios positivos y negativos en el importe por el que se ha registrado la participación en YPF S.A. e YPF Gas S.A. y por tanto, tener efecto en los estados financieros del Grupo.

Repsol considera que tiene fundamentos legales muy sólidos para obtener la restitución al Grupo de las acciones en YPF S.A. e YPF Gas S.A. sujetas a expropiación, o para obtener una compensación del Estado Argentino por un monto equivalente al valor de mercado de la participación expropiada antes de la expropiación, y además, en cualquier caso, para ser indemnizado por el resto de los daños y perjuicios que ha sufrido por la expropiación. Asimismo considera que existen vías legales para ejecutar y hacer efectivo el contenido del laudo que ponga fin al procedimiento arbitral del CIADI que ya ha iniciado Repsol. El valor de mercado de la participación será determinado a estos efectos por los métodos de valoración habitualmente aceptados en la comunidad financiera.

Sin perjuicio de lo anterior, Repsol viene señalando desde el día siguiente a la expropiación que, con independencia del valor de mercado de las acciones a que tiene derecho, los artículos 7 y 28 de los estatutos de YPF S.A. establecen que, en caso de toma de control por parte del Estado Nacional Argentino, el adquirente deberá formular una oferta pública de adquisición (OPA) por el total de las acciones clase D de YPF S.A., cuyo precio de adquisición será pagado en efectivo y calculado de acuerdo con unos criterios predeterminados que constituyen, a efectos del registro contable de las acciones, una referencia válida para la estimación de la compensación que como mínimo, debería obtener Repsol. De la estimación por parte de Repsol del valor que surge de la aplicación de este método en el momento de la expropiación resulta una valoración del 100% de YPF, de no menos de 18.300 millones de dólares (13.864 millones de euros, calculados con el tipo de cambio de cierre de 31 de diciembre de 2012), y de 9.333 millones de dólares (7.070 millones de euros) por el 51% objeto de expropiación.

No obstante, aun disponiendo de esa referencia, al momento del registro contable deben considerarse los inevitables riesgos e incertidumbres que afectan a las

estimaciones sobre hechos futuros que, en buena medida, escapan al control de Repsol. Por tal motivo, se ha enfocado de manera prudente el registro contable de las acciones sujetas a expropiación, evitando que una mayor valoración obligue al reconocimiento inicial de un beneficio neto derivado del proceso de expropiación que, en este momento, tiene todavía un carácter contingente.

Por lo que se refiere a las acciones de YPF S.A. registradas como "*Activos financieros disponibles para la venta*" (que forman parte del epígrafe "*Activos financieros no corrientes*" del balance de situación adjunto), fueron valoradas a su valor de mercado, que se correspondía con su precio de cotización al ser susceptibles de negociación en el mercado de valores correspondiente.

Por último la totalidad de las acciones de YPF Gas S.A. al no estar negociadas en un mercado organizado activo, se han valorado siguiendo criterios análogos a los indicados para la participación expropiada de YPF S.A.

Los impactos fiscales de todos los hechos descritos supusieron el registro inicial de un activo por impuesto diferido por importe de 524 millones de euros.

El efecto neto registrado en la cuenta de resultados del Grupo como consecuencia de todos los efectos anteriormente mencionados por el proceso de expropiación ascendió a una pérdida neta de impuestos de 38 millones de euros que figura registrada en el epígrafe "*Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos*" de la cuenta de resultados.

Valoración posterior de activos y pasivos tras la pérdida de control

Desde su registro inicial y hasta el 8 de noviembre de 2012, fecha en la que Repsol ejecutó las prendas asociadas a los préstamos de Petersen por un total de 21.174.920 acciones Clase D de YPF S.A., en la forma de American Depositary Shares, que representan un 5,38% del capital social de YPF S.A., el importe de la provisión por deterioro de los préstamos concedidos aumentó en 33 millones de euros como consecuencia de la evolución del valor de mercado de las acciones pignoradas.

Con fecha 8 de noviembre de 2012, los préstamos de Petersen fueron dados de baja del balance de situación por importe de 172 millones de euros correspondientes al valor de las acciones ejecutadas en ese momento, y dichas acciones se registraron como "*Activos financieros disponibles para la venta*". El importe de los préstamos se encuentra totalmente provisionado a 31 de diciembre de 2012.

A 31 de diciembre, y desde su registro inicial, la provisión para riesgos y gastos que cubre el importe máximo de las responsabilidades asumidas por Repsol en relación al préstamo del Banco Santander otorgado a Petersen, ha experimentado una variación de 8 millones de euros como consecuencia de la variación del valor de realización en el mercado de las acciones pignoradas como contragarantía, así como de los pagos realizados durante el periodo, y cuyo saldo a 31 de diciembre asciende a 46 millones de euros.

Las variaciones de valor desde su registro inicial y hasta el 31 de diciembre de 2012, tanto de las acciones clasificadas como "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*", como las clasificadas como "*Activos financieros disponibles para la venta*" incluyendo en este último epígrafe las registradas por la ejecución de las garantías de los préstamos de Petersen, se han reconocido

directamente en el patrimonio, en el epígrafe "*Ajustes por cambios de valor*", por importes positivos antes de impuestos de 19 y 59 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2012, el saldo registrado en ambos epígrafes por las acciones sujetas a expropiación y por el resto de las acciones que no han sido objeto de expropiación, ascienden a 5.392 y 530 millones de euros respectivamente.

5.4) Resultado de operaciones interrumpidas por la expropiación

En 2012, el epígrafe "*Resultado de operaciones interrumpidas*" recoge los resultados registrados hasta el momento de la pérdida de control procedentes de la consolidación de las operaciones de YPF, YPF Gas y las sociedades de su grupo. Asimismo también incluye el impacto en la cuenta de resultados derivado de la pérdida de control como consecuencia del proceso de expropiación.

A continuación se incluye el desglose por naturaleza de los resultados correspondientes a las operaciones interrumpidas derivadas de la expropiación de las acciones del Grupo en YPF e YPF Gas:

	Millones de euros	
	31/12/2012	**31/12/2011**
Ingresos de explotación	2.817	11.095
Gastos de explotación	(2.400)	(9.839)
Resultado de explotación	**417**	**1.256**
Resultado financiero	(25)	40
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	3	3
Resultado antes de impuestos por operaciones interrumpidas	**395**	**1.299**
Gasto por impuestos relativo al resultado antes de impuestos de las operaciones interrumpidas	(78)	(523)
Resultado después de impuestos por operaciones interrumpidas (1)	**317**	**776**
Resultado después de impuestos de la valoración de activos y pasivos relacionados con la expropiación (2)	**(38)**	**-**
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS NETO DE IMPUESTOS	**279**	**776**
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas (1)	(109)	(240)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	**170**	**536**

(1) En estos epígrafes se recogen los resultados aportados por YPF e YPF Gas, hasta el momento de la pérdida de control así como los resultados financieros relacionados con el préstamo concedido al grupo Petersen, y otros gastos relacionados.

(2) Incluye los efectos derivados de (i) dar de baja los activos, pasivos e intereses minoritarios, así como las diferencias de conversión correspondientes a las sociedades objeto de expropiación por importe de 4.779 millones de euros, que incluyen 605 millones de euros de diferencias de conversión (ii) provisionar los préstamos y garantías relacionados con la financiación al grupo Petersen por un importe de 1.456 millones de euros, según lo mencionado en los párrafos anteriores; (iii) registrar un activo por impuesto diferido por importe de 524 millones de euros; y (iv) dar de alta la participación del Grupo en el capital de YPF e YPF Gas derivada tanto de las acciones sujetas al procedimiento de expropiación, como del resto de las acciones de su propiedad, de acuerdo con lo mencionado en los apartados anteriores, por importe de 5.673 millones de euros.

5.5) Información comparativa

La cuenta de pérdidas y ganancias correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011 ha sido re-expresada a efectos comparativos, con respecto a la información publicada en los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011, para clasificar las operaciones afectadas por el proceso de expropiación de las acciones del Grupo en YPF, S.A e YPF Gas S.A. en los epígrafes referentes a operaciones interrumpidas, de acuerdo con lo previsto en la NIIF 5 *"Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas"*.

Asimismo, el estado de flujos de efectivo del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011 que se incluye en los presentes estados financieros consolidados ha sido re-expresado a efectos comparativos con respecto a la información publicada en los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011, de forma que los flujos correspondientes a las operaciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. se han reclasificado de acuerdo a la normativa contable vigente, a líneas específicas que reflejan los flujos de efectivo de las operaciones interrumpidas de las actividades de explotación, inversión y financiación.

(6) FONDO DE COMERCIO

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2012 y 2011 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2012	2011
Sociedades Grupo Gas Natural Fenosa	2.086	2.108
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	118	118
EESS de Repsol Comercial P.P, S.A.	96	97
Otras compañías (1)	224	220
YPF S.A.	-	1.861
Empresas Lipigas S.A. (2)	-	87
	2.678	**4.645**

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja los *"Fondos de comercio"* correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

(1) Al 31 de diciembre de 2011 el epígrafe "Otras compañías" incluye 6 millones de euros de sociedades del grupo YPF.
(2) Sociedad vendida en el ejercicio 2012 (ver Nota 32).

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2012 y 2011 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2012	2011
Saldo al inicio del ejercicio	**4.645**	**4.617**
Adquisiciones	5	17
Variaciones del perímetro de consolidación	(95)	(28)
Desinversiones	(1)	-
Diferencias de conversión	(2)	2
Saneamientos	(6)	-
Reclasificaciones y otros movimientos	(2)	(22)
Movimientos subgrupo YPF e YPF Gas (1)	(58)	59
Expropiación de YPF e YPF Gas (2)	(1.808)	-
Saldo al cierre del ejercicio	**2.678**	**4.645**

NOTA: El movimiento durante 2011 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente al ejercicio 2011 para reflejar en una línea separada los movimientos generados por YPF e YPF Gas en el mencionado ejercicio.

(1) En 2012 incluye los movimientos del fondo de comercio correspondiente a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo. En 2011 incluye los movimientos del fondo de comercio correspondientes a YPF e YPF Gas, durante dicho ejercicio 2011, fundamentalmente "*Diferencias de Conversión*" por importe de 59 millones de euros.

(2) Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo de YPF e YPF Gas, y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 5.

En 2012 el epígrafe "*Variaciones del perímetro de consolidación"* recoge, principalmente, la baja del fondo de comercio de Empresas Lipigas, S.A. por importe de 99 millones de euros tras la venta de Repsol Butano Chile, S.A., sociedad que poseía el 45% de dicha sociedad (ver Nota 32).

En 2011 el epígrafe "*Adquisiciones*" incluye 10 millones de euros correspondientes al fondo de comercio generado en la combinación de negocios de Repsol Nuevas Energías U.K. (ver Nota 31).

Adicionalmente en 2011, en el epígrafe "*Variaciones del perímetro de consolidación*" incluye la baja por la permuta de activos de EUFER (ver Nota 31) por un importe de 20 millones de euros. Asimismo, en el epígrafe "*Reclasificaciones y otros movimientos*" se recoge el traspaso a "*Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta*" de las participaciones en las distribuidoras eléctricas de Guatemala mantenidas a través del grupo Gas Natural Fenosa (ver Nota 32) por importe de 21 millones de euros. Ambos importes son proporcionales teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa.

A continuación se detallan el fondo de comercio bruto y el importe acumulado de las pérdidas de valor registradas a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente:

	Millones de euros	
	2012	2011
Fondo de comercio bruto	2.710	4.671
Pérdidas de valor acumuladas (nota 10)	(32)	(26)
Fondo de comercio neto	**2.678**	**4.645**

Pruebas de deterioro para el fondo de comercio

A continuación se detalla la asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de

2012 y 2011 por segmentos:

	Millones de euros	
	2012	**2011**
Upstream [1]	100	87
Downstream [2]	492	589
YPF [3]	-	1.861
Gas y electricidad [4]	2.086	2.108
TOTAL	**2.678**	**4.645**

(1) Corresponde principalmente a la UGE constituida por los activos netos de exploración y producción del Grupo en Venezuela.
(2) Corresponde a un total de 22 UGEs siendo el importe individualmente más significativo el 24% del total del segmento.
(3) Los importes registrados en este epígrafe han sido dados de baja del balance consolidado en 2012 como consecuencia del proceso de expropiación de las acciones del Grupo en YPF, S.A (ver Nota 5).
(4) A 31 de diciembre de 2012 y 2011 incluye 1.752 y 1.763 millones de euros correspondientes a los fondos de comercio registrados por Gas Natural Fenosa por la participación de ésta en las sociedades de su grupo.

Repsol considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente previsibles en los supuestos clave para la determinación del valor razonable, sobre los que se basa la determinación de las cantidades recuperables, no conllevarían impactos significativos en los estados financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2012 y 2011.

(7) OTRO INMOVILIZADO INTANGIBLE

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2012 y 2011 son los siguientes:

	Millones de euros						
	Derechos de traspaso, superficie y usufructo	Abandera-miento	Suministro en exclusiva	Derechos Emisión	Aplicaciones Informáticas	Otro inmovilizado	Total
COSTE							
Saldo a 1 de enero de 2011	699	202	82	255	511	2.992	4.741
Inversiones [1]	5	5	17	9	71	423	530
Retiros o bajas	(12)	(5)	(7)	(2)	(46)	(5)	(77)
Diferencias de conversión	10	1	-	-	(1)	(9)	1
Variación del perímetro de consolidación [2]	1	-	-	-	(1)	128	128
Reclasificaciones y otros movimientos [3]	8	15	(5)	(70)	19	(51)	(84)
Movimientos Subg. YPF e YPF Gas [4]	1	(23)	-	-	17	100	95
Saldo a 31 de diciembre de 2011	712	195	87	192	570	3.578	5.334
Inversiones [1]	9	6	19	7	82	74	197
Retiros o bajas	(13)	(8)	(8)	-	(1)	(7)	(37)
Diferencias de conversión	(6)	-	-	-	-	(79)	(85)
Variación del perímetro de consolidación [2]	-	-	-	-	(1)	4	3
Reclasificaciones y otros movimientos [3]	12	12	(8)	(78)	(10)	50	(22)
Movimientos Subg. YPF e YPF Gas [5]	(1)	-	-	-	-	(16)	(17)
Expropiación de YPF e YPF Gas [6]	(25)	(1)	-	-	(43)	(672)	(741)
Saldo a 31 de diciembre de 2012	688	204	90	121	597	2.932	4.632
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS							
Saldo a 1 de enero de 2011	(343)	(157)	(49)	(1)	(355)	(1.000)	(1.905)
Amortizaciones	(30)	(15)	(9)	-	(63)	(133)	(250)
Retiros o bajas	7	5	6	-	47	-	65
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	1	-	-	(110)	-	-	(109)
Diferencias de conversión	(6)	(1)	-	-	1	6	-
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	1	(1)	-
Reclasificaciones y otros movimientos [3]	2	(12)	(1)	35	(18)	13	19
Movimientos Subg. YPF e YPF Gas [4]	(2)	21	-	-	(7)	(28)	(16)
Saldo a 31 de diciembre de 2011	(371)	(159)	(53)	(76)	(394)	(1.143)	(2.196)
Amortizaciones	(31)	(15)	(10)	-	(62)	(113)	(231)
Retiros o bajas	8	7	8	-	1	2	26
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	1	-	-	(8)	-	1	(6)
Diferencias de conversión	4	-	-	-	-	24	28
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	1	1	2
Reclasificaciones y otros movimientos [3]	(1)	1	(1)	76	8	(16)	67
Movimientos Subg. YPF e YPF Gas [5]	-	-	-	-	(2)	11	9
Expropiación de YPF e YPF Gas [6]	21	2	-	-	25	457	505
Saldo a 31 de diciembre de 2012	(369)	(164)	(56)	(8)	(423)	(776)	(1.796)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2011	341	36	34	116	176	2.435	3.138
Saldo neto a 31 de diciembre de 2012	319	40	34	113	174	2.156	2.836

NOTA: El movimiento durante 2011 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente al ejercicio 2011 para reflejar en una línea separada los movimientos generados por YPF e YPF Gas en el mencionado ejercicio.

(1) Las inversiones en 2012 y 2011 proceden de la adquisición directa de activos.
(2) Ver Nota 31 Combinaciones de negocios y Nota 32 Desinversiones.
(3) En el ejercicio 2012, la columna "Derechos de Emisión" incluye, fundamentalmente, 132 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO_2 asignados de manera gratuita para el 2012 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de la deuda correspondiente a los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2011 por importe de 95 millones de euros. En el ejercicio 2011, la misma columna "Derechos de Emisión" incluía, fundamentalmente, 244 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO_2 asignados de manera gratuita para el 2011 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de la deuda correspondiente al ejercicio 2010 por importe de 178 millones de euros.
(4) El detalle de los movimientos más significativos correspondientes a YPF e YPF Gas durante el ejercicio 2011 son: *(i) Inversiones* por 72 millones de euros, *(ii) Dotaciones a la amortización* por 20 millones de euros.
(5) Recoge los movimientos correspondientes a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo en dichas sociedades.
(6) Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control en YPF e YPF Gas como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 5.

El epígrafe "*Otro inmovilizado*" incluye principalmente:

a) Inmovilizado intangible de Gas Natural Unión Fenosa, por importe de 540 y 584 millones de euros en 2012 y 2011, respectivamente, que incluye básicamente contratos de aprovisionamiento de gas y otros derechos contractuales adquiridos.

b) Activos relacionados con concesiones de servicios en los que se dispone del derecho a cargar las tarifas establecidas directamente a los usuarios del servicio, si bien las autoridades competentes regulan o controlan dichas tarifas o los usuarios a los que se debe prestar el servicio y, adicionalmente, el estado retiene el derecho sobre el valor residual de los activos (ver Nota 3.4.6) por importe de 465 y 619 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.

   En el ejercicio 2012 estos activos corresponden principalmente a acuerdos de concesión mediante los cuales Gas Natural Fenosa participa en los servicios de transporte y distribución de gas en Argentina, Brasil e Italia. A 31 de diciembre de 2011, se incluían activos de YPF e YPF Gas con un valor residual de 157 millones de euros y correspondían principalmente a acuerdos de concesión de transporte de crudos, gas y derivados de YPF S.A. en Argentina que fueron dadas de baja en 2012 con la pérdida de control como consecuencia del proceso de expropiación descrito en la Nota 5.

   En el ejercicio 2012 y 2011 los ingresos correspondientes a los servicios de construcción o mejora de infraestructuras ascienden a 35 y 28 millones de euros, respectivamente, que han sido registrados en el epígrafe "*Ingresos de explotación*".

c) Concesiones de distribución eléctrica que el Grupo posee a través del Grupo Gas Natural Fenosa por importe de 205 y 213 millones de euros, a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.

d) Los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración por importe de 679 y 606 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente. Las inversiones registradas en ambos ejercicios han ascendido a 20 y 313 millones de euros, respectivamente. Las principales inversiones en 2012 corresponde a la adquisición de bonos exploratorios en el Golfo de Méjico y Namibia. En 2011 las principales inversiones, por importe de 216 millones de euros, correspondieron a la adquisición del 70% de los bloques en el "North Slope" (Alaska) de las compañías 70 & 148, Llc. y GMT Exploration Llc, a través de la filial del Grupo Repsol E&P USA, Inc. Asimismo, en 2011 se invirtieron 52 millones de euros correspondientes a bonos de entrada en bloques en Kurdistán.

e) Adicionalmente en 2011 se pagó un anticipo por importe de 110 millones de euros para la adquisición de bonos exploratorios en Angola.

El inmovilizado intangible incluye activos con vida útil indefinida por importe de 206 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011. Estos activos no son amortizados, si bien se someten al test de deterioro de valor al menos anualmente y se refieren principalmente a las concesiones de distribución de energía eléctrica en España que el Grupo posee a través de Gas Natural Fenosa descritas más arriba (ver Nota 3.4.6).

Los derechos de traspaso, superficie y usufructo, los costes de abanderamiento e imagen, los contratos de suministro en exclusiva, así como las concesiones administrativas y los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración, son derechos legales cuya titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan tal y como se describe en la Nota 3.

En el inmovilizado intangible se incluyen activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero por importe de 112 millones de euros en 2012 y 97 millones de euros en 2011, correspondientes a los derechos de vinculación de estaciones de servicio.

El gasto reconocido en la cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2012 y 2011 a 83 y 74 de euros, respectivamente.

(8) INMOVILIZADO MATERIAL

La composición y el movimiento del epígrafe "*Inmovilizado material*" y de su correspondiente amortización y provisión acumulada al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es la siguiente:

	Millones de euros							
	Terrenos, edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Inversión zonas con reservas	Otros costes de exploración	Elementos de transporte	Otro inmovlizado material	Inmovilizado en curso	Total
COSTE								
Saldo a 1 de enero de 2011	2.773	25.368	34.063	2.337	2.024	1.806	4.698	73.069
Inversiones	17	223	676	459	5	58	1.855	3.293
Retiros o bajas	(10)	(77)	(1)	(118)	(8)	(24)	(9)	(247)
Diferencias de conversión	13	88	394	38	-	8	3	544
Variación del perímetro de consolidación [1]	(3)	133	-	(1)	(2)	(17)	18	128
Reclasificaciones y otros movimientos [2]	224	3.369	396	(650)	6	126	(3.808)	(337)
Movimientos Subg. YPF e YPF Gas [3]	15	276	2.385	97	20	37	528	3.358
Saldo a 31 de diciembre de 2011	3.029	29.380	37.913	2.162	2.045	1.994	3.285	79.808
Inversiones	41	220	1.438	514	2	100	845	3.160
Retiros o bajas	(8)	(154)	(16)	(134)	(8)	(132)	(24)	(476)
Diferencias de conversión	(6)	(27)	(252)	(36)	(31)	3	(3)	(352)
Variación del perímetro de consolidación [1]	(16)	(59)	(196)	(2)	(6)	(97)	(2)	(378)
Reclasificaciones y otros movimientos [2]	252	1.425	377	104	6	72	(1.768)	468
Movimientos Subg. YPF y YPF Gas [4]	(17)	(111)	(596)	20	(5)	(11)	(2)	(722)
Expropiación de YPF e YPF Gas [5]	(618)	(4.156)	(25.715)	(295)	(171)	(406)	(1.146)	(32.507)
Saldo a 31 de diciembre de 2012	2.657	26.518	12.953	2.333	1.832	1.523	1.185	49.001
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS								
Saldo a 1 de enero de 2011	(800)	(12.894)	(22.720)	(1.420)	(398)	(1.252)	-	(39.484)
Amortizaciones	(54)	(857)	(610)	(144)	(85)	(70)	-	(1.820)
Retiros o bajas	7	67	-	117	8	16	-	215
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor [6]	-	1	9	-	-	13	-	23
Diferencias de conversión	(2)	(18)	(171)	(14)	(1)	-	-	(206)
Variación del perímetro de consolidación [1]	1	(36)	-	-	1	15	-	(19)
Reclasificaciones y otros movimientos [2]	(22)	52	121	373	(4)	(42)	-	478
Movimientos Subg. YPF e YPF Gas [3]	(19)	(286)	(1.844)	(64)	(9)	(14)		(2.236)
Saldo a 31 de diciembre de 2011	(889)	(13.971)	(25.215)	(1.152)	(488)	(1.334)	-	(43.049)
Amortizaciones	(63)	(1.007)	(831)	(295)	(84)	(76)	-	(2.356)
Retiros o bajas	4	136	14	134	8	125	-	421
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor [6]	-	(21)	1	(19)	-	(42)	-	(81)
Diferencias de conversión	1	4	112	17	7	(4)	-	137
Variación del perímetro de consolidación [1]	5	27	311	2	4	58	-	407
Reclasificaciones y otros movimientos [2]	4	(20)	(204)	(122)	2	1	-	(339)
Movimientos Subg. YPF e YPF Gas [4]	5	53	322	5	3	5	-	393
Expropiación de YPF e YPF Gas [5]	251	3.064	19.828	175	119	256	-	23.693
Saldo a 31 de diciembre de 2012	(682)	(11.735)	(5.662)	(1.255)	(429)	(1.011)	-	(20.774)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2011	2.140	15.409	12.698	1.010	1.557	660	3.285	36.759
Saldo neto a 31 de diciembre de 2012 [7]	1.975	14.783	7.291	1.078	1.403	512	1.185	28.227

NOTA: El movimiento durante 2011 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente al ejercicio 2011 para reflejar en una línea separada los movimientos generados por YPF e YPF Gas en el mencionado ejercicio.

(1) Ver Nota 31 Combinaciones de negocios y Nota 32 Desinversiones.

(2) En 2012 incluye traspasos del epígrafe "*Inmovilizado en curso*" fundamentalmente a "*Maquinaria e instalaciones*", por importe de 891 millones de euros, por la puesta en marcha de la ampliación y mejora de la Refinería de Petronor, 253 correspondientes a la nueve sede corporativa denominada Campus. En 2011 el citado epígrafe recogía 3.184 millones de euros correspondientes a la ampliación de la Refinería de Cartagena. Adicionalmente en 2011, se incluían traspasos al epígrafe "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*" por importe de 209 millones de euros correspondientes fundamentalmente a activos poseídos a través de Gas Natural que fueron vendidos en dicho ejercicio relacionados con los puntos de suministro de gas en la Comunidad de Madrid, a las sociedades de distribución eléctrica en Guatemala y a la central de ciclo combinado de Arrúbal (ver Nota 32).

(3) El detalle de los movimientos netos más significativos, correspondiente al grupo YPF e YPF Gas durante el ejercicio 2011 son: *(i) Inversiones* por 2.119 millones de euros, *(ii) Amortizaciones* por 1.429 millones de euros, *(iii) Diferencias de conversión* por 314 millones de euros, (iv) *Reclasificaciones y otros movimientos* por 123 millones de euros.

(4) Recoge los movimientos correspondientes a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo en dichas sociedades.

(5) Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo en YPF e YPF Gas y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 5.

(6) Ver Nota 10.

(7) A 31 de diciembre de 2012 el importe de las provisiones acumuladas ascendía a 224 millones de euros (215 millones de euros en 2011).

En 2012 las principales inversiones se realizaron en España 1.092 millones de euros, en Estados Unidos 792 millones de euros, en Brasil 254 millones de euros, en el resto de Centro y Sudamérica 863 millones de euros, en Rusia 64 millones de euros y en Portugal 58 millones de euros. Por otro lado, las inversiones de explotación realizadas por YPF e YPF Gas y sus sociedades participadas en el ejercicio 2012 antes de la pérdida de control ascendieron a 328 millones de euros. Las principales inversiones en 2011 se realizaron en España 2.040 millones de euros, en Brasil 247 millones de euros, en Estados Unidos 234 millones de euros, en el resto de Centro y Sudamérica 631 millones de euros, y en Portugal 42 millones de euros. Adicionalmente, en 2011, se realizaron inversiones en Argentina por importe de 2.092 millones de euros, correspondientes todas ellas a YPF e YPF Gas.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, respectivamente, a 638 y 1.185 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 766 y 3.285 millones de euros a 31 de diciembre de 2011, respectivamente.

El epígrafe "*Inmovilizado material*" incluye elementos totalmente amortizados por importe de 8.609 y 12.147 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.

Repsol capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en el apartado 3.4.7 de la Nota 3. En 2012 y 2011, el coste medio de activación ha sido 4.19% y 4.87% y el gasto activado por este concepto ha ascendido a 103 y 117 millones de euros, respectivamente, registrados en el epígrafe "*Resultado financiero*" de la cuenta de resultados adjunta.

Dentro del epígrafe "*Inmovilizado material*" se incluyen inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 184 y 158 millones de euros al 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2013 y 2054**.**

En los ejercicios 2012 y 2011 se incluyen 2.844 millones de euros y 2.894 millones de euros respectivamente, correspondientes a activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero. Entre los activos adquiridos en arrendamiento financiero al cierre de estos ejercicios destacan los buques metaneros adquiridos para el transporte de GNL por importe de 1.475 millones de euros y 1.482 millones de euros en 2012 y 2011 respectivamente, así como los gasoductos y otros activos para el transporte de

gas en Norteamérica y Canadá cuyo importe ascendía a 1.329 millones de euros y a 1.388 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011 respectivamente (ver Nota 23).

De acuerdo con la práctica de la industria, Repsol asegura sus activos y operaciones a nivel global. Entre los riesgos asegurados se incluyen los daños en elementos del inmovilizado material, con las consecuentes interrupciones en el negocio que éstas conllevan. El Grupo considera que el actual nivel de cobertura es, en general, adecuado para los riesgos inherentes a su actividad.

(9) INVERSIONES INMOBILIARIAS

El movimiento de las inversiones inmobiliarias en los ejercicios 2012 y 2011 ha sido el siguiente:

	Millones de euros		
	Coste bruto	Amortización y pérdidas de valor acumuladas	Total
Saldo a 1 de enero de 2011	41	(15)	26
Retiros o bajas	(1)	-	(1)
Dotación de amortización y otros movimientos	4	(5)	(1)
Saldo a 31 de diciembre de 2011	44	(20)	24
Retiros o bajas	-	-	-
Dotación de amortización y otros movimientos	2	(1)	1
Saldo a 31 de diciembre de 2012	**46**	**(21)**	**25**

El valor de mercado a 31 de diciembre de 2012 y 2011 de los activos incluidos en este epígrafe asciende a 88 y 94 millones de euros respectivamente.

Los ingresos registrados en 2012 y 2011 relacionados con las inversiones inmobiliarias fueron inferiores a 1 millón de euros en cada ejercicio.

(10) PÉRDIDA DE VALOR DE LOS ACTIVOS

Repsol realiza una valoración de sus activos intangibles, elementos del inmovilizado material u otros activos fijos siempre que existan indicios de que se haya producido una pérdida de valor, y al menos con carácter anual, con objeto de determinar si se ha producido un deterioro en el valor de los mismos. Estas valoraciones se realizan de acuerdo con los principios generales establecidos en la Nota 3.4.10).

Durante los ejercicios 2012 y 2011 el registro de correcciones valorativas en activos no corrientes ha supuesto una pérdida de valor neta de 94 millones de euros y 93 millones de euros, respectivamente (ver Nota 27). Esta cifra incluye una pérdida por importe de 8 millones de euros y 110 millones de euros, respectivamente, por la depreciación de los derechos de emisión de CO_2 (ver Nota 36) cuyo efecto se vio compensado, casi en su totalidad, por un ingreso procedente de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos de emisión recibidos gratuitamente por el Plan Nacional de Asignación.

En el ejercicio 2012 se han dotado, principalmente, pérdidas de valor por importe de

14 millones de euros por activos de exploración en Sierra Leona debido a las incertidumbres sobre las condiciones de explotación de los recursos asociados. Adicionalmente, se han dotado pérdidas de valor de los activos del negocio químico, por importe de 54 millones de euros, como consecuencia de la optimización de la capacidad productiva del Grupo en España y Portugal.

En el ejercicio 2011 se registró una recuperación de valor por importe de 55 millones de euros correspondientes a pérdidas de valor registradas en ejercicios anteriores en relación con activos de exploración y producción en Brasil y Ecuador, debido a la evolución favorable de los parámetros de negocio.

Por otro lado, en el ejercicio 2011 se dotaron pérdidas de valor por importe de 11 millones de euros por activos de exploración en España debido a la reducción de las expectativas originales de valor de las instalaciones de Poseidón como almacén subterráneo de gas. Adicionalmente se dotaron pérdidas de valor de activos del negocio químico, por importe de 18 millones de euros, como consecuencia de la optimización de la capacidad productiva del Grupo en Portugal.

(11) INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

El detalle de la inversión en sociedades asociadas más significativas, que han sido contabilizadas aplicando el método de la participación, a 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2012	2011
Perú LNG Company Llc	238	219
Petrocarabobo	102	86
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	65	62
Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago	44	48
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago	40	43
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	43	41
Guará, B.V.	61	40
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), Ltd.	44	37
Transierra, S.A.	29	27
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	18	20
Otras sociedades puestas en equivalencia (1)	53	76
	737	**699**

(1) Al 31 de diciembre de 2011 incluye 31 millones de euros correspondientes a sociedades del Grupo YPF e YPF Gas.

En el Anexo I se adjunta la relación de las sociedades del Grupo más significativas contabilizadas aplicando el método de participación.

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2012 y 2011 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2012	2011
Saldo al inicio del ejercicio	699	585
Adquisiciones	86	26
Desinversiones	(45)	-
Variaciones del perímetro de consolidación	-	(3)
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia	117	72
Dividendos repartidos	(75)	(62)
Diferencias de conversión	(13)	17
Reclasificaciones y otros movimientos	(1)	70
Movimientos Subg. YPF e YPF Gas (1)	3	(6)
Expropiación de YPF e YPF Gas (2)	(34)	-
Saldo al cierre del ejercicio	**737**	**699**

NOTA: El movimiento durante 2011 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente al ejercicio 2011 para reflejar en una línea separada los movimientos generados por YPF e YPF Gas en el mencionado ejercicio.

(1) En 2012 incluye los movimientos de las inversiones contabilizadas aplicando el método de participación correspondiente a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo. En 2011 incluye los movimientos de las inversiones contabilizadas aplicando el método de participación correspondientes a YPF e YPF Gas durante dicho ejercicio.

(2) Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo de YPF e YPF Gas, y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 5.

La principal inversión en el ejercicio 2012 corresponde a Guará B.V. por importe de 60 millones de euros. En 2011 se realizaron inversiones en la citada sociedad por importe de 20 millones de euros.

La principal desinversión en 2012 corresponde a la devolución de capital a los accionistas de Guara B.V. como consecuencia de la venta de una plataforma de exploración *off-shore* (ver Nota 32).

Los resultados en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia más significativos en 2012 y 2011 son los siguientes:

	Millones de euros	
	2012	2011 (1)
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago	25	25
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	15	16
Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago	19	16
Perú LNG Company Llc.	25	4
Otras sociedades puestas en equivalencia	33	11
	117	**72**

(1) A 31 de diciembre de 2011 incluye 3 millones de euros correspondientes a los resultados en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia dependientes de YPF e YPF Gas, que están clasificadas en la cuenta de resultados como resultado de operaciones discontinuadas.

Las siguientes sociedades, en las que el Grupo tiene influencia significativa, entendida como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, pero sobre las que no se ejerce control, ni tampoco control conjunto, a pesar de que participa en un porcentaje menor al 20%, han sido consolidadas por el método de la participación:

Sociedad	% Participación
Sistemas Energéticos Mas Garullo (1)	18,00%
Oleoducto Transandino de Chile	18,00%
Regasificadora del Noroeste, S.A. (1)	11,60%
CLH	10,00%
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	10,00%
Qalhat LNG SAOC (1)	3,70%

(1) Sociedades participadas a través del Grupo Gas Natural Fenosa.

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de las sociedades asociadas del Grupo Repsol, calculadas de acuerdo al porcentaje de participación poseído en las mismas, a 31 de diciembre de 2012 y 2011 (ver Anexo I):

	2012	2011(1)
En balance		
Total Activos …….	1.765	1.964
Total Patrimonio…….	737	699

	Millones de euros	
	2012	2011(2)
En resultados		
Ingresos	650	780
Resultado del periodo procedente de operaciones continuadas.....	117	72

(1) A 31 de diciembre de 2011 se incluyen los siguientes saldos con sociedades del grupo YPF: (i) "Total Activos" por 169 millones de euros y (ii) "Total Patrimonio" por 31 millones de euros.

(2) Incluyen las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF e YPF Gas de acuerdo a lo descrito en el apartado *3.3 "Comparación de la información"*.

(12) ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA

Las principales líneas del balance de los activos clasificados como disponibles para la venta y pasivos vinculados a 31 de diciembre de 2012 y 2011, son las siguientes:

	Millones de euros	
	2012	2011
Inmovilizado material y otros activos intangibles	310	187
Otros activos no corrientes	22	43
Activos corrientes	8	28
	340	258
Pasivos no corrientes	7	19
Pasivos corrientes	20	13
	27	32
	313	**226**

Activos y pasivos clasificados a 31 de diciembre 2012

A 31 de diciembre de 2012, y desde su adquisición el 29 de diciembre de 2011, la sociedad Eurotek se clasifica como activo no corriente mantenido para la venta. La sociedad Repsol Exploración Karabashky B.V adquirió el 100% de Eurotek, empresa que explota licencias de exploración y producción de hidrocarburos en las regiones de Khanty-Mansiysk y Yamal-Nenets ubicadas en la Federación Rusa. Esta adquisición formaba parte de un acuerdo firmado en diciembre de 2011 entre Repsol y Alliance Oil que regiría el gobierno de la sociedad AR Oil and Gaz, B.V ("AROG") en la que Repsol participa en un 49% (ver Nota 31 *Combinaciones de negocios*), y que serviría de plataforma de crecimiento para ambas compañías en la Federación Rusa. Una vez cumplidos los hitos marcados en dicho acuerdo, Eurotek fue vendida a AROG, B.V. el 24 de enero de 2013, tal y como se describe en la Nota 38 de *Hechos Posteriores*.

En diciembre de 2012, y una vez aprobada la Declaración de Comercialidad del área Cardon-IV, ubicada en el Golfo de Venezuela, se recibió la notificación oficial por la que Corporación Venezolana de Petróleo (CVP) participaría a través de la adquisición de un 17,5% del porcentaje poseído por la sociedad del Grupo, Repsol Venezuela Gas, S.A. Por este motivo, los activos y pasivos asociados a dicho porcentaje que ascienden a 49 y 7 millones de euros respectivamente, fueron clasificados como activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta.

Activos y pasivos clasificados a 31 de diciembre 2011

A 31 de diciembre de 2011 el epígrafe "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*", y adicionalmente a lo descrito anteriormente para la sociedad Eurotek, incluía los activos correspondientes a aproximadamente 245.000 clientes de gas y otros contratos asociados en la Comunidad de Madrid para los que en fecha 30 de junio de 2011 Gas Natural Fenosa acordó su venta al grupo Endesa por importe de 11 millones de euros. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta a Endesa se realizó el 29 de febrero de 2012 generando una plusvalía antes de impuestos de 6 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

En relación a los activos y pasivos clasificados como mantenidos para la venta que fueron enajenados durante los ejercicios 2012 y 2011, ver Nota 32.

(13) ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

En esta nota se desglosan los siguientes conceptos incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2012	2011
Activos financieros no corrientes	1.313	2.450
Otros activos financieros corrientes	415	674
Derivados por operaciones comerciales corrientes [(1)]	45	68
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	5.903	2.677
	7.676	**5.869**

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja los *"Activos financieros no corrientes"*, *"Otros activos financieros corrientes"* y

"Efectivo y otros activos líquidos equivalentes", correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo. Al 31 de diciembre de 2011, se incluyen *"Activos financieros no corrientes"*, *"Otros activos financieros corrientes"* y *"Efectivo y otros activos líquidos equivalentes"* pertenecientes al grupo YPF y al Grupo YPF Gas, por importe de 86, 9 y 274 millones de euros, respectivamente.

(1) Recogidos en el epígrafe "*Otros deudores*".

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2012 y 2011, clasificados por clases de activos es el siguiente:

	31 de diciembre de 2012						
	Valor contable						
NATURALEZA/CATEGORIA	**Activos financieros mantenidos para negociar**	**Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados**	**Activos financieros disponibles para la venta**	**Préstamos y partidas a cobrar**	**Inversiones mantenidas hasta el vencimiento**	**Derivados de cobertura**	**Total**
Instrumentos de Patrimonio	-	-	641	-	-	-	641
Derivados	-	-	-	-	-	-	-
Otros activos financieros	-	84	-	578	10	-	672
Largo plazo / No corriente	**-**	**84**	**641**	**578**	**10**	**-**	**1.313**
Derivados	51	-	-	-	-	7	58
Otros activos financieros	-	11	-	401	5.893	-	6.305
Corto plazo / Corrientes	**51**	**11**	**-**	**401**	**5.893**	**7**	**6.363**
TOTAL (1)	**51**	**95**	**641**	**979**	**5.903**	**7**	**7.676**

	31 de diciembre de 2011						
	Valor contable						
NATURALEZA/CATEGORIA	**Activos financieros mantenidos para negociar**	**Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados**	**Activos financieros disponibles para la venta**	**Préstamos y partidas a cobrar**	**Inversiones mantenidas hasta el vencimiento**	**Derivados de cobertura**	**Total**
Instrumentos de Patrimonio	-	-	128	-	-	-	128
Derivados	-	-	-	-	-	-	-
Otros activos financieros	-	65	-	2.212	45	-	2.322
Largo plazo / No corriente	**-**	**65**	**128**	**2.212**	**45**	**-**	**2.450**
Derivados	176	-	-	-	-	58	234
Otros activos financieros	-	84	-	463	2.638	-	3.185
Corto plazo / Corrientes	**176**	**84**	**-**	**463**	**2.638**	**58**	**3.419**
TOTAL (1)	**176**	**149**	**128**	**2.675**	**2.683**	**58**	**5.869**

(1) En el epígrafe "*Otros activos no corrientes*" y en los epígrafes "*Clientes por ventas y prestaciones de servicios*" y "*Otros deudores*" del balance, se incluyen en 2012, 242 millones de euros a largo plazo y 7.320 millones de euros a corto plazo, y en 2011, 344 millones de euros a largo plazo y 8.634 millones de euros a corto plazo, respectivamente, correspondientes a cuentas comerciales a cobrar que no han sido incluidas en el desglose de activos financieros de la tabla anterior. Adicionalmente, los activos que se presentan en el epígrafe "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*" del balance de situación que se detallan en el apartado 5.3 de la Nota 5, tampoco han sido incluidos en los desgloses de activos financieros de la tabla anterior.

La clasificación de los activos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

Activos financieros a valor razonable [1]	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2012	**2011**	**2012**	**2011**	**2012**	**2011**	**2012**	**2011**
Activos financieros mantenidos para negociar	8	23	43	153	-	-	51	176
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	95	149	-	-	-	-	95	149
Activos financieros disponibles para la venta [2]	567	57	-	-	-	-	567	57
Derivados de cobertura		-	7	58	-	-	7	58
Total	**670**	**229**	**50**	**211**	**-**	**-**	**720**	**440**

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento y se refieren principalmente a las acciones no expropiadas de YPF e YPF Gas y a los fondos de inversión del Grupo.
Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.
Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

(1) En relación a las acciones sujetas a expropiación de YPF e YPF Gas que se presentan de acuerdo con NIIF 5 en el epígrafe de "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*" registrados por su valor razonable, ver lo expuesto en la Nota 5, en el apartado "*Tratamiento contable de la expropiación*".
(2) No incluye 74 y 71 millones de euros en 2012 y 2011 correspondientes a inversiones en acciones de sociedades que se registran por su coste de adquisición de acuerdo con NIC 39 (ver Nota 3.4.11, "*Activos financieros corrientes y no corrientes*").

A continuación se describen los activos financieros corrientes y no corrientes de acuerdo con su clasificación por naturaleza:

13.1) Activos financieros mantenidos para negociar

Dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no han sido designados como instrumentos de cobertura contable (ver Nota 22).

13.2) Otros activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros registrados por su valor razonable con cambios en resultados en los ejercicios 2012 y 2011 corresponden fundamentalmente a fondos de inversión. En 2011 se incluye la inversión realizada en títulos de deuda por importe de 36 millones de euros.

13.3) Activos financieros disponibles para la venta

En 2012 se incluye fundamentalmente el 6,43% de las acciones de YPF S.A. y el 33,997% de las acciones de YPF Gas S.A. propiedad de Repsol que no fueron objeto de expropiación por el gobierno argentino, así como el 5,38% de las acciones de YPF S.A. adquiridas mediante la ejecución de la prenda de los préstamos concedidos por el Grupo al grupo Petersen por importe de 530 millones de euros (Ver Nota 5).

Adicionalmente, éste epígrafe recoge las participaciones financieras minoritarias en algunas sociedades en las que no se ejerce influencia en la gestión.

El movimiento de los activos financieros disponibles para la venta a 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2012	2011
Saldo al inicio del ejercicio	**128**	**150**
Inversiones	6	12
Desinversiones	-	(4)
Ajustes a valor razonable [1]	38	(16)
Variaciones del perímetro de consolidación	-	(6)
Reclasificaciones y otros movimientos	-	(8)
Movimientos Subg. YPF e YPF Gas	-	-
Expropiación de YPF e YPF Gas [2]	469	-
Saldo al cierre del ejercicio	**641**	**128**

(1) En 2012 corresponde fundamentalmente a la valoración a mercado de las acciones no sujetas a expropiación de YPF (incluyendo aquellas adquiridas mediante la ejecución de la prenda de los préstamos concedidos por el Grupo al grupo Petersen) e YPF Gas por importe de 59 millones de euros positivos y de la participación en Alliance Oil Company (sociedad que absorbió la antigua West Siberian Resources) por importe de 21 millones de euros negativos en 2012 (13 millones de euros negativos en 2011).

(2) En 2012 incluye fundamentalmente la valoración inicial del 6,43% de las acciones de YPF y del 33,997% de YPF Gas no sujetas a expropiación por importe de 300 millones de euros y la valoración inicial del 5,38% de las acciones de YPF S.A adquiridas mediante la ejecución de la prenda de los préstamos concedidos por el Grupo al grupo Petersen por importe de 172 millones de euros.

13.4) Préstamos y partidas por cobrar

En el siguiente desglose se detallan el valor razonable de los préstamos y partidas a cobrar de los que dispone el Grupo:

	Millones de euros			
	Valor contable		Valor razonable	
	2012	2011	2012	2011
No corrientes	578	2.212	793	2.432
Corrientes	401	463	401	463
	979	2.675	1.194	2.895

En 2011, los préstamos no corrientes incluyen, entre otros, aquellos concedidos por el Grupo al grupo Petersen en relación a la financiación de la adquisición de la participación en YPF S.A., que se describen en la Nota 5. A 31 de diciembre de 2012 los citados préstamos se encuentran totalmente provisionados y netos del importe ejecutado en prenda.

Este epígrafe incluye la financiación otorgada por Gas Natural Fenosa a ContourGlobal La Rioja, S.L. por importe de 76 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y que a 31 de diciembre de 2011 su saldo ascendía a 77 millones (importes teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo Gas Natural Fenosa) como consecuencia de la venta en 2011 de una central de ciclo combinado en Arrúbal (La Rioja). Este préstamo está garantizado por las acciones de esta compañía y por otros activos, devenga un interés anual de mercado y tiene vencimiento en 2021.

Dentro de los préstamos corrientes y no corrientes figuran los concedidos a sociedades consolidadas, por la parte no eliminada en el proceso de consolidación, por importe de

223 y 310 millones de euros en 2012 y 2011, respectivamente. En los ejercicios 2012 y 2011 dichas cifras incluyen provisiones por deterioro por importe de 21 millones de euros.

En los préstamos y partidas a cobrar corrientes figuran 320 y 370 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente, correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa. Durante el ejercicio 2012 se han realizado diecinueve emisiones del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (ver Nota 32). Los importes corresponden a la parte proporcional de la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa.

La rentabilidad devengada por los activos financieros detallados en la tabla anterior (sin considerar la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad) corresponde a un interés medio de 6,78% y 7,53% en 2012 y 2011.

El vencimiento de los préstamos y partidas a cobrar no corrientes el siguiente:

	Millones de euros	
Vencimiento en	2012	2011
2013	-	124
2014	19	80
2015	5	76
2016	6	103
2017	20	121
Años posteriores	528	1.708
	578	**2.212**

NOTA: Las cifras de 2011 incluyen los préstamos de Petersen sobre los cuales, en noviembre de 2012, se han ejecutado dos prendas sobre acciones de YPF S.A. que fueron otorgadas en garantía de los contratos suscritos (ver Nota 5).

13.5) Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

A continuación se detalla el valor contable de las inversiones financieras mantenidas a vencimiento a 31 de diciembre de 2012 y 2011:

	Millones de euros	
	2012	2011
Inversiones Financieras no corrientes …	10	45
Inversiones Financieras temporales……	-	8
Equivalentes de efectivo ……..	1.857	1.327
Caja y Bancos ……	4.036	1.303
	5.903	**2.683**

El valor razonable de las inversiones financieras mantenidas a vencimiento coincide con su valor contable.

Las inversiones financieras corresponden principalmente a colocaciones en bancos y depósitos colaterales y han devengado un interés medio del 1,52 % y 1,90% en 2012 y 2011, respectivamente.

El vencimiento de las Inversiones Financieras mantenidas a vencimiento no corrientes, es el siguiente:

Vencimiento en	Millones de euros 2012	2011
2013	-	12
2014	-	5
2015	-	3
2016	-	3
2017	-	5
Años posteriores	10	17
	10	**45**

(14) EXISTENCIAS

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es la siguiente:

	Millones de euros **2012**	**2011**
Crudo y gas natural	2.139	2.459
Productos terminados y semiterminados	2.932	4.197
Materiales y otras existencias	430	622
Total	**5.501**	**7.278**

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja las *"Existencias"* correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo. Al 31 de diciembre de 2011, se incluyen "Existencias" pertenecientes al grupo YPF y al Grupo YPF Gas, por importe de 1.274 millones de euros.

En los ejercicios 2012 y 2011 se ha registrado un ingreso neto de 10 millones de euros y un gasto neto 33 millones de euros respectivamente en el epígrafe "*Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación*" como consecuencia de la valoración de las existencias de productos terminados al menor entre su coste y su valor neto de realización.

Respecto a las materias primas, en el ejercicio 2012 se registró un ingreso neto de 5 millones de euros en el epígrafe "*Aprovisionamientos*" como consecuencia de la valoración, al menor entre su coste y su valor neto de realización. En 2011 el importe registrado por este concepto fue inferior a 1 millón de euros.

A 31 de diciembre de 2012 y 2011 el importe de existencias inventariadas a valor razonable menos los costes necesarios para su venta ha ascendido a 365 y 229 millones de euros, respectivamente, y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas ha representado un gasto de 41 millones de euros en 2012 y un gasto de 51 millones de euros en 2011.

El Grupo Repsol cumple tanto a 31 de diciembre 2012, como a 31 de diciembre de 2011 con las exigencias legales de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver Nota 2), en las sociedades españolas que integran el Grupo.

(15) DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2012	2011
Clientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	6.479	6.959
Provisión por insolvencias	(398)	(404)
Clientes por ventas y prestación de servicios	**6.081**	**6.555**
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores (1)	879	1.248
Deudores por operaciones con el personal	39	101
Administraciones públicas	321	730
Derivados por operaciones comerciales (2)	45	68
Otros deudores	**1.284**	**2.147**
Activos por impuesto corriente	416	520
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	**7.781**	**9.222**

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja los "*Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar*" correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo. Al 31 de diciembre de 2011, se incluyen "*Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar*" pertenecientes al grupo YPF y al Grupo YPF Gas, por importe de 1.322 millones de euros.

(1) En 2011 el Grupo registró una provisión por deterioro de cuentas a cobrar registradas por importe de 132 millones de euros como consecuencia de la suspensión temporal del otorgamiento de los beneficios relacionados con el programa "Petróleo Plus" en Argentina. En 2012 dicha provisión ha sido dada de baja del balance de situación del Grupo, como consecuencia del proceso de expropiación de YPF (ver Nota 5).

(2) Este importe se incluye en los conceptos descritos en la Nota 13.

El movimiento de la provisión de insolvencias en los ejercicios 2012 y 2011 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2012	2011
Saldo al inicio del ejercicio ……	404	289
Dotación/(reversión) pérdidas de valor ……	92	63
Variaciones de perímetro de consolidación ……	(2)	(1)
Diferencias de conversión ……	2	4
Reclasificaciones y otros movimientos ……	(2)	42
Movimientos Subg. YPF y Repsol YPF Gas (1)…	(2)	7
Expropiación de YPF y Repsol YPF Gas (2) ……	(94)	-
Saldo al cierre del ejercicio ……	**398**	**404**

(1) En 2012 incluye los movimientos de la provisión por insolvencias correspondiente a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo. En 2011 incluye los movimientos de la provisión por insolvencias correspondientes a YPF e YPF Gas del ejercicio 2011.

(2) Recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control de YPF e YPF Gas por parte del Grupo, y como consecuencia de los hechos señalados en la Nota 5 Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

(16) PATRIMONIO NETO

16.1) Capital social

El capital social suscrito e inscrito en el registro mercantil a 31 de diciembre de 2012 y 2011 estaba representado por 1.256.178.727 y 1.220.863.463 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, respectivamente, totalmente suscritas y desembolsadas, representadas por anotaciones en cuenta y admitidas en su totalidad a cotización oficial en el mercado continuo de las bolsas de valores españolas y en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

Tras la última operación de ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2013, cuyo detalle se explica posteriormente en este apartado, el capital social de Repsol, S.A. está actualmente representado por 1.282.448.428 acciones de 1 euro de valor nominal cada una. De acuerdo con la normativa contable, y teniendo en cuenta que que dicha ampliación de capital ha sido inscrita en el Registro Mercantil con carácter previo a la formulación de los estados financieros consolidados, la misma ha sido registrada en los estados financieros del Grupo con fecha 31 de diciembre de 2012.

Con fecha 22 de febrero de 2011 la compañía solicitó formalmente la exclusión de la cotización de sus American Depositary Shares (ADSs) en la bolsa de valores de Nueva York (New York Stock Exchange – NYSE) y el día 4 de marzo los ADSs de Repsol dejaron de cotizar en dicho mercado. Posteriormente y tras la solicitud presentada por la Sociedad el 7 de marzo de 2011, la exclusión del registro de los ADS en la *U.S. Securities and Exchange Commission* (SEC) devino efectiva en junio de 2011.

La Compañía mantiene su Programa de ADS, los cuales, desde el 9 de marzo de 2011, cotizan en el mercado OTCQX, plataforma dentro de los mercados OTC (over-the-counter) de los Estados Unidos que distingue a aquellos emisores con mejores políticas de información al mercado y sólidas actividades de negocio.

En 2012, Repsol puso en marcha, por primera vez, el Programa Repsol Dividendo Flexible, aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2012, en sustitución del que hubiera sido el tradicional pago del dividendo complementario del ejercicio 2011 y del dividendo a cuenta del ejercicio 2012. El sistema se instrumenta a través de dos ampliaciones de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos con el compromiso irrevocable de Repsol de comprar los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación a un precio fijo garantizado. Al amparo de dicho programa, Repsol ofrece a sus accionistas la posibilidad de percibir su retribución, total o parcialmente, en acciones liberadas de nueva emisión de la Sociedad o en efectivo mediante la venta de los derechos de asignación gratuita que reciban, bien en el mercado al precio de cotización de los mismos, bien a la propia Sociedad.

El 19 de junio de 2012, el Consejo de Administración de la Sociedad aprobó la ejecución de la primera de estas ampliaciones de capital. Los derechos de asignación gratuita se negociaron en las Bolsas de Valores españolas entre el 21 de junio y el 5 de julio de 2012. Los titulares del 63,64% de los derechos de asignación gratuita (un total de 776.935.821 derechos) optaron por recibir nuevas acciones de Repsol en la

proporción de 1 acción nueva por cada 22 derechos.

Durante el plazo establecido al efecto, los titulares del 36,36% de los derechos (443.927.625 derechos), aceptaron el compromiso irrevocable de compra de derechos asumido por Repsol a un precio fijo garantizado de 0,545 euros brutos por derecho, realizándose el pago a los accionistas el 10 de julio de 2012. En consecuencia, Repsol adquirió los indicados derechos por un importe bruto total de 242 millones de euros y renunció a las acciones correspondientes a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra.

El número de acciones ordinarias de 1 euro de valor nominal unitario que fueron emitidas en éste primer aumento de capital fue de 35.315.264, lo que ha supuesto un incremento de, aproximadamente, un 2,89% sobre la cifra del capital previo al aumento de capital.

La ampliación de capital quedó inscrita en el Registro Mercantil de Madrid el 10 de julio de 2012 y las nuevas acciones comenzaron a negociarse en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia a través del Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo) el día 13 de julio de 2012, y posteriormente fueron también admitidas a cotización en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

Por otro lado, el 19 de diciembre de 2012, el Consejo de Administración de Repsol aprobó la ejecución de la segunda de las ampliaciones de capital aprobadas por la Junta General. El periodo de negociación de los derechos de asignación gratuita en las Bolsas de Valores españolas comenzó el 25 de diciembre de 2012 y finalizó el 10 de enero de 2013.

Los titulares del 69,01% de los derechos de asignación gratuita (un total de 866.900.145 derechos) optaron por percibir su retribución en nuevas acciones de la Sociedad en la proporción de 1 acción nueva por cada 33 derechos. Los titulares del 30,99% de los derechos de asignación gratuita restante (389.278.581 derechos) optaron por aceptar el compromiso irrevocable de compra asumido por Repsol a un precio de 0,473 euros brutos por derecho, realizándose el pago a los accionistas el 15 de enero de 2013, lo que dio lugar a un desembolso bruto de 184 millones de euros. Repsol renunció a las acciones correspondientes a los derechos adquiridos en virtud del compromiso de compra.

El número de acciones ordinarias de 1 euro de valor nominal unitario que fueron emitidas en este segundo aumento de capital fue de 26.269.701, lo que ha supuesto un incremento de, aproximadamente, un 2,09% sobre la cifra del capital previo a este segundo aumento.

La ampliación de capital quedó inscrita en el Registro Mercantil de Madrid el 15 de enero de 2013 y las nuevas acciones comenzaron a negociarse en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia a través del Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo) el día 18 de enero de 2013. Se ha solicitado también la admisión a cotización de las nuevas acciones en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

Tras las citadas ampliaciones de capital, el capital social de Repsol, S.A. asciende a 1.282.448.428 euros, totalmente suscrito y desembolsado, integrado por 1.282.448.428 acciones de 1 euro de valor nominal cada una.

Al estar las acciones de Repsol, S.A. representadas por anotaciones en cuenta, no se conoce con exactitud la participación actualizada de los accionistas en el capital

social. Por ello, los datos ofrecidos recogen la última información de la que dispone Repsol, S.A., proveniente de la información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Sociedad y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

Según la última información disponible, los accionistas significativos de la sociedad que se consideran parte vinculada de Repsol son:

Accionistas significativos	% total sobre el capital social Última información disponible
CaixaBank, S.A	12,20
Sacyr Vallehermoso, S.A. (1)	9,53
Petróleos Mexicanos (2)	9,37

(1) Sacyr Vallehermoso, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.

(2) Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A., PMI Holdings, B.V. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (equity swaps) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos.

A 31 de diciembre de 2012 las siguientes sociedades del Grupo tienen acciones admitidas a cotización:

Compañía	Número de acciones cotizadas	% capital social que cotiza	Bolsas	Valor de cierre	Media último trimestre	Moneda
Repsol, S.A.	1.256.178.727	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	15,34	15,67	euros
			Buenos Aires	135,00	129,42	pesos
			OTCQX (1)	20,90	20,26	dólares
Gas Natural SDG, S.A.	1.000.689.341	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	13,58	12,23	euros
Refinería La Pampilla, S.A.	901.599.999	100%	Bolsa de Valores de Lima	0,63	0,64	Soles
Compañía Logística de Hidrocarburos, CLH	1.779.049	2,54%				
Serie A	90.000	100,00%	Bolsas de valores españolas			
Serie D	1.689.049	100,00%	(Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	22,50	22,96	euros

(1) Los American Depositary Shares (ADSs) de Repsol cotizan en el mercado OTCQX, plataforma dentro de los mercados OTC (over-the-counter) de los Estados Unidos.

16.2) Prima de emisión

La prima de emisión a 31 de diciembre de 2012 y 2011 asciende a 6.428 millones de euros. El Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para ampliar el capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

16.3) Reservas

Reserva legal

De acuerdo con el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital debe destinarse una cifra igual al 10% del beneficio del ejercicio a la reserva legal hasta que ésta alcance al menos el 20% del capital social. La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que exceda el 10% del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente, y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

Reserva de revalorización

El saldo de la cuenta "*Reserva de revalorización*" según el Real Decreto Ley 7/1996, de 7 de junio puede destinarse, sin devengo de impuestos, a eliminar los resultados contables negativos de ejercicios anteriores o del ejercicio actual o futuros y a la ampliación de capital social. A partir del 1 de enero del año 2007 puede destinarse a reservas de libre disposición, siempre que la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entiende realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contabilizada o cuando los elementos patrimoniales actualizados sean transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad. El reparto de dichas reservas originaría el derecho a la deducción por doble imposición de dividendos. Si se dispusiera del saldo de esta cuenta en forma distinta a la expuesta, dicho saldo pasaría a estar sujeto a tributación.

Otras reservas

Incluye fundamentalmente la reserva de transición a NIIF, que recoge los ajustes derivados de las diferencias entre los criterios contables anteriores y la normativa internacional, que hayan surgido de sucesos y transacciones anteriores a la fecha de transición a NIIF (1 de enero de 2004) y todos aquellos resultados generados y no repartidos como dividendos, que no se hayan registrado en ninguna de las categorías de reservas descritas anteriormente.

16.4) Acciones y participaciones en patrimonio propias

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2010, autorizó al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol, en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa.

La autorización se confirió por un plazo de 5 años, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto, en la parte no utilizada, la autorización acordada por la Junta General Ordinaria celebrada el 14 de mayo de 2009.

El 20 de diciembre de 2011 Repsol adquirió 122.086.346 acciones propias, representativas del 10 % del capital social de la compañía, con valor nominal de 1 euro por acción, en cumplimiento del acuerdo adoptado por unanimidad en la sesión

del Consejo de Administración celebrado el día 18 de diciembre. Esta adquisición vino motivada por la decisión comunicada por los bancos acreedores de Sacyr Vallehermoso de no renovar el crédito concedido en su día a esa compañía para la adquisición de un 20% del capital de Repsol, o de condicionar su refinanciación parcial a la venta de un 10% de esta última. La adquisición de este paquete se realizó a un precio de 21,066 euros por acción por un importe de 2.572 millones de euros.

En enero de 2012 Repsol realizó una colocación entre inversores profesionales y cualificados de 61.043.173 acciones de la sociedad mantenidas en autocartera, representativas del 5% del capital social de la sociedad a dicha fecha a un precio de 22,35 euros por acción, por un importe total de 1.364 millones de euros. Repsol acordó con las entidades financieras colocadoras que el 5% del capital restante de la sociedad a dicha fecha que el Grupo mantenía en autocartera tendría restringida su venta y disposición ("lock up") durante un período de 90 días, que a la fecha de los presentes estados financieros consolidados ya ha concluido.

En el marco del Plan de Adquisición de Acciones aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011, el Grupo ha adquirido en 2012 un total de 585.441 acciones, representativas de un 0,046% del actual capital social (que asciende a 1.282.448.428 acciones después de las ampliaciones de capital descritas en el apartado *16.1 "Capital Social"*), cuyo coste ha ascendido a 9,1 millones de euros, que ha entregado a empleados del Grupo Repsol que se han adherido a dicho plan. En 2011, también en el marco del citado plan, la Compañía adquirió un total de 298.117 acciones, representativas de un 0,024% de su capital social, cuyo coste ascendió a 6,6 millones de euros, que entregó a empleados del Grupo Repsol adheridos a dicho plan.

Con ocasión de la primera de las ampliaciones de capital descritas en el apartado *16.1 "Capital Social"*, el Grupo recibió en el mes de julio un total de 2.936.789 acciones nuevas correspondientes a las acciones que mantenía en autocartera, que representaban un 0,23% del capital social de Repsol tras la referida ampliación de capital (1.256.178.727 acciones).

Adicionalmente, durante el año 2012, el Grupo ha comprado 3.619.332 acciones propias, representativas de un 0,28% del capital social después de las ampliaciones de capital descritas en el apartado *16.1 "Capital Social"*, con un valor nominal de 1 euro por acción, por un importe de 52 millones de euros. Durante el ejercicio, también fueron enajenadas 4.736.702 acciones, representativas de un 0,37% del capital social, por un importe efectivo bruto de 76 millones de euros. En 2011, el Grupo adquirió un total de 6.685.499 acciones propias, representativas del 0,55% del capital social, con un valor nominal de 1 euro por acción, por un importe de 125 millones de euros. Las mencionadas acciones fueron enajenadas en el ejercicio por un importe efectivo bruto de 140 millones de euros.

En enero de 2013, a consecuencia de la segunda de las ampliaciones de capital descritas en el apartado *16.1 "Capital Social"*, el Grupo recibió un total de 1.904.926 acciones nuevas correspondientes a las acciones que mantenía en autocartera, que representaban un 0,15% del capital social de Repsol tras la referida ampliación de capital.

A 31 de diciembre de 2012 y 2011, las acciones propias mantenidas por Repsol o cualquiera de las compañías de su Grupo, representaban el 5,05% y el 10,00% de su capital social, respectivamente.

16.5) Ajustes por cambios de valor

Este epígrafe incluye:

Por activos financieros disponibles para la venta

Recoge los beneficios y las pérdidas, netos de su efecto fiscal, correspondientes a cambios en el valor razonable de activos financieros no monetarios clasificados dentro de la categoría de activos financieros disponibles para la venta.

Otros instrumentos financieros

Recoge los cambios de valoración, netos de su efecto fiscal, que se reconocen directamente en el patrimonio por las acciones sujetas a expropiación (ver apartado 5.3 de la Nota 5).

Por operaciones de cobertura

Recoge la parte efectiva, neta del efecto fiscal, de los cambios en el valor razonable de instrumentos derivados definidos como instrumentos de cobertura de flujos de caja (ver apartado 3.4.24 de la Nota 3 y Nota 22).

Diferencias de conversión

Corresponden a las diferencias de cambio reconocidas en el patrimonio como resultado del proceso de consolidación descrito en la Nota 3.4.1, así como la valoración a valor razonable de los instrumentos financieros designados como cobertura de la inversión neta de inversiones en el extranjero (ver Nota 22) según el procedimiento descrito en el apartado 3.4.24 de la Nota 3.

El movimiento de los ajustes por cambio de valor se presenta en el Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos en cada concepto por los importes brutos de su efecto fiscal. Los efectos fiscales correspondientes a los movimientos presentados en dicho estado durante los ejercicios 2012 y 2011, son los siguientes:

	Millones de euros					
	Efecto en Patrimonio Neto		Transferencia a Pérdidas y Ganancias		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(11)	4	(8)	-	(19)	4
Otros instrumentos financieros	(4)	-	-	-	(4)	-
Por coberturas de flujos de efectivo	6	24	(6)	(20)	-	4
Diferencias de conversión	(1)	(9)	-	-	(1)	(9)
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	9	5	-	-	9	5
	(1)	24	(14)	(20)	(15)	4

16.6) Retribución al accionista

En el siguiente cuadro se detallan los dividendos y otras retribuciones pagadas por Repsol, S.A. a sus accionistas en los ejercicios 2012 y 2011:

	31/12/2012			31/12/2011		
	% sobre Nominal	**Euros por acción**	**Importe (1)**	**% sobre Nominal**	**Euros por acción**	**Importe (2)**
Acciones ordinarias	57,75%	0,5775	635	105,0%	1,050	1.282
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)	-	-	-	-	-	-
Dividendos totales pagados	57,75%	0,5775	635	105,0%	1,050	1.282
a) Dividendos con cargo a resultados	57,75%	0,5775	635	105,0%	1,050	1.282
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión	-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie	-	-	-	-	-	-

La retribución percibida por los accionistas en el ejercicio 2011 corresponde al dividendo a cuenta del ejercicio 2010, cuyo importe ascendió a 641 millones de euros (0,525 euros brutos por acción) pagado el 13 de enero de 2011, y al dividendo complementario correspondiente al ejercicio 2010, aprobado por la Junta General de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 15 de abril de 2011, cuyo importe ascendió a 641 millones de euros (0,525 euros brutos por acción) pagado el 7 de julio de 2011.

Respecto de la retribución percibida por los accionistas en el ejercicio 2012, incluye el dividendo a cuenta del ejercicio 2011, cuyo importe ascendió a 635 millones de euros (0,5775 euros brutos por acción), pagado el 10 de enero de 2012 a cada una de las acciones en circulación de la Compañía con derecho a retribución.

Adicionalmente, durante 2012 los accionistas fueron también retribuidos mediante la implementación del programa denominado programa “Repsol Dividendo Flexible” que sustituyó al tradicional pago del dividendo complementario del ejercicio 2011. Este programa, permite a los accionistas de la Sociedad elegir entre recibir su retribución en efectivo o en acciones liberadas de la Sociedad. Dicho programa se instrumenta a través de ampliaciones de capital liberadas con el compromiso irrevocable de Repsol, S.A. de comprar los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación a un precio fijo garantizado, tal y como se describe en el apartado 16.1 Capital Social de esta Nota.

Durante los meses de junio y julio de 2012, en las fechas en las que tradicionalmente se abonaba el dividendo complementario en efectivo correspondiente al ejercicio anterior, la Sociedad llevó a cabo una ampliación de capital liberada en el marco del programa “Repsol Dividendo Flexible”.

Al amparo de dicho programa, los titulares de 443.927.625 derechos de asignación gratuita aceptaron el compromiso irrevocable de compra de derechos asumido por Repsol, S.A. a un precio fijo garantizado de 0,545 euros brutos por derecho. En consecuencia, Repsol, S.A. adquirió los indicados derechos por un importe bruto total de 242 millones de euros y renunció a las acciones correspondientes a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra. Además de los citados 242 millones de euros, se destinaron a retribuir a los accionistas otros 423 millones de euros en acciones, correspondientes a las 35.315.264 acciones nuevas emitidas en la ejecución de la ampliación de capital, que supuso un incremento de, aproximadamente, un 2,89% sobre la cifra del capital.

Durante los meses de diciembre de 2012 y enero de 2013 se llevó a cabo una nueva ampliación de capital liberada aprobada por la Junta General Ordinaria celebrada el 31 de mayo de 2012, bajo el punto undécimo del Orden del Día, a través de la cual se instrumentó de nuevo, en sustitución del que hubiera sido el tradicional dividendo a cuenta del ejercicio 2012, el programa de retribución al accionista "Repsol Dividendo Flexible", tal y como se describe en el apartado 16.1 Capital social de esta nota.

Al amparo de dicho programa, los titulares de 389.278.581 derechos de asignación gratuita aceptaron el compromiso irrevocable de compra de derechos asumido por Repsol, S.A. a un precio fijo garantizado de 0,473 euros brutos por derecho. En consecuencia, Repsol, S.A. adquirió los indicados derechos por un importe bruto total de 184 millones de euros y renunció a las acciones correspondientes a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra. Además de los citados 184 millones de euros, se destinaron a retribuir a los accionistas otros 410 millones de euros en acciones, correspondientes a las 26.269.701 acciones nuevas emitidas en la ejecución de la ampliación de capital, que supuso un incremento de, aproximadamente, un 2,09% sobre la cifra del capital.

16.7) Beneficio por acción

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el que se detalla a continuación:

	2012	2011
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	2.060	2.193
Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas (millones de euros)	170	536
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones)	1.213	1.273

BENEFICIO POR ACCIÓN (BPA) ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE (Euros)	**2012**	**2011**
Básico		
BPA básico atribuible a la sociedad dominante	1,70	1,72
BPA básico atribuible a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas	0,14	0,42
Diluido		
BPA básico atribuible a la sociedad dominante	1,70	1,72
BPA básico atribuible a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas	0,14	0,42

En julio de 2012 y en enero de 2013 se cerraron dos ampliaciones de capital liberadas, realizadas en el marco del sistema de retribución a los accionistas denominado "Repsol dividendo flexible" descrito en apartado 16.1 Capital social de esta Nota, que fueron registrados con efectos contables a 30 de junio y 31 de diciembre de 2012, respectivamente, por lo que a 31 de diciembre de 2012 el capital social estaba constituido por 1.282.448.428 acciones.

El capital social emitido en circulación al 31 de diciembre de 2011 ascendía a 1.220.863.463 acciones, si bien el número medio ponderado de acciones en circulación a dicha fecha ha sido modificado, con respecto al utilizado para el cálculo del beneficio por acción en los estados financieros al 31 de diciembre de 2011, para incluir el efecto de dichas ampliaciones de capital, de acuerdo con la normativa contable aplicable (ver Nota 3 apartado 3.3 Comparación de la información).

16.8) Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2012 y

2011 corresponde fundamentalmente a las sociedades que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2012	2011
YPF S.A.	-	2.762
Sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa [1]	485	494
Refinería La Pampilla, S.A.	134	134
Petronor, S.A.	103	100
Otras compañías	48	15
Total	**770**	**3.505**

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja los *"Intereses minoritarios"* correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

(1) Dentro de este importe se incluyen participaciones preferentes emitidas por Unión Fenosa Preferentes, S.A., del Grupo Gas Natural Fenosa por un importe nominal de 225 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente (importes correspondientes al porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

(17) SUBVENCIONES

Las subvenciones registradas en el balance, que ascienden a 61 millones de euros y 118 millones de euros en 2012 y 2011, respectivamente, corresponden fundamentalmente a subvenciones concedidas para la construcción de infraestructura gasista o eléctrica (51 millones de euros en 2012 y 64 millones de euros en 2011). Al 31 de diciembre de 2011 se incluían subvenciones de YPF por importe de 48 millones de euros, que en 2012 han sido dadas de baja del balance consolidado de Repsol tras la pérdida de control en YPF e YPF Gas.

La cuenta de resultados de los ejercicios 2012 y 2011 incluyen ingresos correspondientes a la aplicación a resultados de las subvenciones de capital en el epígrafe "*Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras*" por importe de 13 y 17 millones de euros, respectivamente. Por otro lado, el importe de las subvenciones de explotación registradas como ingresos del ejercicio en el epígrafe "*Otros ingresos de explotación*" ha ascendido a 21 y 2 millones de euros en 2012 y 2011, respectivamente. Las subvenciones de explotación registradas como ingreso durante el ejercicio 2011 correspondientes a YPF fueron de 70 millones de euros y han sido reclasificadas al epígrafe de *"Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas"*.

(18) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El saldo a 31 de diciembre de 2012 y 2011, así como los movimientos que se han producido en este epígrafe durante los ejercicios 2012 y 2011, han sido los siguientes:

	Millones de euros						
	Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes						
	Provisión para pensiones [7]	Desmante-lamiento de campos	Provisiones por contratos	Medio Ambiente [8]	Emisión de CO_2	Otras provisiones	Total
Saldo a 1 de enero de 2011	**257**	**1.433**	**417**	**254**	**182**	**1.633**	**4.176**
Dotaciones con cargo a resultados [1]	14	26	30	4	94	140	**308**
Aplicaciones con abono a resultados [2]	(1)	(4)	(73)	(3)	-	(98)	**(179)**
Cancelación por pago	(24)	(2)	(42)	(10)	(2)	(93)	**(173)**
Variaciones del perímetro de consolidación	(1)	-	-	-	-	-	**(1)**
Diferencias de conversión	-	22	2	-	-	2	**26**
Reclasificaciones y otros movimientos [3]	9	216	-	-	(179)	(74)	**(28)**
Movimientos Subg. YPF y Repsol YPF Gas [4]	1	153	(32)	10	-	17	**149**
Saldo a 31 de diciembre de 2011	**255**	**1.844**	**302**	**255**	**95**	**1.527**	**4.278**
Dotaciones con cargo a resultados [1]	14	30	60	13	112	233	**462**
Aplicaciones con abono a resultados [2]	-	(13)	-	(2)	-	(80)	**(95)**
Cancelación por pago	(22)	(1)	(50)	(8)	-	(201)	**(282)**
Variaciones del perímetro de consolidación	-	(4)	-	-	-	(17)	**(21)**
Diferencias de conversión	5	(12)	(4)	-	-	(4)	**(15)**
Reclasificaciones y otros movimientos [3]	26	159	-	-	(95)	(4)	**86**
Movimientos Subg. YPF y Repsol YPF Gas [5]	(1)	(35)	1	(16)	-	(13)	**(64)**
Expropiación de YPF y Repsol YPF Gas [6]	(29)	(1.150)	(99)	(191)	-	(331)	**(1.800)**
Saldo a 31 de diciembre de 2012	**248**	**818**	**210**	**51**	**112**	**1.110**	**2.549**

NOTA: El movimiento durante 2011 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente al ejercicio 2011 para reflejar en una línea separada los movimientos generados por YPF e YPF Gas en el mencionado ejercicio.

(1) Incluye 132 y 93 millones correspondientes a la actualización financiera de provisiones en 2012 y 2011, respectivamente.

(2) Incluye la cancelación de provisiones por diversos conceptos registradas en sociedades del Grupo en varios países, como consecuencia de cambios en las circunstancias en base a las que se había dotado la provisión.

(3) El epígrafe "*Desmantelamiento de campos*" incluye 159 y 216 millones de euros en 2012 y 2011, respectivamente, correspondientes al alta de inmovilizado material y de la provisión por desmantelamiento de campos durante los citados ejercicios. Adicionalmente, el epígrafe "*Otras provisiones*" en 2011 incluye la reclasificación al epígrafe "*Acreedores comerciales*" de 355 millones de euros tras el acuerdo alcanzado entre Gas Natural Fenosa y Sonatrach para resolver las diferencias que mantenían en relación con el precio aplicable a los contratos de suministro de gas de Sagane, S.A., sociedad perteneciente al Grupo Gas Natural Fenosa, que fueron pagados en 2011. Los importes anteriores corresponden a la parte proporcional teniendo en cuenta la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa. En 2011 el citado epígrafe incluye también adiciones realizadas como consecuencia de riesgos asociados a transacciones en el exterior (ver Nota 25).

(4) El detalle de movimientos netos correspondiente al grupo YPF e YPF Gas durante el ejercicio 2011 es: *(i) dotaciones con cargo a resultados* por 228 millones de euros, *(ii) Aplicaciones con abono a resultados* por 9 millones de euros, *(iii) Cancelaciones por pago* por 189 millones de euros, *(iv) Diferencias de conversión* por 61 millones de euros, (v) *Reclasificaciones y otros movimientos* por 58 millones de euros.

(5) Recoge los movimientos correspondientes a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo en dichas sociedades.

(6) Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo en YPF e YPF Gas y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 5 *"Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A."*.

(7) Ver Nota 19

(8) Ver Nota 36.2

Dentro del epígrafe "*Otras provisiones*" se incluyen las provisiones constituidas para hacer frente a las obligaciones derivadas principalmente de reclamaciones fiscales, litigios y arbitrajes. En la Nota 25 "*Situación Fiscal"* y en la Nota 35 "*Contingencias, compromisos y garantías"* se incluye información adicional sobre las mismas.

A continuación se incluye una estimación de los vencimientos de las provisiones por riesgos y gastos registradas al cierre del ejercicio 2012. No obstante, debido a las características de los riesgos incluidos, la valoración de estos calendarios de vencimientos está sujeta a incertidumbres y cambios más allá del control del Grupo, por lo que la misma podría variar en el futuro en función de la evolución de las circunstancias con las que se ha realizado la estimación.

	Millones de euros			
	Inferior a un año	De 1 a 5 años	Mas de 5 años y/o indeterminado	Total
Provisión por pensiones	-	83	165	248
Provisión por Desmantelamientos de campos	2	113	703	818
Provisión por contratos	-	175	35	210
Provisiones de Medio Ambiente	-	51	-	51
Provisión por emisiones de CO_2	112	-	-	112
Otras provisiones	177	350	583	1.110
TOTAL	**291**	**772**	**1.486**	**2.549**

(19) PLANES DE PENSIONES Y OTRAS OBLIGACIONES CON EL PERSONAL

a) Planes de pensiones de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores en España, Repsol tiene reconocidos planes de aportación definida adaptados a la legislación vigente, cuyas principales características son las siguientes:

i. Son planes de modalidad mixta destinados a cubrir tanto las prestaciones de jubilación como los riesgos por invalidez y fallecimiento de los partícipes.

ii. El promotor (Repsol) se compromete, para los partícipes en activo, a una aportación mensual a fondos de pensiones externos de determinados porcentajes del salario.

Fuera de España, a través de sus filiales, el Grupo dispone de planes de pensiones de aportación definida para los empleados y directivos de las principales sociedades donde la empresa aporta básicamente la misma cantidad que el partícipe con un máximo establecido.

Asimismo, el grupo Gas Natural Fenosa tiene reconocidos para algunos colectivos de trabajadores planes de pensiones de aportación definida.

El coste anual cargado en la cuenta de "*Gastos de personal*" de la cuenta de resultados en relación con los planes de aportación definida descritos anteriormente ha ascendido a 51 millones de euros en 2012 y 52 millones de euros en 2011 (de los cuales 4 millones de euros correspondían a YPF S.A. e YPF Gas S.A.)

Para los directivos del Grupo Repsol en España existe un sistema de previsión social,

complementario al plan de pensiones de empleo, denominado "Plan de Previsión de Directivos", que consiste en un plan destinado a cubrir tanto la jubilación como la invalidez y fallecimiento de los partícipes. La empresa realiza aportaciones definidas correspondientes a un porcentaje del salario de los partícipes. El plan reconoce una rentabilidad determinada y garantizada, igual al 125% del Índice General Nacional de Precios al Consumo del año anterior. Este plan está instrumentado a través de seguros colectivos de compromisos por pensiones que están suscritos con una entidad aseguradora. El pago de las primas de estas pólizas de seguro financia y exterioriza, por una parte, los compromisos correspondientes a las aportaciones ordinarias y, por otra, los correspondientes a la rentabilidad determinada garantizada. El directivo (o sus beneficiarios) tendrán derecho a recibir la prestación del plan en caso de jubilación, fallecimiento, incapacidad permanente total, absoluta o gran invalidez, así como en algunos supuestos específicos contemplados en el Reglamento del Plan. El coste por este plan cargado en el epígrafe "*Gastos de personal*" de la cuenta de resultados en los ejercicios 2012 y 2011 ha ascendido a 13 y 3 millones de euros, respectivamente.

b) Planes de pensiones de prestación definida

Repsol, principalmente a través de Gas Natural Fenosa tiene contratados planes de pensiones de prestación definida para determinados colectivos en España, Brasil, Colombia y Estados Unidos, entre otros países. El desglose por país de las provisiones registradas por estos planes es el siguiente:

	Millones de euros	
	2012	2011[(1)]
España (ver b.1)	114	107
Colombia (ver b.2)	105	85
Brasil (ver b.3)	20	18
Estados Unidos	8	33
Resto	1	12
Total	**248**	**255**

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja los saldos correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo. Al 31 de diciembre de 2011 incluye saldos del grupo YPF a través de su filial YPF Holdings en "Estados Unidos" por 27 millones de euros y en "Resto" por importe de 3 millones de euros.

b.1) A 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, el Grupo a través de Gas Natural Fenosa, tenía en vigor los siguientes compromisos para determinados colectivos en España:

- Pensiones a pensionistas jubilados, personas discapacitadas, viudas y huérfanos pertenecientes a determinados colectivos.
- Compromisos de pago de complementos de pensiones de prestación definida con el personal pasivo del antiguo Grupo Unión Fenosa jubilado con anterioridad a noviembre de 2002 y una parte residual del personal activo.
- Cobertura de jubilación y fallecimiento a favor de determinados empleados.
- Subsidio de gas para personal activo y pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Compromisos con empleados jubilados anticipadamente hasta que alcancen la edad de jubilación y planes de jubilación anticipada.
- Complementos salariales y cotizaciones a la Seguridad Social para un

colectivo de prejubilados hasta el momento de acceso a la jubilación ordinaria.
- Asistencia sanitaria y otras prestaciones.

b.2) A 31 de diciembre de 2012 y 2011 existen los siguientes compromisos para determinados empleados en Colombia:

- Compromisos por pensiones causadas para el personal pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Asistencia sanitaria y otras ayudas post jubilación.

b.3) A 31 de diciembre de 2012 y 2011 Repsol tiene en vigor, a través de su participación en Gas Natural Fenosa, las siguientes prestaciones para determinados empleados en Brasil:

- Plan de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral, con cobertura para la jubilación, fallecimiento durante el trabajo y pensiones por discapacidad y cantidades globales.
- Plan de asistencia sanitaria posterior a la relación laboral.
- Otros planes de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral que garantiza pensiones temporales, pensiones de vida y cantidades globales dependiendo de los años de servicio.

El detalle de las principales provisiones para pensiones y obligaciones similares, desglosado por países, reconocidas en el balance de situación consolidado, así como el movimiento del valor actual de las obligaciones y del valor razonable de los activos del plan es el siguiente:

	Millones de euros							
	2012				2011			
Valor actual de las obligaciones	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
A 1 de Enero	340	85	56	33	362	81	52	4
Variaciones del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-
Coste del servicio del ejercicio	1	-	-	1	1	-	-	1
Coste de intereses	15	7	5	-	14	6	5	-
Ganancias y pérdidas actuariales	41	11	8	1	(13)	9	8	1
Beneficios pagados	(26)	(11)	(3)	-	(27)	(10)	(4)	-
Traspasos y cancelaciones	(5)	6	1	-	3	(3)	-	-
Diferencias de conversión	-	7	(6)	-	-	2	(5)	-
Movimientos subgrupo YPF e YPF Gas	-	-	-	-	-	-	-	27
Expropiación de YPF e YPF Gas	-	-	-	(27)	-	-	-	-
A 31 de Diciembre	366	105	61	8	340	85	56	33
Valor razonable activos del plan								
A 1 de Enero	233	-	37	-	253	-	35	-
Variaciones del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendimiento esperado	10	-	5	-	10	-	4	-
Aportaciones	2	-	2	-	3	-	2	-
Ganancias y pérdidas actuariales	30	-	4	-	(13)	-	4	-
Prestaciones pagadas	(20)	-	(3)	-	(20)	-	(3)	-
Traspasos	(3)	-	-	-	-	-	-	-
Diferencias de conversión	-	-	(4)	-	-	-	(4)	-
Movimientos subgrupo YPF e YPF Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
Expropiación de YPF e YPF Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
A 31 de Diciembre	252	-	41	-	233	-	38	-
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	**114**	**105**	**20**	**8**	**107**	**85**	**18**	**33**

Las cantidades reconocidas en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, para todos los planes de pensiones mencionados anteriormente son las siguientes:

	Millones de euros							
	2012				2011[(1)]			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Coste de servicio del ejercicio	1	-	-	1	1	-	-	-
Coste por intereses	15	7	5	-	14	6	5	-
Rendimiento previsto activos del plan	(10)	-	(5)	-	(10)	-	(4)	-
Cargo en la cuenta de resultados	6	7	-	1	6	6	1	-

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, en el apartado 3.3 Comparación de la información.

El importe acumulado de las ganancias y pérdidas actuariales netas de impuestos reconocidas directamente en patrimonio ha ascendido a un importe negativo de 19 y 12 millones de euros para los ejercicios 2012 y 2011, respectivamente.

Las principales categorías de activos de los planes de pensiones descritos anteriormente corresponden a bonos y, en menor medida a otros títulos y activos inmobiliarios.

El rendimiento real sobre activos de los planes mantenidos a través de sociedades del grupo Gas Natural Fenosa durante el ejercicio 2012 y 2011, correspondiente a España y Brasil, ha sido 15 y 14 millones de euros, respectivamente.

Las hipótesis actuariales aplicadas han sido las siguientes:

	2012				2011			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Tipo de descuento (1)	1,0% a 4,7%	4,8 a 6,5%	9,8%	4,09% a 4,68%	3,1% a 4,9%	7,80%	11,40%	5,61% a 3,4%
Rendimiento previsto sobre activos de plan (1)	1,0% a 4,7%	4,8 a 6,5%	9,8%	N/A	3,1% a 4,9%	7,80%	12,80%	N/A
Incrementos futuros en salario (1)	3,0%	2,5% a 3,3%	7,7%	N/A	3,00%	2,75%	7,60%	N/A
Incrementos futuros en pensión (1)	2,5%	2,5% a 3,3%	5,5%	N/A	2,50%	2,75%	5,50%	N/A
Tipo de inflación (1)	2,5%	2,5%	5,5%	N/A	2,50%	2,75%	5,50%	N/A
Tabla de mortalidad	PERMF 2000	RV08	AT-83	N/A	PERMF 2000	RV08	AT-83	

(1) anual

c) Incentivos a medio y largo plazo.

La compañía tiene implantado un instrumento de fidelización dirigido a directivos y a otras personas con responsabilidad en el Grupo, consistente en la fijación de un incentivo a medio/largo plazo como parte de su sistema retributivo. Con él se pretende fortalecer los vínculos de los directivos y mandos con los intereses de los accionistas basados en la sostenibilidad de los resultados de la compañía a medio y largo plazo y el cumplimiento de su Plan Estratégico, al propio tiempo que se favorece la continuidad en el Grupo de las personas más destacadas.

El Presidente Ejecutivo no es partícipe de ninguno de los programas de incentivos vigentes a la fecha, si bien en su actual esquema retributivo, el grado de consecución de cada programa a su vencimiento sirve de referencia para determinar el importe de la retribución plurianual correspondiente a cada ejercicio, que es abonada en el ejercicio siguiente.

A cierre de ejercicio se encuentran vigentes los programas de incentivos, 2009-2012, 2010-2013, 2011-2014 y 2012-2015, aunque cabe señalar que el primero de los programas indicados (el 2009-2012) se ha cerrado, de acuerdo a sus bases, a 31 de diciembre de 2012 y sus beneficiarios percibirán la retribución variable correspondiente en el primer semestre de 2013.

Los tres programas vigentes (2010-2013, 2011-2014 y 2012-2015), son independientes entre sí, pero sus principales características son las mismas. En todos los casos se trata de planes específicos de retribución plurianual por los ejercicios contemplados en cada uno de ellos. Cada programa está ligado al cumplimiento de una serie de objetivos estratégicos del Grupo. El cumplimiento de los respectivos objetivos da a los beneficiarios de cada plan el derecho a la percepción de retribución variable a medio plazo en el primer trimestre del ejercicio siguiente al de su finalización. No obstante, en cada caso, la percepción del incentivo está ligada a la permanencia del beneficiario al servicio del Grupo hasta el 31 de diciembre del último de los ejercicios del

programa, con excepción de los supuestos especiales contemplados en las propias bases del mismo.

En todos los casos el incentivo plurianual, de percibirse, además de aplicarle a la cantidad determinada en el momento de su concesión un primer coeficiente variable en función del grado de consecución de los objetivos establecidos, se multiplicaría asimismo por un segundo coeficiente variable, vinculado a la media de las valoraciones individuales de desempeño obtenidas por beneficiario en el sistema de Gestión por Compromisos en los años comprendidos en el periodo de medición de cada programa de incentivos, resultados que a su vez entran a formar parte de la retribución variable anual a percibir por el mismo.

Ninguno de los planes implica para sus beneficiarios la entrega de acciones u opciones, ni está referenciado al valor de la acción de Repsol, si bien los beneficiarios de los planes actualmente vigentes podrán ser beneficiarios, a su vez de los planes descritos en la Nota 19.d) apartado i).

Para asumir los compromisos derivados de estos programas se ha registrado un gasto en la cuenta de resultados de los ejercicios 2012 y 2011 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 11 y 17 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2012 y 2011, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 45 y 56 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

d) Planes retributivos en acciones

La Junta General de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011, aprobó dos propuestas de planes retributivos en acciones de Repsol, S.A.:

i.) “Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual”.

Este Plan, contempla para sus beneficiarios un abono de acciones vinculado a ciertos requisitos de inversión y permanencia en el Grupo. Está dividido en cinco ciclos (2011-2014, 2012-2015, 2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018). Está dirigido a los Consejeros Ejecutivos, al resto de directivos y a empleados del Grupo que sean beneficiarios de determinados programas de retribución plurianual en efectivo, y permite a los beneficiarios que así lo deseen (“los Participantes”), invertir en acciones de Repsol, S.A. hasta el 50% del importe bruto del incentivo plurianual que perciban en el año de inicio de cada ciclo. Dicha inversión deberá realizarse no más tarde del 31 de mayo de cada año natural, una vez abonado el incentivo plurianual correspondiente (Inversión Inicial).

Los Participantes de cada uno de los Ciclos del Plan tendrán derecho a recibir una acción de Repsol, S.A. por cada tres acciones adquiridas en la Inversión Inicial correspondiente a cada ciclo, siempre que todas las acciones adquiridas en la Inversión Inicial se mantengan en el patrimonio del beneficiario durante un período de tres años (Periodo de Consolidación).

Un total de 187 empleados y directivos se han acogido al Segundo Ciclo del Plan (2012-2015), adquiriendo el 31 de mayo de 2012 un total de 294.689 acciones, a un precio medio de 12,2640 euros por acción. De esta forma, el compromiso del Grupo de entrega de acciones con aquellos empleados que, transcurridos los tres años correspondientes al periodo de consolidación, hayan cumplido los requisitos descritos del Plan, asciende a 98.161 acciones.

En este Segundo Ciclo, los actuales miembros del Comité de Dirección han adquirido un total de 131.395 acciones. Considerando el número de acciones que adquirieron en el Primer Ciclo (un total de 79.611 acciones), Repsol habría adquirido con estas personas un compromiso de entrega de 26.534 acciones al vencimiento del periodo de consolidación del Primer Ciclo, y de 43.795 acciones al vencimiento del periodo de consolidación del Segundo, sujeto, en todo caso, al cumplimiento del resto de requisitos del Plan.

El número de beneficiarios que se acogieron al Primer Ciclo del Plan (2011-2014), finalizado el 31 de mayo de 2011 fue de 350 empleados y adquirieron un total de 227.498 acciones a un precio medio de 23,5357 euros por acción, de forma que el compromiso de entrega de acciones con aquellos empleados que, transcurridos los tres años correspondientes al Período de Consolidación hayan cumplido los requisitos descritos del Plan, asciende a 75.710 acciones.

Como consecuencia de este Plan, a 31 de diciembre de 2012 y 2011, se ha registrado un gasto en el epígrafe "Gastos de personal" con contrapartida en el epígrafe "Otras reservas" del patrimonio neto por importe de 0,66 y 0,23 millones de euros, respectivamente.

ii.) "Plan de Adquisición de Acciones 2011-2012".

Este Plan se dirige a directivos y empleados del Grupo Repsol en España y tiene como finalidad permitir que aquéllos que lo deseen puedan percibir hasta 12.000 euros de su retribución anual en 2011 y 2012 en acciones de la Sociedad, de acuerdo al valor al precio de cierre de la acción de Repsol , S.A., en el sistema de interconexión bursátil (mercado continuo) de las bolsas españolas en cada una de las fechas de entrega al beneficiario, establecidas con carácter mensual.

En el ejercicio 2012 y 2011, y de acuerdo a lo descrito en la Nota 16.4, se han adquirido 585.441 y 298.117 acciones propias por un importe de 9,1 y 6,6 millones de euros, con objeto de entregarlas a empleados del Grupo. Estas acciones representaban el 0,046% y 0,024% sobre el total de las acciones emitidas por Repsol, S.A.

Las acciones a entregar en ambos planes i) y ii) podrán provenir de la autocartera directa o indirecta de Repsol, ser de nueva emisión o proceder de terceros con los que se hayan suscrito acuerdos para asegurar la atención de los compromisos asumidos.

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 31 de mayo de 2012, acordó la aprobación del Plan de Adquisición de Acciones para el periodo 2013-2015, destinado a los directivos y el resto de empleados del Grupo Repsol en España que voluntariamente decidan acogerse al mismo. Conforme al citado Plan, los beneficiarios podrán recibir parte de su retribución correspondiente a todos o alguno de los ejercicios 2013, 2014 y 2015 en acciones de Repsol con un límite anual equivalente al importe monetario máximo en acciones que, con arreglo a la legislación fiscal de aplicación vigente en cada ejercicio y para cada territorio, no tenga la consideración de rendimiento sujeto a tributación en el Impuesto sobre la Renta de Personas Físicas. Las indicadas acciones se valorarán al precio de cierre de la acción de Repsol en el sistema de interconexión bursátil (SIBE o mercado continuo) de las bolsas españolas en la fecha de la entrega al beneficiario.

(20) PASIVOS FINANCIEROS

En esta nota se desglosan los pasivos de naturaleza financiera incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2012	2011
Pasivos financieros no corrientes	15.300	15.345
Derivados por operaciones comerciales no corrientes [1]	0	3
Pasivos financieros corrientes	3.790	4.985
Derivados por operaciones comerciales corrientes [1]	41	42
TOTAL	**19.131**	**20.375**

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja los *"Pasivos financieros no corrientes" y "Pasivos financieros corrientes"* correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo. Al 31 de diciembre de 2011, se incluyen *"Pasivos financieros no corrientes" y "Pasivos financieros corrientes"* pertenecientes al grupo YPF y al Grupo YPF Gas, por importe de 741 y 1.468 millones de euros, respectivamente.

[1] Registrados en el epígrafe "*Otros acreedores*" del balance.

El detalle de los pasivos financieros adquiridos, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2012				
Millones de euros	**Pasivos financieros mantenidos para negociar**	**Débitos y partidas a pagar**	**Derivados de cobertura**	**Total**	**Valor Razonable**
Deudas con entidades de crédito	-	3.457	-	3.457	3.467
Obligaciones y otros valores negociables [1]	-	11.616	-	11.616	12.228
Derivados	28	-	199	227	227
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	**28**	**15.073**	**199**	**15.300**	**15.922**
Deudas con entidades de crédito	-	2.164	-	2.164	2.164
Obligaciones y otros valores negociables	-	1.556	-	1.556	1.578
Derivados	105		6	111	111
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	**105**	**3.720**	**6**	**3.831**	**3.853**
TOTAL [2]	**133**	**18.793**	**205**	**19.131**	**19.775**

Millones de euros	31 de diciembre de 2011				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	**Débitos y partidas a pagar**	**Derivados de cobertura**	**Total**	**Valor Razonable**
Deudas con entidades de crédito	-	4.806	-	4.806	4.819
Obligaciones y otros valores negociables [1]	-	10.331	-	10.331	10.476
Derivados	6	-	203	209	209
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	**6**	**15.137**	**203**	**15.346**	**15.504**
Deudas con entidades de crédito	-	2.896	-	2.896	2.901
Obligaciones y otros valores negociables [1]	-	2.006	-	2.006	2.007
Derivados	115		12	127	127
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	**115**	**4.902**	**12**	**5.029**	**5.035**
TOTAL [2]	**121**	**20.039**	**215**	**20.375**	**20.539**

(1) Incluye participaciones preferentes por importe de 3.182 y 3.179 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.

(2) A 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, el balance recoge 2.745 y 2.864 millones de euros en el epígrafe "*Otros pasivos no corrientes*" y 224 y 223 millones de euros en el epígrafe "*Otros acreedores*" correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado, no incluidos en la tabla anterior.

La clasificación de los pasivos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

Millones de euros	**Nivel 1**		**Nivel 2**		**Nivel 3**		**Total**	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Pasivos financieros mantenidos para negociar	15	16	118	105	-	-	133	121
Derivados de cobertura	-	-	205	215	-	-	205	215
Total	**15**	**16**	**323**	**320**	**-**	**-**	**338**	**336**

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento.
Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.
Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

En relación con el riesgo de liquidez, la distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2012 y 2011 se detalla en el apartado 21.1.2

El desglose de la financiación media y su coste por instrumentos es el siguiente:

	2012		2011	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Deudas con entidades de crédito	5.535	2,85%	6.456	3,67%
Acciones Preferentes	3.182	4,78%	3.229	3,70%
Obligaciones	9.550	4,69%	8.474	4,43%
	18.267	**4,15%**	**18.160**	**4,03%**

20.1) Deudas con entidades de crédito

En junio y julio de 2012 el Grupo cerró tres operaciones de financiación, independientes entre sí, a través de la contratación de determinados instrumentos derivados, a un plazo de 12 meses y por un importe total de 1.000 millones de euros, que han sido registrados en el epígrafe *"Deuda con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables"* del balance del Grupo. Sobre las obligaciones de pago de los citados instrumentos derivados, el Grupo ha otorgado garantías financieras pignoraticias de las reguladas en el Real Decreto Ley 5/2005, sobre un total de 104.762.387 acciones de Gas Natural SDG, propiedad del Grupo Repsol, que suponen un 10,47% del capital social de dicha entidad. Las operaciones mencionadas no implican transmisión de la titularidad de las acciones de Gas Natural SDG, S.A., respecto de las cuáles Repsol mantiene en todo momento los derechos políticos y económicos que le son inherentes.

20.2) Obligaciones y otros valores negociables

A continuación se detallan las emisiones, recompras y reembolsos de valores representativos de deuda (registradas en los epígrafes *"Obligaciones y otros valores negociables"* corrientes y no corrientes) que han tenido lugar durante los ejercicios 2012 y 2011:

Millones de euros	Saldo al 31/12/2011	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	(-) Desconsolidación de YPF y R. YPF Gas	Saldo al 31/12/2012
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	11.836	5.168	(4.271)	123		12.856
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	501	43	(54)	6	(180)	316
TOTAL	**12.337**	**5.211**	**(4.325)**	**129**	**(180)**	**13.172**

Millones de euros	Saldo al 31/12/2010	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2011
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	11.453	5.325	(4.912)	(30)	11.836
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	988	130	(602)	(15)	501
TOTAL	**12.441**	**5.455**	**(5.514)**	**(45)**	**12.337**

Principales emisiones en el ejercicio 2012

El Grupo, a través de Repsol International Finance B.V, mantiene un programa a medio plazo de "*Euro 10,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Term Note Programme*" (EMTNs) registrado el 27 de octubre de 2011 por un importe máximo de 10.000 millones de euros y registrado ante la Commission de Surveillance du Secteur Financier de Luxemburgo. Al amparo de este programa, el 19 de enero de 2012, el Grupo a través de Repsol International Finance, B.V. realizó una emisión de bonos en el euromercado por importe de 750 millones de euros a una tasa de interés fijo del 4,875% y con vencimiento de 7 años y 1 mes. Esta emisión fue ampliada el 14 de febrero de 2012 con otra por importe de 250 millones de euros, con la misma tasa de interés y vencimiento. Ambas emisiones, garantizadas por Repsol, S.A., se integran en una misma serie con nominal consolidado de 1.000 millones de euros admitida a cotización en la Bolsa de Luxemburgo. Adicionalmente, el 20 de septiembre 2012 se realizó una emisión de bonos en el euromercado al amparo de este programa por importe de 750 millones de euros a una tasa de interés fijo del 4,375% y con vencimiento de 5 años y 5 meses, admitidos a cotización en la Bolsa de Luxemburgo. Dicho programa fue renovado con fecha 25 de octubre de 2012.

Adicionalmente, el Grupo, a través de su filial Repsol International Finance B.V., mantiene un Programa Euro Commercial Paper (ECP) formalizado el 26 de marzo de 2010 por importe máximo de 1.500 millones de euros, garantizado por Repsol S.A. El 25 de octubre de 2010 el importe del Programa fue ampliado a 2.000 millones de euros. Durante 2012, RIF ha realizado emisiones de ECP por importe de 2.192 millones de euros nominales y 57,3 millones de dólares nominales al amparo de este Programa. El saldo vivo de las emisiones realizadas al amparo de este programa a 31 de diciembre de 2012 era de 189 millones de euros nominales.

Gas Natural Fenosa mantiene un programa de *European Medium Term Notes* (EMTN) a medio plazo cuyo límite al 31 de diciembre de 2012 es de 3.600 millones de euros, al amparo del cual, en febrero de 2012, realizó una emisión de bonos en el euromercado por importe de 225 millones de euros y vencimiento 2018, en septiembre de 2012, una segunda emisión por importe de 240 millones de euros y vencimiento 2020, y en octubre de 2012 otra por importe de 150 millones de euros y vencimiento 2017. A 31 de diciembre de 2012 el importe total dispuesto al amparo de este programa asciende a 2.881 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Adicionalmente, Gas Natural Fenosa mantiene un programa Euro Commercial Paper (ECP) formalizado el 23 de marzo de 2010 por un importe de 300 millones de euros siendo el emisor la sociedad de su grupo Gas Natural Fenosa Finance B.V. (antes Unión Fenosa Finance B.V.). Durante el ejercicio 2012 se han seguido realizando emisiones bajo dicho programa por un importe total de 588 millones de euros. A 31 de diciembre de 2012 el saldo dispuesto por el programa ECP era de 47 millones de euros, siendo el disponible 253 millones de euros. Gas Natural Fenosa no ha procedido a la renovación del programa de Pagarés de empresa renovado en julio de 2011 por importe máximo de 300 millones de euros. A 31 de diciembre de 2012 existían emisiones vivas bajo el citado programa que ascendían a 4 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Durante 2012 Gas Natural Fenosa, a través de su sociedad dependiente Gas Natural, S.A. ESP, ubicada en Colombia, firmo un Programa de Bonos Ordinarios por 150.050 millones de pesos colombianos (65 millones de euros) en el mercado de capitales local. En el mes de Octubre se cerraron dos emisiones por importe de 30.010 millones de pesos colombianos (13 millones de euros) y 60.020 millones de pesos colombianos (26 millones de euros) con vencimiento a cinco y siete años. El saldo disponible a 31 de diciembre de 2012 bajo este programa es de 60.020 millones de pesos colombianos (26 millones de euros). Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Principales emisiones en el ejercicio 2011

El Grupo a través de Repsol International Finance B.V., al amparo del programa de EMTNs registrado el 27 de octubre de 2011 realizó el 12 de diciembre de 2011 una emisión de bonos en el euromercado por importe de 850 millones de euros a una tasa de interés fijo del 4,250% y con vencimiento de 4 años y 2 meses, admitidos a cotización en la Bolsa de Luxemburgo.

Adicionalmente, el Grupo, a través de su filial Repsol International Finance B.V., al amparo del programa de ECP formalizado el 26 de marzo de 2010 realizó durante

2011 emisiones por importe de 3.456 y 54 millones de euros, respectivamente. El saldo vivo de las emisiones realizadas al amparo de este programa a 31 de diciembre de 2011 era de 707 millones de euros.

Gas Natural Fenosa al amparo del programa de EMTN a medio plazo, con fecha 9 de febrero y 24 de mayo de 2011, realizó dos emisiones de bonos en el euromercado por importe de 180 y 150 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2011 el importe total dispuesto al amparo de este programa ascendió a 2.415 millones de euros.

Adicionalmente, Gas Natural Fenosa al amparo del programa de ECP formalizado el 23 de marzo de 2010, realizó durante 2011 emisiones por un importe total de 626 millones de euros. A 31 de diciembre de 2011 el saldo dispuesto por el programa era de 80 millones de euros, y el disponible 220 millones de euros. Gas Natural Fenosa disponía también de un programa de Pagarés de empresa renovado en julio de 2011 por importe máximo de 300 millones de euros, cuyo saldo dispuesto a 31 de diciembre de 2011 ascendió a 21 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

YPF realizó en junio 2011, una emisión de bonos en mercado doméstico argentino de 300 millones de pesos argentinos (51 millones de euros) con vencimiento a 18 meses, dichos bonos han sido dados de baja del balance consolidado del Grupo Repsol en 2012 como consecuencia del procedimiento de expropiación de las acciones del Grupo en YPF, S.A (ver Nota 5).

En mayo de 2011 Gas Natural Fenosa, a través de su sociedad dependiente Gas Natural México, S.A. de C.V. registró un Programa de Certificados Bursátiles en la Bolsa Mexicana de Valores por importe de 3.001 millones de pesos mexicanos (163 millones de euros). Al amparo de este programa, se cerró una emisión de deuda a plazos de cuatro y siete años, por un importe agregado de 1.200 millones de pesos (70 millones de euros), con la garantía de Gas Natural SDG, S.A. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

El día 8 de febrero de 2011 se amortizaron las Participaciones Preferentes Serie A emitidas por Repsol International Capital LTD. y garantizadas por Repsol, S.A. por importe 725 millones de dólares.

Emisiones de valores representativos de deudas garantizadas

A continuación se detalla el importe garantizado por las sociedades del Grupo en 2012 y 2011 en emisiones, recompras o reembolsos realizados por entidades asociadas, sociedades de control conjunto (por el porcentaje no integrado en el proceso de consolidación) o sociedades que no formen parte del Grupo:

Millones de euros	Saldo al 31/12/2011	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2012
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	31	-	(1)	(1)	29

Millones de euros	Saldo al 31/12/2010	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2011
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	30	-	-	1	31

En general, la deuda financiera incorpora las cláusulas de vencimiento anticipado de uso general en contratos de esta naturaleza.

Las emisiones de bonos, representativas de deuda ordinaria, realizadas por Repsol International Finance, BV, con la garantía de Repsol, S.A., por un importe nominal de 6.486 millones de euros, contienen ciertas cláusulas por las que se asume el compromiso del pago de los pasivos de manera anticipada a su vencimiento (vencimiento cruzado o *"cross-default")* y a no constituir gravámenes en garantía sobre los bienes de Repsol S.A. por las mismas o para futuras emisiones de títulos representativos de deuda. En caso de incumplimiento, el banco depositario-fiduciario a su sola discreción o a instancia de los tenedores de al menos una quinta parte de las obligaciones o en base a una resolución extraordinaria, puede declarar las obligaciones vencidas y pagaderas. Adicionalmente, los inversores de los bonos emitidos en 2009, 2011 y 2012 pueden elegir si amortizan sus bonos en caso que ocurra un evento de cambio de control de Repsol, si como consecuencia de dicho cambio de control la calificación crediticia de Repsol quedara situada por debajo del grado de inversión.

Adicionalmente, en los ejercicios 2012 y 2011, el Grupo Gas Natural Fenosa mantiene deudas financieras con entidades de crédito por importe de 384 y 447 millones de euros, respectivamente, que se encuentran sujetas al cumplimiento de determinados ratios financieros que corresponden en su mayor parte a deudas contraídas por el antiguo grupo Unión Fenosa y a deuda de sociedades latinoamericanas en operaciones de financiación en su mercado local sin recurso a la matriz. Por otra parte, determinados proyectos de inversión han sido financiados de manera específica mediante préstamos que incluyen la pignoración de las acciones de dichos proyectos. El saldo vivo de este tipo de préstamos a 31 de diciembre de 2012 y de 2011, asciende a 212 y 244 millones de euros, respectivamente. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

A la fecha de formulación de estas cuentas anuales consolidadas, el Grupo Repsol no se encuentra en situación de incumplimiento de sus obligaciones financieras o de cualquier tipo de obligación que pudiera dar lugar a una situación de vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

Participaciones Preferentes

En mayo y diciembre de 2001, Repsol International Capital realizó dos emisiones de participaciones preferentes por importe de 1.000 y 2.000 millones de euros, respectivamente, cuyas características son las siguientes:

- Dividendo : variable a un tipo, para los 10 primeros años, Euribor a 3 meses con un mínimo del 4% TAE y un máximo del 7% TAE, y a partir del décimo año Euribor más 3,5%. El dividendo es pagadero trimestralmente.
- Plazo : perpetuas, con opción para el emisor de amortizar anticipadamente a partir del décimo año al valor nominal.
- Garantía : subordinada de Repsol, S.A.
- Retribución : el pago de dividendos es preferente y no acumulativo, y está condicionado a la obtención de beneficios consolidados o al pago de dividendo a las acciones ordinarias.

El valor contable de los citados instrumentos a 31 de diciembre de 2012 y 2011 ascendió a 3.000 millones de euros, que se encuentran registrados en el epígrafe "*Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables*" no corrientes de los balances de situación consolidados adjuntos.

Adicionalmente el grupo Gas Natural Fenosa, a través de Unión Fenosa Financial Services USA, tiene emitidas participaciones preferentes por un valor nominal de 183 millones de euros. El valor contable de dichas participaciones preferentes a 31 de diciembre de 2012 y 2011 asciende a 182 y 179 millones de euros, respectivamente, que se encuentran registrados en el epígrafe "*Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables*" no corrientes de los balances de situación consolidados adjuntos. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

El Grupo Repsol a través de su filial Repsol International Capital llevó a cabo, en octubre de 1997, una emisión de participaciones preferentes por importe de 725 millones de dólares. El 8 de febrero de 2011 se amortizaron el 100% de estas participaciones preferentes que cotizaban en la Bolsa de Nueva York (NYSE). Los valores se amortizaron por 25,00 dólares por cada participación preferente, más la cuantía de los dividendos devengados y no pagados desde el 31 de diciembre de 2010 hasta la fecha de la amortización, que ascendieron a 0,20 dólares por participación preferente.

(21) GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL

21.1) Gestión de riesgos financieros

Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros: de mercado, de liquidez y de crédito. Repsol dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos a los que está expuesto el Grupo.

21.1.1) Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables de mercado. El Grupo está expuesto a diversos tipos de riesgos de mercado: de tipo de cambio, de tipo de interés y de commodities.

La compañía realiza un seguimiento de la exposición al riesgo de mercado en términos de sensibilidades. Estas se complementan con otras medidas de riesgo en aquellas

ocasiones en las que la naturaleza de las posiciones de riesgo así lo requiere.

Para cada uno de los riesgos de mercado descritos a continuación se incluye un análisis de sensibilidad de los principales riesgos inherentes a los instrumentos financieros, mostrando cómo podría verse afectado el resultado y el patrimonio (en los epígrafes que constituyen los "*Ajustes por cambios de valor*") de acuerdo con lo requerido por la NIIF 7 *Instrumentos financieros: información a revelar.*

El análisis de sensibilidad utiliza variaciones de los factores de riesgo representativos de su comportamiento histórico. Las estimaciones realizadas son representativas tanto de variaciones favorables como desfavorables. El impacto en resultados y/o patrimonio se estima en función de los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al cierre de cada ejercicio.

a) Riesgo de tipo de cambio:

Los resultados y el patrimonio del Grupo están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que opera. La divisa que genera la mayor exposición es el dólar estadounidense.

Repsol obtiene financiación parcialmente en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio (ver Nota 22).

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al 31 de diciembre, de las principales apreciaciones o depreciaciones del tipo de cambio se detalla a continuación:

Efecto de la variación del tipo de cambio del euro frente al dólar:

	Apreciación (+) / depreciación (-) en el tipo de cambio	Millones de euros	
		2012	2011
Efecto en el resultado después de impuestos	5%	3	(2)
	-5%	(4)	2
Efecto en el patrimonio neto	5%	(287)	98
	-5%	318	(109)

Adicionalmente, una apreciación del euro frente al real brasileño del 5%, por los instrumentos poseídos al 31 de diciembre de 2012, hubiera supuesto en 2012 una disminución aproximada en el resultado neto después de impuestos de 6 millones de euros, mientras que en 2011 hubiera supuesto una disminución de 5 millones de euros.

Por otra parte, la apreciación del euro frente al real brasileño del 5% habría supuesto en 2012 un descenso en patrimonio de 0,1 millones de euros, mientras que en 2011 habría supuesto un descenso de 0,7 millones de euros.

En 2012, una apreciación del euro frente al peso argentino del 5% por los instrumentos poseídos a 31 de diciembre, no hubiera supuesto efecto alguno en el resultado neto de impuestos, mientras que habría supuesto un descenso del patrimonio de 2 millones de euros. En 2011 una apreciación del euro frente al peso argentino del 5% por los instrumentos poseídos a 31 de diciembre, hubiera supuesto en dicho ejercicio un

aumento aproximado en el resultado neto de impuestos de 50 millones de euros. Por otra parte, también en 2011, hubiera supuesto un aumento del patrimonio de 0,1 millones de euros.

Por otra parte, la apreciación del euro frente al rublo ruso del 5% habría supuesto en 2012 un descenso en patrimonio de 1 millón de euros, mientras que no habría generado efecto alguno en el resultado neto de impuestos.

b) Riesgo de tipo de interés:

Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable; asimismo, pueden modificar el valor razonable de activos y pasivos financieros que tienen un tipo de interés fijo.

Repsol contrata derivados de tipo de interés para reducir el riesgo de variaciones en las cargas financieras o en el valor de mercado de su deuda. Estos derivados son designados contablemente, en general, como instrumentos de cobertura (ver Nota 22).

A 31 de diciembre de 2012 y 2011 la deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes a tipo fijo ascendía a 11.943 y 9.468 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 97 % y 64%, respectivamente, de la deuda financiera neta total incluyendo participaciones preferentes, e incluyendo los instrumentos financieros derivados de tipo de interés.

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al 31 de diciembre, de la variación de los tipos de interés, es la que se detalla en el cuadro a continuación:

	Incremento (+) /descenso (-) en el tipo de interés (puntos básicos)	Millones de euros	
		2012	2011
Efecto en el resultado después de impuestos	+50	(7)	(27)
	-50	7	26
Efecto en el patrimonio neto	+50	48	48
	-50	(48)	(51)

c) Riesgo de precio de commodities:

Como consecuencia del desarrollo de las operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, gas natural y sus productos derivados.

Repsol contrata derivados sobre estos riesgos con el fin de reducir la exposición al riesgo de precio. Estos derivados ofrecen una cobertura económica de los resultados, aunque no siempre son designados como cobertura a efectos de su reconocimiento contable (ver Nota 22).

A 31 de diciembre de 2012 y 2011, un aumento o disminución del 10% en los precios de los crudos y productos petrolíferos hubiera supuesto las siguientes variaciones en el

resultado neto, como consecuencia de su efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo en dicha fecha:

	Aumento(+)/ disminución (-) en los precios del crudo y productos petroliferos	Millones de euros	
		2012	2011
Efecto en el resultado después de impuestos	+10%	(23)	(55)
	-10%	23	59

21.1.2) Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Repsol mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubren el 76 % de la totalidad de su deuda bruta y el 63% de la misma incluyendo las participaciones preferentes. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 5.899 y 5.482 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2012 y 2011:

	Vencimientos (millones de euros)						
31 de diciembre de 2012	2013	2014	2015	2016	2017	Siguientes	Total
Proveedores	4.376	-	-	-	-	-	4.376
Otros acreedores	4.507	-	-	-	-	-	4.507
Préstamos y otras deudas financieras (1)	3.944	3.531	1.840	1.798	1.792	4.811	17.716
Acciones preferentes (1) (2)	140	140	316	122	112	3.000	3.830
Derivados (3)	105	64	32	20	10	52	283

	Vencimientos (millones de euros)						
31 de diciembre de 2011	2012	2013	2014	2015	2016	Siguientes	Total
Proveedores	4.757	-	-	-	-	-	4.757
Otros acreedores	6.522	-	-	-	-	-	6.522
Préstamos y otras deudas financieras (1)	5.305	3.014	3.534	1.753	1.721	3.917	19.244
Participaciones preferentes (1) (2)	164	343	156	156	152	3.000	3.970
Derivados (3)	104	28	56	15	10	65	278

NOTA: Los importes mostrados son los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los importes incluidos en el balance.

(1) Corresponden a los vencimientos futuros de los importes registrados en los epígrafes "*Pasivos financieros no corrientes*" y "*Pasivos financieros corrientes*" incluyendo los intereses o dividendos futuros correspondientes a dichos pasivos financieros.

(2) Las participaciones preferentes emitidas son perpetuas, cancelables únicamente a elección del emisor. En la tabla de 2012 al igual que en 2011 se ha supuesto que las participaciones preferentes en euros emitidas por Repsol International Capital se cancelarán con posterioridad a 2017. En el periodo "Siguientes" se incluye únicamente el nominal de los instrumentos. Los supuestos utilizados son convencionales y no deben interpretarse como previsiones de las decisiones que el Grupo tomará en el futuro.

(3) Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la Nota 22.

21.1.3) Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo.

El riesgo de crédito en el Grupo se mide y controla por cliente o tercero individual. El Grupo cuenta con sistemas propios para la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero, alineados con las mejores prácticas.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible, entre otros, a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de las correcciones valorativas por deterioro (ver Nota 15) por importe de 7.202 y 8.147 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2012 y 2011.

Las provisiones por insolvencia se determinan atendiendo a los siguientes criterios:

- La antigüedad de la deuda
- La existencia de situaciones concursales
- El análisis de la capacidad del cliente para devolver el crédito concedido.

En la Nota 15 *Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar*, se incluyen las pérdidas de valor por deterioro a 31 de diciembre de 2012 y 2011. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito, en este ejercicio, también es atribuible, a deudas de naturaleza financiera, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de las correcciones valorativas por deterioro. Los activos financieros deteriorados y el efecto en la cuenta de pérdidas y ganancias por deterioro están desglosados, en la Nota 13 *Activos financieros corrientes y no corrientes*.

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo, distinguiendo por el tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se desglosa a continuación a 31 de diciembre de 2012 y 2011:

		Millones de euros	
Exposición máxima (1)	Nota	2012	2011
- Deudas comerciales	15	7.602	8.683
- Derivados	13	58	234
- Efectivo y Equivalente al efectivo	13	5.903	2.677
- Otros activos financieros no corrientes (2)	13	2.147	2.343
- Otros activos financieros corrientes (3)	13	82	138

(1) En relación a la exposición asociada a las acciones sujetas a expropiación de YPF e YPF Gas que se presentan en el epígrafe de "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*" registrados por su valor razonable, ver lo descrito en la Nota 5, así como en la Nota 35.
(2) A 31 de diciembre de 2011 el epígrafe "*Préstamos y partidas a cobrar no corrientes*" incluía 1.542 millones de euros correspondientes a los préstamos concedidos al grupo Petersen para la adquisición de su participación en YPF S.A. En el año 2012 dichos préstamos han sido totalmente provisionados, tal y como se describe en la Nota 5, y en la Nota 13.
(3) No incluye 320 y de 370 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011 respectivamente correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

El riesgo de crédito de los fondos líquidos, instrumentos financieros derivados y otras inversiones financieras es, con carácter general, más limitado que las deudas comerciales por operaciones del tráfico porque las contrapartes son entidades bancarias o aseguradoras que cumplen con los estándares de solvencia conforme a los modelos de valoración interna, así como con las convenciones de mercado que regulan estas operaciones. Igualmente, la gran mayoría de las cuentas por cobrar no vencidas ni provisionadas tienen asignada una calidad crediticia de acuerdo con las valoraciones del Grupo, basadas en el análisis de la solvencia y de los hábitos de pago de cada cliente.

El Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito sobre las deudas comerciales, estando dicha exposición distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes. La concentración máxima de riesgo neto con un tercero, incluyendo organismos oficiales y empresas del sector público, no excede del 6,5%, si bien ningún cliente privado alcanza una concentración de riesgo superior al 1%.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por Entidades Financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere parcialmente a terceros el riesgo de crédito asociado a la operativa de algunos de sus negocios.

El Grupo, para su actividad comercial, tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 3.899 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y de 3.732 millones de euros a 31 de diciembre de 2011. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2012 y 2011 ascendían a 925 y 973 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2012, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 26 millones de euros. En 2011 esta cifra se situó en 14 millones de euros.

En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda no provisionada:

	Millones de euros	
Vencimientos	2012	2011
- Deuda no vencida	5.890	6.835
- Deuda vencida 0-30 días	304	570
- Deuda vencida 31-180 días	341	410
- Deuda vencida mayor a 180 días (1)	667	332
Total	**7.202**	**8.147**

(1) Corresponde principalmente a deudas garantizadas o mantenidas con Organismos Oficiales o Entes Públicos.

21.2) Gestión del capital

Repsol, como parte fundamental de su estrategia, ha formulado el compromiso de mantener una política de prudencia financiera. La estructura financiera objetivo está definida por este compromiso de solvencia y el objetivo de maximizar la rentabilidad del accionista optimizando el coste del capital.

La determinación de la estructura financiera objetivo tiene en cuenta dos ratios de apalancamiento definidos como relación entre la deuda financiera neta (y, en su caso, la deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes) y el capital empleado neto, entendido éste como la suma de la deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes más el patrimonio neto:

$$\textit{Ratio Apalancamiento}_{1} = \frac{\textit{Deuda Financiera Neta}}{\textit{Capital Empleado Neto}}$$

$$\textit{Ratio Apalancamiento}_{2} = \frac{\textit{Deuda Financiera Neta incluyendo participaciones preferentes}}{\textit{Capital Empleado Neto}}$$

El cálculo de estos ratios tiene en cuenta los siguientes criterios:

- El importante peso de las participaciones preferentes en el conjunto de la financiación ha motivado su consideración para el seguimiento de los ratios financieros de la compañía, si bien su condición de perpetuidad les confiere características próximas al capital en un análisis de solvencia y de exigibilidad de la deuda (ver Nota 20).

- Los ratios utilizan el concepto de deuda financiera neta, y no bruta, para tener en cuenta las inversiones financieras. Repsol mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubren el 76% de la totalidad de su deuda bruta y el 63% de la misma incluyendo las participaciones preferentes. Por ello, estos ratios reflejan con mayor fidelidad la solvencia del grupo utilizando el concepto de deuda neta.

El cálculo de los citados ratios, a partir de los siguientes epígrafes del balance consolidado a 31 de diciembre de 2012 y 2011, se desglosa a continuación:

	Millones de euros	
	2012	2011
Pasivos financieros no corrientes	15.300	15.345
Participaciones preferentes	3.182	3.179
Resto de pasivos financieros no corrientes	12.118	12.166
Pasivos financieros corrientes	3.790	4.985
Resto de pasivos financieros no corrientes	3.790	4.985
Activos financieros no corrientes	(1.313)	(2.450)
Menos activos financieros disponibles para la venta (ver nota 13)	641	128
Otros activos financieros corrientes (1)	(95)	(304)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(5.903)	(2.677)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés y otros (ver nota 22)	(300)	(185)
Deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes (2)	12.120	14.842
Patrimonio neto	27.472	27.043
Capital empleado neto (3)	39.592	41.885
Deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes / Capital empleado neto	**30,6%**	**35,4%**
Menos participaciones preferentes	(3.182)	(3.179)
Deuda financiera neta	8.938	11.663
Deuda financiera neta / Capital empleado neto	**22,6%**	**27,8%**

(1) No incluye 320 y 370 millones de euros en 2012 y 2011 respectivamente, registrados en el epígrafe "*Otros activos financieros corrientes*" del balance que corresponden a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.
(2) No incluye 2.969 y 3.087 millones de euros correspondientes a deudas por arrendamientos financieros corrientes y no corrientes (ver Nota 23.1).
(3) El capital empleado neto incluye aquel correspondiente a las operaciones interrumpidas.

La evolución y el análisis de estos ratios se realizan de forma continuada, efectuándose además estimaciones a futuro de los mismos como factor clave y limitativo en la estrategia de inversiones y en la política de dividendos del Grupo. A 31 de diciembre de 2012, estos ratios se han situado en 22,6% para el ratio de deuda financiera neta entre capital empleado neto y 30,6% para el ratio de deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes sobre el capital empleado neto. A 31 de diciembre de 2011 los citados ratios ascendieron a un 27,8% y 35,4%, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2012, estos ratios excluyendo las operaciones interrumpidas del capital empleado neto, se han situado en 26,5% para el ratio de deuda financiera neta entre capital empleado neto y 35,9% para el ratio de deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes sobre el capital empleado neto.

(22) OPERACIONES CON DERIVADOS

Durante el ejercicio 2012 el Grupo Repsol ha llevado a cabo operaciones de cobertura de los siguientes tipos:

1. Coberturas de valor razonable de activos o pasivos.
2. Coberturas de flujos de efectivo.

Adicionalmente, el Grupo Repsol realizó en 2012 y 2011 otras operaciones con instrumentos derivados que no califican como cobertura contable.

A continuación se detalla el efecto en el balance de los instrumentos derivados a 31 de diciembre de 2012 y 2011 como consecuencia de la variación de su valor razonable desde su contratación:

Millones de euros

Clasificación 31 de diciembre de 2012	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
Derivados de cobertura:	**-**	**7**	**(199)**	**(6)**	**(198)**
De Valor razonable:	**-**	**4**	**-**	**-**	**4**
- de tipo de interés	-	-	-	-	-
- de tipo de cambio	-	4	-	-	4
De Flujos de efectivo:	**-**	**3**	**(199)**	**(6)**	**(202)**
- de tipo de interés	-	-	(199)	(2)	(201)
- de tipo de cambio	-	-	-	(3)	(3)
- de precio de producto	-	3	-	(1)	2
Otros derivados	**-**	**51**	**(28)**	**(105)**	**(82)**
TOTAL (1)	**-**	**58**	**(227)**	**(111)**	**(280)**

Millones de euros

Clasificación 31 de diciembre de 2011	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
Derivados de cobertura:	**-**	**58**	**(203)**	**(12)**	**(157)**
De Valor razonable:	**-**	**53**	**-**	**-**	**53**
- de tipo de interés	-	-	-	-	-
- de tipo de cambio	-	53	-	-	**53**
De Flujos de efectivo:	**-**	**5**	**(171)**	**(12)**	**(178)**
- de tipo de interés	-	-	(171)	(10)	**(181)**
- de tipo de cambio	-	4	-	-	**4**
- de precio de producto	-	1	-	(2)	**(1)**
De Inversión neta	**-**	**-**	**(32)**	**-**	**(32)**
Otros derivados	**-**	**176**	**(6)**	**(115)**	**55**
TOTAL (1)	**-**	**234**	**(209)**	**(127)**	**(102)**

(1) Incluye en 2012 y 2011 instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 200 y 185 millones de euros, respectivamente.

El impacto de la valoración de los instrumentos financieros derivados antes de impuestos en la Cuenta de pérdidas y ganancias y en el patrimonio neto consolidados es el siguiente:

Millones de euros	2012			2011		
	Resultado de explotación	**Resultado financiero**	**Ajustes por cambios de valor**	**Resultado de explotación**	**Resultado financiero**	**Ajustes por cambios de valor**
Cobertura de valor razonable	3	(2)	-	(7)	26	-
Cobertura de flujos de efectivo	9	(49)	(25)	(9)	(67)	(47)
Cobertura de inversión neta	-	-	-	-	-	(12)
Otras operaciones	(43)	27	-	(128)	46	-
Total [(1)(2)]	**(31)**	**(24)**	**(25)**	**(144)**	**5**	**(59)**

(1) Los instrumentos derivados contratados para gestionar la exposición al riesgo de aquellos activos y pasivos relacionados con las inversiones en YPF, y que se vieron afectados por el cambio de control y el proceso de expropiación de YPF e YPF Gas (ver Nota 5), han generado en el ejercicio 2012 un resultado negativo por importe de 32 millones de euros, que fueron registrados como "Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos".

(2) Los efectos financieros en la cuenta de resultados presentados en el detalle anterior no incluyen ningún efecto por ineficiencia de los instrumentos financieros designados como cobertura contable.

Adicionalmente al efecto desglosado en la tabla anterior, en 2012, las diferencias de conversión acumuladas que habían sido generadas por instrumentos de cobertura de inversión neta por la participación del grupo en YPF hasta al momento de la pérdida de control, fueron traspasadas a los epígrafes relativos a las operaciones interrumpidas de la cuenta de resultados, de acuerdo a lo descrito en la Nota 5.3. En 2011 se traspasaron diferencias de conversión negativas por importe de 57 millones de euros al epígrafe "*Otras reservas*" que habían sido generadas por instrumentos de cobertura de inversión neta de la participación del grupo en YPF, correspondientes a la parte vendida en el ejercicio 2011.

A continuación se detallan los instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2012 y 2011, su valor razonable y el desglose por vencimientos de los valores nocionales.

22.1) Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos

Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable, bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y afectar al resultado del período.

Las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2012 y 2011 se detallan a continuación:

Millones de euros	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2012	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
Tipo de cambio:								
USD	171	-	-	-	-	-	171	4
BRL	5	-	-	-	-	-	5	-
DHN	2	-	-	-	-	-	2	-
MAD	2	-	-	-	-	-	2	-
								4

Millones de euros

31 diciembre 2011	Vencimientos 2012	2013	2014	2015	2016	Sig.	Total	Valor Razonable
Tipo de cambio y tipo de interés:								
Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés (cross currency IRS)	1	-	-	-	-	-	1	-
Tipo de cambio:								
USD	1.163	3	-	-			1.166	53
BRL	3	-	-	-	-	-	3	-
MAD	2	-	-	-	-	-	2	-
								53

Los instrumentos vivos, cuyo valor razonable neto asciende a 4 millones de euros a 31 de diciembre de 2012, corresponden fundamentalmente a coberturas contratadas por el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

A 31 de diciembre de 2011, se incluían coberturas vinculadas a la adquisición de los buques metaneros adquiridos en régimen de arrendamiento financiero cuyo nocional ascendía a 1.426 millones de dólares (1.057 millones de euros) con un valor de mercado positivo de 45 millones de euros. Estas coberturas fueron discontinuadas en el ejercicio 2012.

22.2) Coberturas de Flujo de Efectivo

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido (como la totalidad o alguno de los pagos futuros de interés de una deuda a interés variable), o a una transacción prevista altamente probable y que (ii) pueda afectar al resultado del período.

Las operaciones más significativas se detallan a continuación:

Millones de euros

31 diciembre 2012	Vencimiento 2013	2014	2015	2016	2017	Sig.	Total	Valor Razonable
Tipo de interés:								
Permutas financieras (EUR)	17	196	77	1.061	41	7	1.399	(77)
Permutas financieras (USD)	8	9	8	9	23	333	390	(123)
Permutas financieras (MXN)	5	21	23	-	-	-	49	-
Collars (EUR)	1	1	1	-	-	-	3	-
Tipo de cambio:								
USD	147	1	1	-	-	-	149	(3)
Precio de commodities: (1)								
EUR	100	-	-	-	-	-	100	1
USD	11	-	-	-	-	-	11	1
								(201)

(1) Corresponde a permutas sobre el precio del gas natural y la electricidad realizadas por Gas Natural Fenosa.

Millones de euros

31 diciembre 2011	Vencimiento 2012	2013	2014	2015	2016	Sig.	Total	Valor Razonable
Tipo de interés:								
Permutas financieras (EUR)	1.004	17	196	1	1.001	8	2.227	(50)
Permutas financieras (USD)	61	8	8	8	10	374	469	(131)
Permutas financieras (MXN)	4	4	20	-	-	-	28	-
Collar (EUR)	4	1	1	1	-	-	7	-
Tipo de cambio:								
USD	113	-	-	-	-	-	113	4
BRL	13	-	-	-	-	-	13	-
Precio de commodities: (1)								
EUR	74	1	-	-	-	-	75	(1)
USD	11	-	-	-	-	-	11	-
								(178)

(1) Corresponde a permutas sobre el precio del gas natural y la electricidad realizadas por Gas Natural Fenosa.

En junio de 2011 el Grupo contrató una serie de permutas financieras de tipo de interés para un nocional de 1.000 millones de euros vinculadas a las participaciones preferentes emitidas en 2001 a través de su filial Repsol International Capital, Ltd (ver Nota 20). A través de este instrumento, el Grupo paga un tipo de interés medio ponderado de 2,26% y recibe EURIBOR a 3 meses. A 31 de diciembre de 2012 y 2011 su valor razonable era un valor negativo que ascendía a 66 millones de euros y 37 millones de euros, respectivamente.

Asimismo, a 31 de diciembre de 2012 y 2011 se incluyen permutas financieras de tipo de interés relacionadas con la financiación de la inversión en el proyecto de GNL de Canaport en Canadá. A través de las mismas el Grupo paga un tipo de interés medio ponderado de 5,28% y recibe LIBOR a 3 meses. A 31 de diciembre de 2012 su nocional ascendía a 315 millones de euros y su valor razonable a un valor negativo por importe de 109 millones de euros A 31 de diciembre de 2011 su nocional ascendía a 328 millones de euros y un valor razonable de 115 millones de euros.

El Grupo tenía contratada en 2011 una permuta financiera de tipo de interés con un nocional de 750 millones de euros, vinculadas a las emisiones de deuda efectuadas a través de su filial Repsol International Finance B.V (ver Nota 20). Según este instrumento, el Grupo pagaba un tipo de interés fijo de 4,23% y recibe EURIBOR a 3 meses. A 31 de diciembre de 2011, su valor razonable era un valor negativo de 5 millones de euros. Este instrumento venció durante 2012.

El resto de los instrumentos vivos a 31 de diciembre de 2012 y 2011 corresponden principalmente a coberturas contratadas por el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

Durante el año 2007 se discontinuó la cobertura de flujos de efectivo de dos permutas financieras de tipo de interés por un importe nocional de 674 millones de euros asociadas a la emisión de participaciones preferentes por haber dejado de ser eficientes. La pérdida acumulada registrada en el epígrafe "*Ajustes por cambio de valor*" a 31 de diciembre de 2012 y 2011 por el citado instrumento asciende a 30 y 33 millones de euros, respectivamente. El importe de los "*Ajustes por cambio de valor*" traspasado a resultados en los ejercicios 2012 y 2011 por este concepto ha ascendido a un gasto de 3 millones de euros, en cada uno de los ejercicios.

22.3) Coberturas de Inversión Neta

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

En ocasiones, Repsol suscribe contratos de compra o venta de divisas a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de tipo de cambio de la inversión en sus filiales en el extranjero.

Las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2011 se detallan a continuación:

Millones de euros

	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2011	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
Permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés ("cross currency IRS")								
Fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	-	-	158	-	-	-	158	(32)
								(32)

En 2012, y como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación de YPF (ver Nota 5), los instrumentos de cobertura relativos a la participación del Grupo en dicha sociedad fueron discontinuados, ver apartado 22.4.a).

Adicionalmente, durante el 2011 se contrataron instrumentos de permuta financiera, que fueron liquidados en su totalidad en el mismo ejercicio, generando unas diferencias de conversión negativas de 7 millones de euros.

22.4) Otras operaciones con derivados

Repsol tiene contratados adicionalmente una serie de instrumentos derivados para la gestión de su exposición al riesgo de tipo de interés, tipo de cambio y precio, que no se registran como cobertura contable de acuerdo con NIC 39.

(a) De tipo de cambio y tipo de interés

Millones de euros

	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2012	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	-	158	-	-	-		158	(28)
De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (JPY)	-	-	-	-	-	67	67	(1)

	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2011	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
				millones de euros				
De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (JPY)	-	-	-	-	-	67	67	(4)

(c) De tipo de cambio

Repsol tiene suscritos otros contratos a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de tipo de cambio.

	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2012	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
USD/Euro	2.898	-	-	-	-	-	2.898	(49)
Euro/USD	1.018	-	-	-	-	-	1.018	(2)
Euro/RUB	223	-	-	-	-	-	223	(5)
CAD/USD	14	-	-	-	-	-	14	-
CLP/USD	14	-	-	-	-	-	14	-
Euro/GBP	8	-	-	-	-	-	8	-
NOK/USD	5	-	-	-	-	-	5	-
PEN/USD	4	-	-	-	-	-	4	-
USD/RUB	4	-	-	-	-	-	4	-
EUR/NOK	1	-	-	-	-	-	1	-

	Vencimientos							Valor
31 diciembre 2011	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
USD/Euro	5.381	-	-	-	-	-	5.381	110
Euro/USD	2.623	-	-	-	-	-	2.623	(59)
Euro/RUB	144	-	-	-	-	-	144	-
CLP/USD	133	-	-	-	-	-	133	(2)
USD/PEN	115	-	-	-	-	-	115	-
CAD/USD	17	-	-	-	-	-	17	-
USD/BRL	12	-	-	-	-	-	12	-
Euro/GBP	3	-	-	-	-	-	3	-
USD/NOK	3	-	-	-	-	-	3	-
USD/RUB	2	-	-	-	-	-	2	-

(d) Contratos a futuro sobre productos

La cobertura del riesgo asociado a las transacciones físicas futuras de venta y/o compra de crudo y otros productos petrolíferos se lleva a cabo mediante la contratación de instrumentos derivados que principalmente son futuros y swaps. Las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2012 y 2011 eran las siguientes:

31 diciembre 2012	Vencimientos 2013	2014	2015	2016	2017	Sig.	Total	Valor Razonable
								Millones de euros
Contratos de compra								
BRENT (Miles de barriles)	9.443	-	-	-	-	-	9.443	16
WTI (Miles de barriles)	1.741	10	-	-	-	-	1.751	2
NYMEX HHO (Miles de galones)	54.012	5.615	-	-	-	-	59.627	4
IPE GO (Miles de toneladas)	445	1	-	-	-	-	446	(3)
RBOB (Miles de galones)	145.110	-	-	-	-	-	145.110	9
Aceite de Palma (Miles de toneladas)	2	-	-	-	-	-	2	-
SOJA (Miles de libras)	76.860	-	-	-	-	-	76.860	-
Contratos de venta								
BRENT (Miles de barriles)	9.381	-	-	-	-	-	9.381	(20)
WTI (Miles de barriles)	2.553	10	-	-	-	-	2.563	(5)
NYMEX HHO (Miles de galones)	71.064	-	-	-	-	-	71.064	(2)
IPE GO (Miles de toneladas)	586	1	-	-	-	-	587	-
RBOB (Miles de galones)	156.660	-	-	-	-	-	156.660	(10)
SOJA (Miles de libras)	49.140	-	-	-	-		49.140	-
Opciones								
Call (Miles de barriles)	3.290	-	-	-	-	-	3.290	(9)
Swaps								
Crudo (Toneladas)	495	-	-	-	-	-	495	2
Fletes (Toneladas)	524	-	-	-	-	-	524	-
JET (Toneladas)	163	-	-	-	-	-	163	-
Gas Oil (Toneladas)	723	-	-	-	-	-	723	(2)
Fuel Oil (Toneladas)	3.421	20	-	-	-	-	3.441	-
Propano (Toneladas)	426	-	-	-	-	-	426	-
Gasolina (Toneladas)	3	-	-	-	-	-	3	-
Nafta (Toneladas)	90	-	-	-	-	-	90	-
Ethanol (Toneladas)	1	-	-	-	-	-	1	-
AGC NG Index	1.085	1.100	-	-	-	-	2.185	(3)
AGC NG Basis	-	4.545	-	-	-	-	4.545	(1)
NBP DA Index	-	33.100	-	-	-	-	33.100	1

31 diciembre 2011	Vencimientos 2012	2013	2014	2015	2016	Sig.	Total	Valor Razonable
								Millones de euros
Contratos de compra								
BRENT (Miles de barriles)	1.777	-	-	-	-	-	1.777	-
WTI (Miles de barriles)	1.498	-	-	-	-	-	1.498	1
NYMEX HHO (Miles de galones)	14.616	-	-	-	-	-	14.616	-
IPE GO (Miles de toneladas)	442	-	-	-	-	-	442	(4)
RBOB (Miles de galones)	3.066	-	-	-	-	-	3.066	-
SOJA (Miles de libras)	37.620	-	-	-	-	-	37.620	1
ETHANOL (Miles de galones)	522	-	-	-	-	-	522	-
Contratos de venta								
BRENT (Miles de barriles)	2.967	-	-	-	-	-	2.967	2
WTI (Miles de barriles)	2.108	-	-	-	-	-	2.108	(11)
NYMEX HHO (Miles de galones)	49.602	-	-	-	-	-	49.602	-
IPE GO (Miles de toneladas)	606	-	-	-	-	-	606	7
RBOB (Miles de galones)	16.506	-	-	-	-	-	16.506	-
ETHANOL (Miles de galones)	522	-	-	-	-	-	522	-
SOJA (Miles de libras)	11.040	-	-	-	-		11.040	-
Opciones								
Call (Miles de barriles)	7.927	-	-	-	-	-	7.927	(6)
Put (Miles de barriles)	1.089	-	-	-	-	-	1.089	-
Swaps								
WTI (Miles de barriles)	1.050	-	-	-	-	-	1.050	(2)
Brent (Miles de barriles)	6.883	-	-	-	-	-	6.883	22
DUBAI (Miles de barriles)	100	-	-	-	-	-	100	-
JET (Miles de toneladas)	309	-	-	-	-	-	309	(1)
GO (Miles de toneladas)	506	-	-	-	-	-	506	-
Fuel Oil (Miles de toneladas)	1.030	-	68	-	-	-	1.097	1
Propano (Miles de toneladas)	73	-	-	-	-	-	73	3
Gasolina (Miles de toneladas)	108	-	-	-	-	-	108	-
Nafta (Miles de toneladas)	60	-	-	-	-	-	60	-
Tetco M3 Basis Swaps (Miles de MBTU)	143	-	-	-	-	-	143	-
Henry Hub Index Swap (Miles de MBTU)	3.100	-	-	-	-	-	3.100	1
Henry Hub Swing Swap (Miles de MBTU)	1.163	-	-	-	-	-	1.163	-
Henry Hub Futures (Miles de MBTU)	3.710	-	-	-	-	-	3.710	-
AGT NG Basis	200	-	-	-	-	-	200	-

El epígrafe de balance "*Otros deudores*" incluye en 2012 y 2011, 20 y 8 millones de euros, respectivamente, correspondientes a la valoración a mercado de contratos de compra-venta de commodities valorados de acuerdo con NIC 39, según se describe en el apartado 3.4.24 de la Nota 3.

(e) Operaciones sobre los derechos de emisión de CO2:

El Grupo realiza operaciones de swap y de futuros sobre derechos de emisión (EUAs y CERs) que se valoran a valor de mercado de acuerdo con NIC 39 con el fin de optimizar el coste de las emisiones de CO_2 realizadas por el Grupo en cada ejercicio. El valor razonable de estos instrumentos a 31 de diciembre de 2012 y 2011 ascendía a un activo de 2 millones de euros, y a un pasivo de 5 millones de euros, respectivamente.

(23) OTROS PASIVOS NO CORRIENTES

Dentro del epígrafe "*Otros pasivos no corrientes*" se incluyen las partidas que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2012	2011
Deudas por arrendamientos financieros	2.745	2.864
Fianzas y depósitos	199	230
Ingresos diferidos	235	203
Derivados por operaciones comerciales (Nota 22)	-	3
Otros	278	382
	3.457	**3.682**

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja aquellos "*Otros pasivos no corrientes*" correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

23.1) Deudas por arrendamiento financiero

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2012	2011	2012	2011
Durante el siguiente ejercicio	301	300	224	223
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	1.195	1.207	704	732
A partir del 6º ejercicio	4.102	4.652	2.041	2.132
	5.598	6.159	2.969	3.087
Menos:				
Futuros gastos financieros	(2.629)	(3.072)		
	2.969	3.087		
Registrado como:				
Deuda por arrendamiento financiero no corriente			2.745	2.864
Deuda por arrendamiento financiero corriente			224	223
			2.969	3.087

El tipo interés efectivo medio de la deuda por arrendamiento financiero a 31 de diciembre de 2012 ha ascendido al 7,22% (7,25% a 31 de diciembre de 2011).

Los principales pasivos recogidos en este epígrafe por arrendamientos financieros de gasoductos son los siguientes:

- El Grupo firmó el 15 de mayo de 2006 con Emera Brunswick Pipeline Company, Ltd. un contrato para el transporte del gas natural a través de un gasoducto que une la planta de Canaport con la frontera norteamericana por un plazo de 25 años (renovable hasta un período de 30 años adicionales). La fecha efectiva del contrato fue julio de 2009. A 31 de diciembre de 2012 y 2011 el importe registrado en este epígrafe ascendía a 499 millones de dólares (378 millones de euros) y 504 millones de dólares (390 millones de euros), respectivamente.

- Adicionalmente, el 21 de abril de 2006 se firmó con Maritimes & North East Pipeline un contrato para el transporte por gasoducto del gas natural procedente de Canadá desde la frontera con Canadá hasta Dracut por un plazo de 25 años (renovable hasta un período de 30 años adicionales). La fecha efectiva inicial del contrato fue en marzo de 2009. A 31 de diciembre de 2012 y 2011 el importe registrado en este epígrafe ascendió a 1.252 millones de dólares (949 millones de euros) y 1.269 millones de dólares (981 millones de euros), respectivamente.

Por otro lado, el Grupo tiene una flota de buques para el transporte de GNL adquiridos en régimen de arrendamiento financiero que representan un importe total de 1.476 y 1.482 millones de euros al 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente. Las principales características de estos buques son las siguientes:

- En 2010, se adquirieron, a través de contratos de time-charter, cuatro buques metaneros para el transporte de GNL en Perú por importe de 818 millones de euros. Los buques Barcelona Knutsen, Sevilla Knutsen y Valencia Knutsen, que tienen una capacidad de 173.410 m^3, se han adquirido a través de contratos *time-charter* con una duración de 20 años ampliables por periodos consecutivos de 5 años y el buque Castillo de Santiesteban, de 173.600 m^3 de capacidad, con una duración de 20 años, con opción de compra al final del mismo.

- En 2009 Repsol (50%) y Gas Natural Fenosa (50%) adquirieron conjuntamente un buque de 138.000 m3 de capacidad a través de un contrato de time-charter con una duración de 25 años, ampliables por periodos consecutivos de 5 años, y que representa una inversión conjunta de 142 millones de euros correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos.

- En diciembre de 2007 se adquirió conjuntamente por Repsol (50%) y Gas Natural Fenosa (50%) un buque de 138.000 m3 de capacidad a través de un contrato de time-charter con una duración de 25 años, ampliables por periodos consecutivos de 5 años, y que representa una inversión conjunta de 162 millones de euros correspondiente al valor actual de los pagos comprometidos.

- Asimismo se incluyen los arrendamientos financieros correspondientes a otros siete buques metaneros adquiridos con anterioridad al 2006 para el transporte de GNL, con vencimiento entre 2022 y 2029. Cuatro de estos buques son de Gas Natural Fenosa y los otros tres de Repsol.

23.2) Fianzas y depósitos

En el epígrafe "*Fianzas y depósitos*" se incluyen, entre otros, los depósitos recibidos por Repsol Butano, S.A. de los usuarios de envases metálicos de acuerdo con lo autorizado por la normativa legal. Estos importes se reintegran cuando se cancelan los correspondientes contratos.

(24) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR

En los ejercicios 2012 y 2011, Repsol tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance "*Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar*":

	Millones de euros	
	2012	2011
Proveedores	4.376	4.757
Deuda por arrendamientos financieros (Nota 23.1)	224	223
Administraciones Públicas acreedoras	935	1.099
Instrumentos financieros derivados (Nota 22)	41	42
Otros	3.307	5.158
Otros acreedores	4.507	6.522
Pasivo por impuesto corriente	319	356
Total	**9.202**	**11.635**

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja los "*Proveedores*", "*Otros acreedores*" *y "Pasivos por impuesto corrientes"* correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo. Al 31 de diciembre de 2011, se incluyen "*Proveedores*", "*Otros acreedores*" *y "Pasivos por impuesto corrientes"* pertenecientes al grupo YPF y al Grupo YPF Gas, por importe de 220, 2.203 y 17 millones de euros.

El valor razonable de estas partidas corrientes no difiere significativamente de su valor contable.

Información sobre los aplazamientos de pago efectuados a proveedores. Disposición adicional tercera. «Deber de información» de la Ley 15/2010, de 5 de julio

De acuerdo con lo establecido en la disposición adicional tercera de la Ley 15/2010, de 5 de julio y en la consulta Nº 7/2011 del Boletín del Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas número 88, se presenta la información relativa a los aplazamientos de pago a proveedores en operaciones comerciales.

La información relativa a los aplazamientos de pago efectuados a proveedores para los ejercicios 2012 y 2011 de acuerdo con la disposición adicional tercera "Deber de información" de la citada Ley es la siguiente:

	Millones de euros			
	2012		2011	
	Importe	%	Importe	%
Dentro del plazo máximo legal	13.442	99%	11.752	99%
Resto	79	1%	112	1%
Total pagos del ejercicio	13.521		11.864	
Plazo medio ponderado excedido de pagos (días)	37		24	
Aplazamientos que a la fecha de cierre sobrepasan el plazo máximo legal	17		8	

Según las disposiciones transitorias de la Ley 15/2010 se entiende plazo máximo legal de pago 75 días para el ejercicio 2012 (85 días para el ejercicio 2011).

(25) SITUACIÓN FISCAL

Gravamen sobre el beneficio

Dada la dispersión geográfica y el marcado carácter internacional de las actividades

realizadas por las sociedades que conforman el Grupo Repsol, éste se encuentra sometido, en materia impositiva y de gravamen sobre el beneficio, a distintas jurisdicciones fiscales.

a) En España

La mayoría de las entidades residentes en territorio español tributan en el Impuesto sobre Sociedades por el régimen especial de consolidación fiscal. En este régimen, las sociedades integradas en el Grupo fiscal determinan conjuntamente el resultado fiscal y el impuesto del Grupo, repartiéndose éste entre dichas sociedades según el criterio establecido por el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas español en cuanto a registro y determinación de la carga impositiva individual.

Repsol, S.A. es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 6/80, en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España, participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo Fiscal en el ejercicio 2012 es de 47, siendo las más significativas por volumen de negocio las siguientes: la propia Repsol, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol Trading, S.A., Repsol Química, S.A., Repsol Butano, S.A., Repsol Exploración, S.A. y Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

Por su parte, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 02/01/B, en el que se integra Asfalnor, S.A., que aplica la normativa foral de Vizcaya en el Impuesto sobre Sociedades.

Además, en los estados financieros consolidados se incluye, por consolidación proporcional, todo lo relativo a la tributación por el Impuesto sobre Sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa. Dicho Grupo tributa para la mayoría de sus sociedades españolas también por el régimen especial de consolidación fiscal, siendo Gas Natural SDG, S.A. la sociedad dominante del Grupo Fiscal 59/93. Las sociedades más significativas que se integran en el mencionado Grupo Fiscal son las siguientes: la propia Gas Natural SDG, S.A., Gas Natural Distribución SDG, S.A., Gas Natural Comercializadora, S.A., Gas Natural Servicios SDG, S.A, Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A, Unión Fenosa Distribución, S.A. y Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.

Por último, las demás sociedades residentes en España que no están integradas en alguno de los anteriores grupos fiscales tributan, en el Impuesto sobre Sociedades, de forma individualizada.

Las sociedades españolas, ya tributen de manera individual o consolidada, aplican el tipo general de gravamen del 30%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., que tributa individualmente por el Régimen Especial de Hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 35%, y el grupo Petronor, que aplica la normativa foral de Vizcaya, tributa a un tipo de gravamen del 28%.

b) En el resto de países

El resto de sociedades del Grupo tributan, en cada uno de los países en los que actúan, aplicando el tipo de gravamen vigente en el Impuesto sobre Beneficios al resultado del ejercicio. Adicionalmente, en algunos países se registran impuestos a la ganancia mínima presunta con carácter complementario al Impuesto sobre Sociedades.

Por otra parte, las sociedades del Grupo residentes en España que realizan parte de sus actividades en otros países, están sometidas al Impuesto sobre Sociedades vigente en los mismos, por la parte de los beneficios que allí se obtienen. Es el caso de las sucursales de las sociedades españolas que realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos en otros países (por ejemplo, Libia, Argelia, Perú o Ecuador).

A continuación se indican los tipos de gravamen (nominales) del Impuesto sobre Sociedades aplicables en las principales jurisdicciones en que opera el Grupo:

- Libia: 65%
- Argelia: 30-38% más el Impuesto sobre Beneficios Excepcionales (TPE)
- Trinidad y Tobago: 35% (gas); 55% y 57,25% (petróleo)
- Estados Unidos: 35% (Tipo federal)
- Brasil: 34%
- Ecuador: 23%
- Perú: 30%
- Bolivia: 25%
- Venezuela: 34% (gas) y 50% (petróleo)
- Países Bajos: 25%
- Portugal: 25- 31,5%

Gasto devengado contablemente por Impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre Beneficios para los ejercicios 2012 y 2011, de acuerdo con el criterio indicado en el apartado 3.4.22 de Políticas contables de la Nota 3, es el siguiente:

	Millones de euros		
	Ejercicio 2012		
	Sociedades españolas	Resto de sociedades	TOTAL
Resultado contable antes de impuestos y antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación	**2.513**	**916**	**3.429**
Ajuste al resultado contable:			
Por diferencias no temporarias	(3.393) (1)	47	(3.346)
Por diferencias temporarias	9	(186)	(177)
Base Imponible (Resultado fiscal)	(871)	777 (2)	(94)
Cuota del impuesto	(255)	416	161
Deducciones aplicables	(4)	-	(4)
Impuesto corriente a pagar	(259)	416	157
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	1.383	8	1.391
Total Gasto por Impuesto corriente	**1.124**	**424**	**1.548**
Impuesto diferido del ejercicio	(3)	29	26
Otros ajustes al gasto por impuesto	(6)	13	7
Total Gasto por Impuesto diferido	**(9)**	**42**	**33**
Total Gasto por Impuesto sobre Sociedades	**1.115**	**466**	**1.581**

(1) Corresponde principalmente a dividendos percibidos de otras sociedades del Grupo y que se integran en la base imponible del Impuesto sobre Sociedades español. Asimismo, se incluyen las exenciones y otros resultados derivados de operaciones en el exterior.

(2) Refleja el sumatorio de bases imponibles positivas y negativas en diversas jurisdicciones.

	Millones de euros		
	Ejercicio 2011 (1)		
	Sociedades españolas	Resto de sociedades	TOTAL
Resultado contable antes de impuestos y antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación	**1.351**	**1.336**	**2.687**
Ajuste al resultado contable:			
Por diferencias no temporarias	75	(152)	(77)
Por diferencias temporarias	(323)	(183)	(506)
Base Imponible (Resultado fiscal)	1.103	1.002 (2)	2.105
Cuota del impuesto	332	514	846
Deducciones aplicables	(180)	-	(180)
Impuesto corriente a pagar	152	514	666
Ajustes al impuesto corriente e impuestos extranjeros	490	24	514
Total Gasto por Impuesto corriente	**642**	**538**	**1.180**
Impuesto diferido del ejercicio	97	37	134
Otros ajustes al gasto por impuesto	(301)	(22)	(323)
Total Gasto por Impuesto diferido	**(204)**	**15**	**(189)**
Total Gasto por Impuesto sobre Sociedades	**438**	**553**	**991**

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, en el apartado 3.3 Comparación de la información.

(2) Refleja el sumatorio de bases imponibles positivas y negativas en diversas jurisdicciones.

La composición, por conceptos, de los activos y pasivos por impuestos diferidos reconocidos en el balance es la siguiente:

	Millones de Euros		
	2012 (1)	2011	Variación
Activos por impuesto diferido:			
Provisiones insolvencias de créditos	65	68	(3)
Provisiones para el personal	122	113	9
Provisiones para contingencias	67	185	(118)
Otras provisiones	361	411	(50)
Diferencias de amortizaciones	382	445	(63)
Créditos fiscales	2.110	1.109	1.001
Otros activos por impuestos diferidos	203	238	(35)
	3.310	**2.569**	**741**
Pasivo por impuesto diferido			
Incentivos fiscales	(13)	(12)	(1)
Plusvalías diferidas	(127)	(102)	(25)
Diferencias de amortizaciones	(1.581)	(1.507)	(74)
Moneda funcional	(32)	(717)	685
Plusvalías adquiridas en combinaciones de negocios asignadas al valor de los activos	(817)	(1.130)	313
Otros pasivos por impuestos diferidos	(493)	(371)	(122)
	(3.063)	**(3.839)**	**776**

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja los *"Activos por impuesto diferido"* y *"Pasivos por impuesto diferido"* correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo. A 31 de diciembre de 2011 se incluyen "*Activos por impuesto diferido*" y "*Pasivo por impuestos diferido*" por importe de 214 millones de euros y 1.109 millones de euros respectivamente, que correspondían a sociedades pertenecientes al grupo YPF S.A. e YPF Gas S.A.

(1) A 31 de diciembre de 2012 se han incrementado en 1.001 millones de euros los activos por impuesto diferido por créditos fiscales como consecuencia de la activación de deducciones no aplicadas y de bases imponibles negativas, básicamente por la aplicación del incentivo de la libertad de amortización fiscal.

El importe total de los impuestos diferidos relativos a partidas cargadas directamente a las cuentas de patrimonio neto en el ejercicio asciende a 3 millones de euros en el ejercicio 2012 y 27 en el ejercicio 2011.

El Grupo no ha registrado activos por impuestos diferidos por importe de 306 millones de euros en 2012 (596 millones de euros en 2011, incluyendo YPF S.A. e YPF Gas S.A.) correspondientes esencialmente a créditos fiscales por bases imponibles negativas y deducciones no aplicadas, dado que no cumplen los criterios para su registro de acuerdo con NIIF. En concreto, en el ejercicio 2012 corresponde en más de un 90% a bases imponibles negativas que el Grupo estima que no podrán ser recuperadas en los plazos legales establecidos en la normativa fiscal de cada uno de los países en los que se han generado; su vencimiento varía, según la jurisdicción en la que se generaron, siendo en la mayor parte de los casos a 3-10 años.

El Grupo no ha registrado pasivos por impuestos diferidos por importe de 126 y 120 millones de euros en 2012 y 2011, respectivamente, al corresponder a diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en dependientes, sucursales y asociadas que cumplen los requisitos establecidos en NIIF para acogerse a la excepción de registro.

Otra información con trascendencia fiscal

El importe de las deducciones aplicadas en 2012 y 2011 asciende a 4 y 180 millones de euros, respectivamente, derivadas de mecanismos para evitar la doble imposición interna e internacional, y de la realización de inversiones.

Tanto en ejercicios anteriores como en éste, se han producido actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal y contrarias a las pretensiones del Grupo.

Repsol considera que su actuación en los indicados asuntos ha sido ajustada a Derecho y se sustenta en interpretaciones razonables de la normativa aplicable, por lo que ha interpuesto los oportunos recursos en defensa de los intereses del Grupo y de sus accionistas.

No obstante, dada la incertidumbre generada por la materialización de los riesgos fiscales existentes asociados a litigios y otras contingencias fiscales, el Grupo tiene, al cierre del ejercicio, dotadas provisiones, registradas en el apartado "Otras provisiones" (ver Nota 18), que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos. El importe registrado por estos conceptos en el balance a 31 de diciembre de 2012 asciende a 700 millones de euros (en el balance al 31 de diciembre de 2011 el importe registrado ascendía a 837 millones de euros).

Los riesgos por los litigios fiscales en curso que han sido provisionados corresponden a un número elevado de causas, sin que ninguna de ellas de forma individual represente un porcentaje significativo del importe provisionado.

(26) NEGOCIOS CONJUNTOS

Las sociedades controladas conjuntamente más significativas en las que el grupo participa a 31 de diciembre de 2012 son las siguientes:

Sociedad	% Participación Patrimonial
Quiriquire Gas, S.A. (1)	60,00%
Repsol Sinopec Brasil, S.A. (1)	60,00%
Repsol Gas Natural LNG, S.L. (2)	50,00%
AR Oil & Gas BV	49,00%
Saneco	49,00%
TNO (Tafnefteotdacha)	49,00%
YPFB Andina, S.A. (antes Empresa Petrolera Andina)	48,92%
Petroquiriquire, S.A.	40,00%
Grupo Gas Natural SDG, S.A.	30,01%
BPRY Caribbean Ventures LLC	30,00%
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago	25,00%
Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.	25,00%
Occidental de Colombia LLC (antes R. Occidental Corporation)	25,00%

(1) El Grupo considera que su participación en Quiriquire Gas, S.A. y en Repsol Sinopec Brasil, S.A. constituye control conjunto, teniendo en cuenta que en los acuerdos existentes se establece que ciertas decisiones estratégicas, tanto financieras como operativas, requieren el consentimiento unánime de los socios que comparten el control.

(2) Adicionalmente el grupo posee una participación a través de Gas Natural SDG (que participa en el 50% restante).

A continuación se desglosan los importes agregados aportados por las participaciones del Grupo Repsol en entidades de control conjunto a 31 de diciembre de 2012 y 2011:

	Millones de euros	
Balance de situación	2012	2011 (1)
Activos corrientes	8.241	8.275
Activos no corrientes	14.402	14.520
Pasivos corrientes	(3.767)	(4.395)
Pasivos no corrientes	(8.504)	(8.205)

	Millones de euros	
Cuenta de pérdidas y ganancias	2012	2011 (2)
Ingresos de explotación	10.125	9.132
Gastos de explotación	(8.432)	(7.259)
Otros ingresos	154	196
Otros gastos	(968)	(1.087)
Resultado por operaciones continuadas atribuido a la sociedad dominante	**878**	**982**

(1) A 31 de diciembre de 2011 incluye los siguientes saldos: "Activos corrientes" por 273 millones de euros, "Activos no corrientes" por 369 millones de euros, "Pasivos corrientes" por 214 millones de euros, y "Pasivos no corrientes por 114 millones de euros correspondientes a sociedades pertenecientes al grupo YPF e YPF Gas, que fueron dados de baja del balance de situación como consecuencia de la pérdida de control (Ver Nota 5).

(2) Incluyen las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, en el apartado 3.3 "*Comparación de la información*".

Adicionalmente, el Grupo participa a 31 de diciembre de 2012 en los activos y operaciones controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo II, por los cuales obtiene ingresos e incurre en gastos de acuerdo con su porcentaje de participación en los mismos.

(27) INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN

Ventas e ingresos por prestación de servicios y otros ingresos

La distribución de los epígrafes "*Ventas*" e "*Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos*" de la cuenta de resultados adjunta, por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, es la siguiente:

	Millones de euros	
Áreas Geográficas	2012	2011(1)
España	30.287	28.988
Unión Europea	8.990	5.502
Países O.C.D.E.	6.917	6.651
Resto de países	12.730	9.762
Total	**58.924**	**50.903**

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A de acuerdo a lo descrito en la Nota 5. A 31 de diciembre de 2011 los importes que fueron aportados por las citadas sociedades, y que han sido excluidos de la tabla anterior eran 49 millones en *España*, 92 millones de euros en *Unión Europea*, 115 millones de euros *Países O.C.D.E.* y 10.340 millones de euros en *Resto de países*.

El epígrafe *"Ventas"* incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos por importe de 5.244 millones de euros en 2012 y 5.390 millones de euros en 2011.

Ingresos y gastos por provisiones por deterioro y enajenaciones de inmovilizado

Los citados ingresos recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2012	2011 (1)
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro (Nota 10)	10	64
Beneficios por enajenación de inmovilizado (Nota 32)	263	142
Total	**273**	**206**

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, en el apartado 3.3 *"Comparación de la información"*.

Los beneficios por enajenación de inmovilizado en 2012 corresponden principalmente a la venta de la filial de distribución de gas licuado de petróleo Repsol Butano Chile, S.A., (195 millones de euros) y la venta de la filial Amodaimi Oil Company (48 millones de euros). Los beneficios por enajenación de inmovilizado en 2011 corresponden principalmente a la venta de 300.000 puntos de distribución de gas en la zona de Madrid, realizada por Gas Natural Fenosa (84 millones de euros), a la venta de las instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas de Gaviota (28 millones de euros) y a la venta de la filial de distribución de gas licuado de petróleo Repsol Gas Brasil (11 millones de euros) (ver Nota 32).

El epígrafe *"Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado"*, recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2012	2011 (1)
Dotación de provisiones por deterioro (Nota 10)	104	157
Pérdidas por enajenación de inmovilizado	40	25
Total	**144**	**182**

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, en el apartado 3.3 "*Comparación de la información*".

Aprovisionamientos

El epígrafe "*Aprovisionamientos*" recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2012	2011 (1)
Compras	44.393	39.875
Variación de existencias	78	(268)
Total	**44.471**	**39.607**

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas

correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, en el apartado 3.3 "*Comparación de la información*".

El epígrafe "*Aprovisionamientos*" incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos mencionados en el apartado "*Ventas*" de esta nota.

Gastos de personal y plantilla

El epígrafe "*Gastos de personal*" recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2012	2011 (1)
Remuneraciones y otros (2)	1.502	1.368
Costes de Seguridad Social	475	441
Total	**1.977**	**1.809**

(1) Incluyen las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al año terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, en el apartado *3.3 Comparación de la información.*

(2) En 2011 incluye un ingreso de 8 millones de euros correspondiente a una regularización de ejercicios anteriores del Plan de Previsión de directivos (ver Nota 19) recibida en 2011 de entidades aseguradoras.

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol a 31 de diciembre 2012 fue de 29.985 personas y se distribuye en las siguientes áreas geográficas: España (20.085 empleados), Latinoamérica (6.541 empleados) y Resto del Mundo (3.395 empleados). La plantilla media en el ejercicio 2012 ascendió a 29.997 empleados, mientras que en 2011 fue de 45.095 empleados. El descenso se explica fundamentalmente por la baja de la plantilla de YPF S.A. y las sociedades de su grupo, e YPF Gas S.A. que perdieron su condición de sociedades del Grupo Repsol a raíz de la pérdida de control a consecuencia del proceso de expropiación descrito en la Nota 5.

Los negocios de Upstream y Downstream de Repsol, así como sus áreas corporativas (ver Nota 30), cuentan a diciembre de 2012 con un total de 607 trabajadores con discapacidad en España, de los cuales 437 son empleados por contratación directa, y otras 170 personas equivalentes por medidas alternativas (3,19% de la plantilla, de acuerdo al cómputo legal).

De acuerdo con lo establecido en la Ley Orgánica 3/2007, de 22 de marzo, para la igualdad efectiva de hombres y mujeres, publicada en el BOE de 23 de marzo de 2007, las siguientes tablas muestran la plantilla total del Grupo distribuida por categorías profesionales y por géneros a cierre de los ejercicios 2012 y 2011:

	Número de personas			
	2012		2011 (1)	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	545	134	598	125
Jefes Técnicos	2.138	639	2.755	695
Técnicos	8.833	4.448	14.119	5.407
Operarios y subalternos	8.992	4.256	16.580	6.296
Total	**20.508**	**9.477**	**34.052**	**12.523**

(1) Al 31 de diciembre de 2011, 16.458 personas formaban parte de la plantilla de YPF S.A. e YPF Gas S.A (ver Nota 5).

Otros gastos de explotación

El epígrafe *"Otros gastos de explotación"* recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2012	2011 (1)
Tributos	727	683
Servicios exteriores	4.037	3.651
Transportes y fletes	971	687
Otros Gastos	393	400
Total	**6.128**	**5.421**

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, en el apartado 3.3 *"Comparación de la información"*.

Los costes de exploración en 2012 y 2011 ascienden a 551 y 390 millones de euros, de los cuales 315 y 182 millones de euros, respectivamente, se encuentran registrados en el epígrafe "Amortizaciones". Los importes correspondientes al ejercicio 2011 incluyen las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al año terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, en el apartado 3.3 Comparación de la información.

(28) INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

El detalle de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2012 y 2011 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2012	2011 [1]
Ingresos financieros	122	154
Gastos financieros	(790)	(692)
Intereses de la deuda (incluida preferentes)	**(668)**	**(538)**
Por tipo de interés	4	(36)
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	4	(36)
Por tipo de cambio	35	(119)
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	24	189
Diferencias de cambio	11	(308)
Otras posiciones	(2)	(3)
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(2)	(3)
Resultado de posiciones [2]	**37**	**(158)**
Actualización financiera de provisiones	**(83)**	**(63)**
Intereses intercalarios [3]	**135**	**133**
Leasing	(221)	(204)
Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros	(28)	1
Otros ingresos	6	12
Otros gastos	(35)	(45)
Otros gastos financieros	**(278)**	**(236)**
RESULTADO FINANCIERO	**(857)**	**(862)**

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, apartado 3.3 "Comparación de la información".

(2) Este concepto incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera (ver apartado 3.4.4 de la Nota 3) y los resultados registrados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados.

(3) Los intereses intercalarios se presentan en la cuenta de pérdidas y ganancias dentro del epígrafe "*Gastos financieros*".

(29) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION

En los ejercicios 2012 y 2011 la composición del epígrafe "*Flujos de efectivo de las actividades de explotación*" referentes a las actividades continuadas del estado de flujos de efectivo consolidado ha sido el siguiente:

		Millones de euros	
	Notas	2012	2011 (1)
Resultado antes de impuestos		**3.546**	**2.759**
Ajustes de resultado		**3.410**	**2.735**
Amortización del inmovilizado	7 y 8	2.587	2.069
Provisiones operativas netas dotadas	18	421	216
Resultado por enajenación de activos no comerciales	32	(224)	(117)
Resultado financiero	28	857	862
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	11	(117)	(72)
Otros ajustes (netos)		(114)	(223)
Cambios en el capital corriente		**696**	**(2.275)**
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		**(1.741)**	**(1.119)**
Cobros de dividendos		75	62
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(1.534)	(1.009)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(282)	(172)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		**5.911**	**2.100**
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación de operaciones interrumpidas		**867**	**2.020**

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A de acuerdo a lo descrito en la Nota 3, en el apartado 3.3 Comparación de la información.

(30) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

La información por segmentos del Grupo incluida en esta nota se presenta de acuerdo con los requisitos de desglose establecidos por la NIIF 8 *Segmentos de operación.*

La estructura organizativa del Grupo y los diferentes segmentos que la componen se asientan sobre las diferentes actividades de las que el Grupo puede obtener ingresos o incurrir en gastos. En base a dicha estructura, aprobada por el Consejo de Administración, el equipo directivo (Comité de Dirección de Repsol) analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento de la Compañía. El Grupo no ha realizado agrupaciones de segmentos para la presentación de la información.

La estructura organizativa está orientada a la consecución de los proyectos de crecimiento de la compañía así como a asentar las bases para futuros desarrollos. A 31 de diciembre de 2012, los segmentos de operación del Grupo son:

- Upstream, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos;
- GNL, correspondiente a las operaciones de la fase midstream (licuación, transporte y regasificación) del gas natural y a la comercialización de gas natural y gas natural licuado, excepto en Gas Natural Fenosa; y

- Downstream, correspondiente a las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos, Química y GLP.
- Gas Natural Fenosa, a través de la participación de Gas Natural SDG, S.A. compañía estratégica para el Grupo, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

Con motivo del proceso de la expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. dichas participaciones han sido clasificadas en los epígrafes "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*" por la parte correspondiente a las acciones objeto de expropiación y "*Activos financieros disponibles para la venta*" por la participación en ambas sociedades no sujeta a expropiación. Las actividades de ambas sociedades y otras relacionadas con el proceso de expropiación se han considerado operaciones interrumpidas (ver apartado *Resultado de operaciones interrumpidas* de la Nota 5 Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.)

Teniendo en cuenta lo anterior, las operaciones de YPF han dejado de cumplir la definición de segmento. Por otro lado, la participación en YPF Gas y los préstamos concedidos al grupo Petersen, activos que hasta la fecha de la intervención se presentaban dentro de los segmentos Downstream y Corporación, respectivamente, no se incluyen más en los mismos. En este sentido, la información por segmentos presentada a continuación en relación con el ejercicio 2011 ha sido re-expresada con respecto a la previamente publicada en los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio 2011 de acuerdo con lo previsto en la NIIF 5 *Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas*, y en la NIIF 8 *Información por segmentos*, no considerando las actividades mencionadas dentro de los segmentos de operación.

A continuación se muestran las principales magnitudes de la cuenta de resultados del Grupo Repsol atendiendo a esta clasificación:

	Millones de euros					
Ingresos de explotación por segmentos	Ingresos de explotación procedentes de clientes		Ingresos de explotación entre segmentos		Total ingresos de explotación	
Segmentos	31/12/2012	31/12/2011 (1)	31/12/2012	31/12/2011 (1)	31/12/2012	31/12/2011 (1)
Upstream	3.843	2.945	1.859	766	5.702	3.711
GNL	2.611	2.396	379	262	2.990	2.658
Downstream	45.888	40.930	98	147	45.986	41.077
Gas Natural Fenosa	7.223	6.349	364	215	7.587	6.564
Corporación	28	17	1.455	415	1.483	432
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos (2)		-	(4.155)	(1.805)	(4.155)	(1.805)
TOTAL	**59.593**	**52.637**	**-**	**-**	**59.593**	**52.637**

(1) La información relativa al año 2011 ha sido re-expresada, a efectos comparativos, respecto a la publicada en los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio 2011, teniendo en cuenta que YPF, YPF Gas, y los préstamos de Petersen a 31 de diciembre de 2012 no forman parte de los segmentos de operación de Repsol.

(2) Corresponden principalmente a eliminaciones de operaciones comerciales entre segmentos.

Resultado por segmentos

Segmentos	Millones de euros 31/12/2012	31/12/2011 (1)
Upstream	2.208	1.413
GNL	535	386
Downstream	1.013	1.182
Gas Natural Fenosa	920	887
Corporación	(390)	(319)
Total Resultado de explotación de los segmentos sobre los que se informa	**4.286**	**3.549**
Resultados no asignados (Resultado financiero)	(857)	(862)
Otros resultados (Resultado de las entidades registradas por el método de la participación)	117	72
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	**3.546**	**2.759**
Impuestos sobre beneficios	(1.581)	(991)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	**1.965**	**1.768**
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas	(75)	(111)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES CONTINUADAS	**1.890**	**1.657**
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	279	776
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas	(109)	(240)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS (2)	**170**	**536**
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	**2.060**	**2.193**

(1) La información relativa al año 2011 ha sido re-expresada, a efectos comparativos, respecto a la publicada en los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio 2011, teniendo en cuenta que YPF, YPF Gas y los préstamos de Petersen a 31 de diciembre de 2012 no forman parte de los segmentos de operación de Repsol.

(2) Incluye el resultado neto de impuestos y de socios externos aportado por YPF S.A., YPF Gas S.A. y las sociedades participadas de ambas compañías en cada periodo y por los préstamos concedidos a Petersen, así como los efectos registrados como consecuencia de la expropiación de las acciones de YPF S.A. y de YPF Gas S.A.

A continuación se detalla el total de activos por segmentos:

Segmentos	Millones de euros 31/12/2012	31/12/2011 (1)
Upstream	**12.638**	**11.025**
Norteamérica y Brasil	4.346	3.632
Norte de África	918	881
Resto del Mundo	7.374	6.512
GNL	**4.176**	**4.425**
Downstream	**18.993**	**19.806**
Europa	17.706	18.331
Resto del Mundo	1.287	1.475
YPF	**-**	**14.037**
Gas Natural Fenosa	**12.658**	**12.968**
Corporación y ajustes (2)	**10.534**	**8.696**
Total Activos por Segmentos (3)	**58.999**	**70.957**
Activos de operaciones interrumpidas (ver Nota 3)(4)	5.922	-
Total Activos	**64.921**	**70.957**

(1) A 31 de diciembre de 2011, YPF era considerado un segmento de negocio. Por otro lado, el segmento Downstream incorporaba 74 millones de activos correspondientes a YPF Gas y el segmento Corporación incluía 535 millones de euros correspondientes a activos financieros poseídos por YPF, e YPF Gas. Tras la pérdida de control de YPF e YPF Gas (ver Nota 5) los activos del grupo en ambas compañías se consideran activos de operaciones interrumpidas.
(2) En 2012 y 2011 se incluyen activos financieros por importe de 6.670 millones de euros y 5.303 millones de euros respectivamente.
(3) Incluye en cada segmento el importe de las inversiones valoradas por el método de la participación correspondiente al mismo.
(4) Incluye los activos relacionados con el proceso de expropiación de YPF e YPF Gas (ver Nota 5).

Otras magnitudes relevantes aplicables a cada actividad al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

	Millones de Euros					
	Upstream	GNL	Downstream	Gas Natural Fenosa	Corporación y Ajustes	Total
2012						
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	307	322	78	30	-	737
Resultados de las entidades contabilizadas por el método de la participación	27	70	17	3	-	117
Dotación de amortización de inmovilizado	(1.169)	(177)	(638)	(540)	(63)	(2.587)
Ingresos/(gastos) por pérdidas de valor de los activos	(24)	1	(72)	-	-	(95)
Inversiones de explotación [1]	2.423	35	666	432	165	3.721

	Millones de Euros						
	Upstream	GNL	Downstream	YPF	Gas Natural Fenosa	Corporación y Ajustes	Total
2011							
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación [2]	256	310	73	-	29	-	668
Resultados de las entidades contabilizadas por el método de la participación [2]	4	45	21	-	2	-	72
Dotación de amortización de inmovilizado [2]	(809)	(168)	(507)	-	(526)	(59)	(2.069)
Ingresos/(gastos) por pérdidas de valor de los activos [2]	35	-	(102)	-	(25)	(1)	(93)
Inversiones de explotación [1][2]	1.813	18	1.704	-	582	165	4.282

(1) Incluye las inversiones devengadas en el periodo. No incluye inversiones en “Otros activos financieros”.
(2) La información relativa al año 2011 ha sido re-expresada, a efectos comparativos, respecto a la publicada en los estados financieros consolidados correspondientes al año 2011, teniendo en cuenta que YPF, YPF Gas, y los préstamos de Petersen a 31 de diciembre de 2012 no forman parte de los segmentos de operación de Repsol.

La distribución geográfica de las principales magnitudes, en los segmentos de actividad en los que este desglose resulta significativo, es el siguiente:

	Millones de euros					
	Ingresos de explotación		Resultado de explotación		Inversiones	
	2012	2011 (1)	2012	2011 (1)	2012	2011
Upstream …….	**5.702**	**3.711**	**2.208**	**1.413**	**2.423**	**1.813**
Norteamérica y Brasil……	1.423	983	380	419	1.144	745
Norte de África……..	1.581	303	1.298	99	44	57
Resto del Mundo……..	2.801	2.510	530	895	1.235	1.011
Ajustes……	(103)	(85)	-	-	-	-
GNL ……	**2.990**	**2.658**	**535**	**386**	**35**	**18**
Downstream……..	**45.986**	**41.077**	**1.013**	**1.182**	**666**	**1.704**
Europa……..	44.651	39.889	723	1.012	612	1.637
Resto del Mundo…….	4.641	4.003	290	170	54	67
Ajustes…….	(3.306)	(2.815)	-	-	-	-
YPF ……	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Gas Natural Fenosa……..	**7.587**	**6.564**	**920**	**887**	**432**	**582**
Corporación y otros ajustes….	**(2.672)**	**(1.373)**	**(390)**	**(319)**	**165**	**165**
TOTAL	**59.593**	**52.637**	**4.286**	**3.549**	**3.721**	**4.282**

(1) La información relativa al año 2011 ha sido re-expresada, a efectos comparativos, respecto a la publicada en los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio 2011, teniendo en cuenta que YPF, e YPF Gas y a los préstamos de Petersen a 31 de diciembre de 2012 no forman parte de los segmentos de operación de Repsol.

(31) COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y AUMENTOS DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN SIN CAMBIO DE CONTROL

Repsol elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo sus inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos. En el Anexo I de estas cuentas anuales consolidadas se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos más significativos, participados directa e indirectamente por Repsol, S.A. que han sido incluidas en el perímetro de consolidación durante los ejercicios 2012 y 2011. A continuación se describen las principales combinaciones de negocios realizadas en ambos ejercicios.

Adquisiciones en 2012

En Agosto de 2012, y siguiendo los hitos marcados por un acuerdo firmado el 22 de diciembre de 2011 entre Repsol y Alliance Oil, Repsol Exploración, S.A. adquirió a Alliance Oil el 49% de participación en AR Oil and Gaz, B.V ("AROG") empresa que serviría de plataforma de crecimiento en el negocio de exploración y producción de hidrocarburos para ambas compañías en la Federación Rusa. Previamente a esta adquisición, y en el marco del mencionado acuerdo, Alliance había aportado a AROG el 100% de su filial Saneco que engloba las actividades de exploración y producción en la región de Samara (cuenca Volga-Urales). En diciembre de 2012, Alliance Oil aportó en AROG el 99,54% de su filial TNO (Tafnefteotdacha) con activos localizados en la región rusa de Tatarstan (cuenca Volga-Urales) y en contrapartida Repsol Exploración S.A. adquirió acciones adicionales de AROG a Alliance Oil para mantener el 49% de participación en AROG.

Estas dos operaciones suponen un desembolso total por importe de 301 millones de dólares (233 millones de euros), de los cuales 143 millones de dólares (109 millones

de euros) estaban pendientes de desembolso a 31 de diciembre de 2012 a falta de cumplir el último hito del acuerdo por el que Repsol vendería la sociedad Eurotek a AROG (Ver Nota 38 *Hechos Posteriores*). El detalle de los activos netos adquiridos en la combinación de negocios, teniendo en cuenta el 49% de participación del Grupo en AROG, y la participación del Grupo correspondiente en Saneco y TNO (Tafnefteotdacha) es el siguiente:

	Millones de euros	
	Valor Razonable	Valor en libros de la sociedad adquirida
Activo corriente	55	55
Activo no corriente	203	130
TOTAL ACTIVO	**258**	**185**
Pasivo corriente	16	16
Pasivo no corriente	9	9
TOTAL PASIVO	**25**	**25**
ACTIVOS NETOS	**233**	**160**

El impacto de la operación sobre el resultado neto a 31 de diciembre de 2012 no fue significativo. Si la operación hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2012, el impacto de la misma sobre el importe neto de la cifra de negocios consolidada y el resultado consolidado tampoco hubiera sido significativo. Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra, se ha producido una revalorización de los activos del inmovilizado material correspondientes a los activos de exploración y producción adquiridos.

Adquisiciones en 2011

En abril de 2011, Repsol Sinopec Brasil, S.A., a través de su afiliada Repsol Sinopec Brasil, B.V. (Repsol Sinopec Brasil), adquirió a Petrobrás el 10% de participación en Agri Development, B.V. (Agri), empresa cuya principal actividad es el arrendamiento de activos para la explotación de crudo y gas. Asimismo, Repsol Sinopec Brasil adquirió el 10% de la deuda que Agri mantiene con Braspetro Oil Services Company (Brasoil) para la financiación de sus actividades. Esta operación supuso un desembolso total por importe de 44 millones de dólares (31 millones de euros). El detalle de los activos netos adquiridos en la combinación de negocios, teniendo en cuenta el 60% de participación del Grupo en Repsol Sinopec Brasil, es el siguiente:

	Millones de euros	
	Valor Razonable	Valor en libros de la sociedad adquirida
Activo corriente	3	3
Activo no corriente [(1)]	54	29
TOTAL ACTIVO	**57**	**32**
Pasivo corriente	-	-
Pasivo no corriente	5	-
TOTAL PASIVO	**5**	**-**
ACTIVOS NETOS	**52**	**32**
Efectivo entregado en la combinación	31	
Plusvalía neta de efecto fiscal	21	

(1) Los activos no corrientes más significativos de la sociedad son una unidad flotante de producción (FPSO) y torres de perforación (X-mas trees).

Como consecuencia de la combinación de negocios se registró una plusvalía neta de efecto fiscal por importe de 29 millones de dólares (21 millones de euros). La plusvalía citada fue reconocida una vez reevaluados los activos adquiridos y pasivos asumidos a la fecha de adquisición y revisados los procedimientos utilizados para medir los importes por los que fueron registrados. El resultado neto consolidado aportado por esta sociedad desde la fecha de adquisición ascendió a 23 millones de euros. Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2011, el importe adicional que se hubiera registrado en el importe neto de la cifra de negocios consolidado y en el resultado consolidado del periodo hubiera sido menor a un millón de euros.

En junio de 2011, Repsol adquirió el 100% de la empresa británica Sea Energy Renewables, posteriormente denominada Repsol Nuevas Energías U.K., empresa de promoción y desarrollo de parques eólicos offshore con base en Escocia. Con esta compra, Repsol obtuvo derechos de promoción en tres parques eólicos offshore en la costa escocesa. Adicionalmente, Repsol alcanzó un acuerdo con EDP Renováveis para desarrollar conjuntamente dos de estos parques, en concreto los parques Moray Firth, de 1.500 MW, y el parque Inch Cape, de 905 MW, en los que, tras esta operación, el grupo posee un 33% y un 51%, respectivamente. Además, Repsol posee el 25% del parque Beatrice, en el que la empresa Scottish and Southern Renewables tiene el 75% restante. Estos proyectos suponen para Repsol los derechos para la promoción, construcción y explotación de 1.190 MW en el Reino Unido en total. Los acuerdos contemplan la posibilidad de que Gas Natural Fenosa se incorpore al proyecto. Esta operación supuso una inversión que ascendió a 46 millones de euros (41 millones de libras esterlinas). El detalle de los activos netos adquiridos y el fondo de comercio es el siguiente:

	Millones de euros	
	Valor Razonable	Valor en libros de la sociedad adquirida
Activo corriente	4	3
Activo no corriente	44	4
TOTAL ACTIVO	**48**	**7**
Pasivo corriente	2	2
Pasivo no corriente	10	-
TOTAL PASIVO	**12**	**2**
ACTIVOS NETOS	**36**	**5**
Coste de la combinación de negocios	46	
Fondo de comercio generado	10	

Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra y en relación con el valor en libros de los activos a la fecha de compra, los principales activos y pasivos identificados a valor razonable se corresponden con los derechos de explotación de los parques registrados como inmovilizado intangible y los pasivos por impuesto diferido correspondientes a las revalorizaciones mencionadas por la parte que se estima que no será deducible.

El importe del resultado neto consolidado en el ejercicio 2011 desde la fecha de adquisición ascendió a una pérdida neta de 2 millones de euros. Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2011, el incremento del importe neto de la cifra de negocios consolidada y del resultado consolidado del periodo no hubiera sido significativo.

En mayo de 2011 se realizó una operación de permuta de activos y pasivos consecuencia del acuerdo de finalización de colaboración alcanzado en agosto de 2010 entre Gas Natural Fenosa y Enel Green Power, en el que acordaron terminar la colaboración en energías renovables que mantenían a través de la sociedad Enel Unión Fenosa Renovables, S.A. (EUFER), en la que cada uno era accionista de un 50%. Como consecuencia de la citada transacción Gas Natural Fenosa adquirió aproximadamente la mitad del negocio y de los correspondientes activos y pasivos de EUFER, habiéndose transferido en la operación los correspondientes medios humanos y de otro tipo para la realización de la actividad de generación de energía en régimen especial, por lo que se ha considerado una combinación de negocios y no una adquisición de activos. El coste de la combinación de negocios neto de la deuda asumida coincidió con la valoración a valor razonable, que realizaron terceros independientes con el propósito específico de servir como base a la operación. El detalle de los activos netos adquiridos es el siguiente (importes teniendo en cuenta la participación de Repsol en Gas Natural Fenosa):

	Millones de euros	
	Valor Razonable	Valor en libros de la sociedad adquirida
Activo corriente	18	18
Activo no corriente	262	210
TOTAL ACTIVO	**280**	**228**
Intereses minoritarios	2	2
Pasivo corriente	27	23
Pasivo no corriente	166	165
TOTAL PASIVO Y MINORITARIOS	**195**	**190**
ACTIVOS NETOS	**85**	**38**
Coste de la combinación de negocios	86	
Fondo de comercio	1	

El impacto de la operación sobre el resultado neto a 31 de diciembre de 2011 no fue significativo. Si la operación hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2011, el impacto de la misma sobre el importe neto de la cifra de negocios consolidada y el resultado consolidado tampoco hubiera sido significativo. Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra se produjo, fundamentalmente, una revalorización de activos intangibles, que corresponde a la revalorización de las licencias de explotación de los activos recibidos, principalmente parques eólicos.

Adicionalmente, el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa llevó a cabo otras adquisiciones en el ejercicio 2011 que se detallan a continuación, teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en dicha sociedad:

- en septiembre de 2011 Gas Natural Fenosa formalizó la compraventa de las participaciones directas e indirectas de ACS en cinco parques eólicos en España con una capacidad total de 95,5MW por importe de 20 millones de euros, incrementando su participación en Explotaciones Eólicas Sierra de Utrera, S.L. del 50% al 75% y Energías Ambientales EASA, S.A. del 33,3% al 100%. Si la operación hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2011, el impacto de la misma sobre el importe neto de la cifra de negocios y el resultado consolidados hubiera supuesto un incremento de 4 y 1 millón de euros;

- en diciembre de 2011 Gas Natural Fenosa formalizó la compra a Gamesa Energía del 100% de la sociedad Sistemas Energéticos Alto de Seixal, S.A. –

sociedad unipersonal- dedicada a la explotación de un parque eólico de 30MW por importe de 3 millones de euros;

- en diciembre de 2011 firmó el contrato de compraventa del 100% de la sociedad italiana Favellato Reti, S.R.L. cuya actividad consiste en la distribución de gas natural en varias provincias en Italia por importe de 3 millones de euros.

(32) DESINVERSIONES Y ENAJENACIÓN DE PARTICIPACIÓN EN SOCIEDADES SIN PÉRDIDA DE CONTROL

Desinversiones

En la tabla siguiente se desglosan los cobros por desinversiones registrados en los ejercicios 2012 y 2011:

	Millones de euros	
Desinversiones	2012	2011 (1)
Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio	640	396
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	55	103
Otros activos financieros	449	433
Total	**1.144**	**932**

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2011 en relación con el proceso de expropiación de las acciones de YPF S.A. y Repsol YPF Gas, S.A de acuerdo a lo descrito en el apartado 3.3 "*Comparación de la información*".

Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio

Las principales desinversiones de participaciones en empresas del Grupo y entidades asociadas en los ejercicios 2012 y 2011 se detallan en el Anexo Ib "*Principales variaciones del perímetro de consolidación terminado el 31 de diciembre de 2012*". Las más significativas se describen a continuación.

Ejercicio 2012

En junio de 2012 Repsol acordó con un consorcio de inversores chilenos la venta del 100% de su filial Repsol Butano Chile, S.A., sociedad que poseía una participación del 45% de Empresas Lipigas, S.A., compañía presente en el mercado chileno de comercialización del GLP, además de otros activos financieros. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta y, una vez cumplidas las condiciones habituales en este tipo de operaciones, la venta tuvo lugar en julio de 2012 por un importe de 540 millones de dólares. Esta venta ha generado una plusvalía de 195 millones de euros (este importe incluye las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe "*Ajustes por cambios de valor*" del patrimonio neto, que ascendían a 62 millones de euros) que ha sido registrada en el epígrafe "*Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado*". El valor neto contable de los activos netos dados de baja se detallan a continuación:

	Millones de euros
Efectivo y equivalentes de efectivo	164
Otros activos corrientes	29
Activo no corriente	203
TOTAL ACTIVO	**396**
Intereses minoritarios	4
Pasivo corriente	37
Pasivo no corriente	48
TOTAL PASIVO Y MINORITARIOS	**89**
ACTIVOS NETOS	**307**

En el mes de agosto de 2012 Repsol recibió la autorización del Gobierno de Ecuador a la venta del 100% de su filial en ese país Amodaimi Oil Company a Tiptop Energy Ltd, una filial de la compañía china Sinopec. Como consecuencia de la misma se ha registrado una plusvalía que asciende a 48 millones de euros (cifra que incluye las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe "*Ajustes por cambios de valor*" del patrimonio neto, que ascendían a 2 millones de euros) que ha sido registrada en el epígrafe "*Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado*". El valor neto contable de los activos netos dados de baja se detallan a continuación:

	Millones de euros
Efectivo y equivalentes de efectivo	-
Otros Activos corrientes	89
Activo no corriente	90
TOTAL ACTIVO	**179**
Pasivo corriente	56
Pasivo no corriente	30
TOTAL PASIVO	**86**
ACTIVOS NETOS	**93**

En diciembre de 2012, como consecuencia de la venta de una plataforma de exploración *off-shore* por la sociedad Guara B.V. participada en un 15% por Repsol, dicha sociedad llevó a cabo una devolución de capital a sus accionistas por el importe de la venta que para Repsol supuso el cobro de 41 millones de euros.

Con fecha 30 de junio de 2011 Gas Natural Fenosa acordó la venta de aproximadamente 245.000 clientes de gas y otros contratos asociados en la Comunidad de Madrid por un importe de 11 millones de euros. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta a Endesa se realizó el 29 de febrero de 2012 generando una plusvalía antes de impuestos de 6 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Ejercicio 2011

El 7 de febrero de 2011 Gas Natural Fenosa acordó la venta de aproximadamente 300.000 puntos de distribución de gas en la zona de Madrid a una compañía del grupo Madrileña Red de Gas por 136 millones de euros. Desde la fecha del acuerdo estos

activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta y, una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta se realizó el 30 de junio de 2011 generando una plusvalía de 84 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

El 19 de mayo de 2011, Gas Natural Fenosa acordó la venta de las participaciones en las distribuidoras eléctricas de Guatemala, Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. y Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. y en otras sociedades con actividades energéticas en el país. El importe cobrado por la desinversión en el ejercicio ascendió a 64 millones de euros. Esta venta generó una minusvalía antes de impuestos de 3 millones de euros. Los importes son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

En octubre de 2011 se vendió la filial de distribución de gas licuado del petróleo (GLP) Repsol Gas Brasil a la compañía brasileña Ultragaz por importe de 20 millones de euros. Esta operación supuso una plusvalía neta de 11 millones de euros registrada en el epígrafe "*Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado*".

El 16 de enero de 2012 el Grupo alcanzó un acuerdo para vender su filial Repsol France S.A., dedicada a la distribución en Francia de gas licuado del petróleo (GLP), a Totalgaz, filial del grupo Total. Esta operación fue registrada con fecha efectiva 31 de diciembre de 2011.

Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias

El 14 de abril de 2011 Gas Natural Fenosa acordó la venta de la central de ciclo combinado de Arrúbal (La Rioja), con una capacidad instalada de 800 MW. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta se realizó el 28 de julio de 2011 y Gas Natural Fenosa transmitió la propiedad de la central por un importe total de 94 millones de euros sin que se generasen impactos en la cuenta de resultados. El acuerdo incluyó una operación de financiación al comprador por importe de 77 millones de euros que devenga un interés anual de mercado y la firma con Gas Natural Comercializadora SDG, S.A. de contratos de suministro de gas y de compraventa de energía eléctrica de una parte inferior al 50% de la producción prevista y con una duración máxima de 10 años para la central. Desde la fecha de este acuerdo, estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta hasta la fecha de su venta. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Adicionalmente, en abril de 2011, Gas Natural Fenosa una vez obtenidas las autorizaciones pertinentes materializó la venta con el Grupo Alpiq de 400MW de la Central de ciclo combinado de Plana del Vent por un importe total de 60 millones de euros sin que generaran impacto en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidadas. Además, Alpiq dispone de un derecho de uso exclusivo y operación del otro grupo de 400MW durante un período de 2 años, sobre el que podrá ejercer, al final de los mismos, un derecho de compra por un total de 59 millones de euros, que corresponde al valor de mercado de dicho derecho. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

El 3 de octubre de 2011, tras un anticipo recibido en 2010 por importe de 70 millones

de euros, se materializó, una vez recibidas las autorizaciones de los organismos competentes, la venta de las instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas de Gaviota a Enagás por importe de 79 millones de euros, generando una plusvalía antes de impuestos de 28 millones de euros registrada en el epígrafe "*Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado*" y una desinversión adicional de 9 millones de euros.

Otros activos financieros

En el ejercicio 2012 y 2011 se han cobrado 208 y 385 millones de euros, respectivamente (importe proporcional teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa) en relación a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, principalmente como resultado de las diecinueve y once emisiones, respectivamente, del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico realizadas en dichos ejercicios, en las cuales los derechos cobrados han sido cedidos de forma irrevocable al Fondo de titulización del déficit del sistema eléctrico (FADE).

Enajenación de participaciones en sociedades sin pérdida de control

En 2012 como consecuencia del proceso de expropiación de las acciones del Grupo Repsol de YPF S.A. e YPF Gas S.A. descrito en la Nota 5, se produjo la pérdida de control sobre YPF e YPF Gas con los efectos e impactos contables descritos en la citada nota.

Venta de participación en YPF en 2011

Durante el ejercicio 2011 se realizaron ventas de participación en el capital social de YPF, que se detallan a continuación y que se incluyen en el epígrafe *"Flujos de efectivo de las actividades de financiación de operaciones interrumpidas"* del Estado de flujos de efectivo consolidados:

- El 14 de marzo de 2011 Repsol acordó con Lazard Asset Management y con otros fondos la venta de un 3,83% del capital social de YPF, por un importe neto de 632 millones de dólares (446 millones de euros). En concreto, Lazard Asset Management adquirió un 2,9% del capital de YPF, mientras otros inversores compraron un 0,93% de participación. Repsol, asimismo, otorgó a Lazard Asset Management una opción de venta de la parte proporcional de las acciones compradas por Lazard que excedan del 20% del *free float* de YPF que podría haber sido ejercitada en cualquier momento hasta el 10 de octubre de 2011, si bien ha vencido sin haber sido ejercida.

- Asimismo, en el mes de marzo de 2011, a través de una oferta pública de venta (OPV) se vendieron 30,15 millones de acciones de YPF, en la forma de American Depositary Shares (ADSs), representativas de un 7,67%, por un importe neto total de 1.209 millones de dólares (862 millones de euros).

- Posteriormente, en mayo de 2011, el Grupo Petersen ejerció la opción de compra del 10% del capital social que tenía sobre el capital de YPF, adelantándose a la fecha límite de febrero de 2012. El importe neto de la transacción ascendió a 1.302 millones de dólares (913 millones de euros). Esta venta se instrumentó, en parte, a través de un préstamo de Repsol a Petersen por importe de 626 millones de dólares (439 millones de euros). Tras formalizarse la operación el Grupo Petersen ostentaba un 25,46% de acciones de la petrolera argentina.

- Adicionalmente, durante el año 2011, se vendieron algunos porcentajes menores adicionales de YPF en el mercado.

Teniendo en cuenta todas las operaciones realizadas sobre el capital de la petrolera argentina, durante 2011 el Grupo había vendido acciones de YPF representativas del 22,38 %, por un importe neto total de 3.292 millones de dólares (2.327 millones de euros).

Tras estas operaciones, la participación del Grupo Repsol en el capital social de YPF al 31 de diciembre de 2011 ascendía al 57,43%.

Las ventas descritas correspondientes al ejercicio 2011supusieron un incremento del epígrafe "*Intereses minoritarios*" por importe de 1.537 millones de euros a 31 de diciembre de 2011. La plusvalía antes de impuestos generada, que fue registrada en el epígrafe "*Otras reservas*", ascendió a 478 millones de euros, una vez tenido en cuenta el efecto correspondiente a las diferencias de conversión negativas acumuladas, que ascendió a 312 millones de euros.

(33) INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS

Repsol realiza transacciones con partes vinculadas dentro de las condiciones generales de mercado.

A los efectos de esta información, se consideran partes vinculadas:

a. Accionistas significativos: los accionistas significativos de la sociedad que a 31 de diciembre se consideraban parte vinculada de Repsol son:

Accionistas significativos	% total sobre el capital social 31 de diciembre de 2012
CaixaBank, S.A	12,53
Sacyr Vallehermoso, S.A. (1)	9,73
Petróleos Mexicanos (2)	9,43

(1) Sacyr Vallehermoso, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.
(2) Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A., PMI Holdings, B.V. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (equity swaps) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos.

Los datos ofrecidos en el anterior cuadro recogen la información disponible para la Sociedad a 31 de diciembre de 2012, proveniente de la última información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Sociedad y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

b. Administradores y directivos: entendiendo como tales a los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité de Dirección.

c. Personas o entidades del Grupo. Incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo por la parte no eliminada en el proceso de consolidación (correspondiente a la parte no poseída de las sociedades consolidadas por integración proporcional y a las transacciones realizadas con las sociedades consolidadas por el método de la participación). En el momento de la pérdida de control de YPF S.A. e YPF Gas S.A. (ver Nota 5), estas sociedades perdieron su consideración de entidades del Grupo.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2012 por operaciones con partes vinculadas:

	Millones de euros			
GASTOS E INGRESOS:	**Accionistas significativos**	**Administradores y directivos**	**Personas, sociedades o entidades del grupo** (1)	**Total**
Gastos financieros	16	-	3	19
Contratos de gestión o colaboración	-	-	1	1
Arrendamientos	2	-	22	24
Recepciones de servicios	6	-	318	324
Compra de bienes (terminados o en curso) (3)	4.002	-	5.848	9.850
Otros gastos	29	-	13	42
TOTAL GASTOS	4.055	-	6.205	10.260
Ingresos financieros	25	-	14	39
Contratas de gestión o colaboración	-	-	4	4
Arrendamientos	1	-	-	1
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-
Prestaciones de servicios	44	-	40	84
Venta de bienes (terminados o en curso)	269	-	1.299	1.568
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	4	4
Otros ingresos	5	-	66	71
TOTAL INGRESOS	344	-	1.427	1.771

	Millones de euros			
OTRAS TRANSACCIONES	**Accionistas significativos**	**Administradores y directivos** (2)	**Personas, sociedades o entidades del grupo** (1)	**Total**
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	96	-	-	96
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	1	-	223	224
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	-	-	-	-
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	245	-	-	245
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (4)	773	-	4	777
Garantías y avales prestados (5)	219	-	1.121	1.340
Garantías y avales recibidos	57	-	-	57
Compromisos adquiridos (6)	696	-	12.796	13.492
Compromisos / garantías cancelados	71	-	-	71
Dividendos y otros beneficios distribuidos (7)	467	-	-	467
Otras operaciones (8)	1.639	-	-	1.639

(1) En la tabla sobre Gastos e Ingresos, se incluyen transacciones realizadas por compañías del Grupo con YPF, YPF Gas y las sociedades de sus respectivos grupos hasta el momento de la pérdida de control (ver Nota 5). Por el contrario, en la tabla Otras Transacciones no se incluyen saldos con

dichas sociedades.

(2) Ver Nota 34 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo, en lo relativo a las operaciones realizadas con Administradores y directivos. El importe total de los préstamos concedidos a directivos y los dividendos distribuidos es inferior a un millón de euros.

(3) Estas compras incluyen las compras realizadas de acuerdo con el contrato de compra de crudo con duración indeterminada firmado con el Grupo Pemex, que en 2012 asciende a 100.000 barriles al día.

(4) Incluye líneas de crédito por importe de 558 millones de euros con La Caixa.

(5) Incluye 1.035 millones de euros correspondientes a dos garantías emitidas por Repsol S.A. en relación los contratos de arrendamiento de dos plataformas flotantes de su filial Guará B.V. en Brasil (ver Nota 35). No incluye la contragarantía asociada a dichas garantías por no corresponder a partes vinculadas.

(6) Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas.

(7) Los importes consignados como dividendos y otros beneficios distribuidos incluyen el pago del dividendo a cuenta del ejercicio 2011, abonado el 10 de enero de 2012, así como los importes correspondientes por la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación de capital liberada cerrada en julio 2012, en el marco del programa de retribución "Repsol Dividendo Flexible". Por el contrario, no se incluyen los importes correspondientes a la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2013, que en el caso de los accionistas significativos ha ascendido a 132 millones de euros. Tampoco se incluyen las acciones de Repsol suscritas en las referidas ampliaciones de capital.

(8) Incluye cuentas remuneradas y depósitos por importe de 667 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 158 millones de euros y de tipo de interés por 115 millones de euros con el grupo Caixa.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2011 por operaciones con partes vinculadas:

	Millones de euros			
GASTOS E INGRESOS:	**Accionistas significativos**	**Administradores y directivos**	**Personas, sociedades o entidades del grupo** (1)	**Total**
Gastos financieros	26	-	-	26
Contratos de gestión o colaboración	-	-	2	2
Arrendamientos	2	-	33	35
Recepciones de servicios	8	-	428	436
Compra de bienes (terminados o en curso) (2)	2.751	-	5.755	8.506
Otros gastos	11	-	18	29
TOTAL GASTOS	2.798	-	6.236	9.034
Ingresos financieros	36	-	18	54
Contratas de gestión o colaboración	-	-	4	4
Arrendamientos	1	-	-	1
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-
Prestaciones de servicios	42	-	34	76
Venta de bienes (terminados o en curso)	109	-	1.262	1.371
Otros ingresos	4	-	80	84
TOTAL INGRESOS	192	-	1.398	1.590

OTRAS TRANSACCIONES	Millones de euros			
	Accionistas significativos	Administradores y directivos (3)	Personas, sociedades o entidades del grupo (1)	Total
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	124	-	-	124
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	-	-	346	346
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	-	-	-	-
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	187	-	-	187
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (4)	783	-	7	790
Garantías y avales prestados (5)	193	-	133	326
Garantías y avales recibidos	70	-	-	70
Compromisos adquiridos (6)	585	-	15.782	16.367
Compromisos / garantías cancelados	1	-	254	255
Dividendos y otros beneficios distribuidos	519	-	-	519
Otras operaciones (7)	1.321	-	-	1.321

(1) Los importes correspondientes a transacciones realizadas con YPF, YPF Gas y las sociedades de su grupo que están incluidas en las cifras que aparecen en la columna *Personas, sociedades o entidades del perímetro* son; (i) Gastos por arrendamientos por importe de 12 millones de euros, (ii) Gastos por la recepción de servicios por importe de 29 millones de euros, (iii) Compras de bienes por importe de 61 millones de euros, (iv) Ingresos financieros por importe de 2 millones de euros, (v) Ingresos por prestación de servicios por importe de 5 millones de euros, (vi) Ingresos por ventas de bienes por importe de 284 millones de euros, (vii) Acuerdos de financiación como prestamista por importe de 49 millones de euros y (viii) Garantías y avales prestados por el Grupo Repsol que garantizaban a otras sociedades consolidadas por el método de la participación del grupo YPF por importe de 46 millones de euros. Adicionalmente se incluían en el epígrafe "*Compromisos adquiridos con personas, sociedades o entidades* del Grupo" 98 millones de euros de compromisos de venta netos de compromisos firmes de compra.

(2) Estas compras incluyen las compras realizadas de acuerdo con el contrato de compra de crudo con duración indeterminada firmado con el Grupo Pemex, que en 2011 ascendía a 85.000 barriles al día.

(3) Ver Nota 34 Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo en lo relativo a las operaciones realizadas con Administradores y directivos. El importe total de los préstamos concedidos a directivos y los dividendos distribuidos es inferior a un millón de euros.

(4) Incluye líneas de crédito por importe de 553 millones de euros con La Caixa.

(5) Incluye 64 millones de euros correspondientes a la garantía concedida por el Grupo en relación con los acuerdos de financiación de Perú LNG, S.R.L. (ver Nota 35).

(6) Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas.

(7) Incluye cuentas remuneradas y depósitos por importe de 416 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 173 millones de euros y de tipo de interés por 209 millones de euros con el grupo Caixa.

Las operaciones realizadas por Repsol, S.A. con las empresas de su Grupo, y éstas entre sí, forman parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

(34) INFORMACIÓN SOBRE MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO

34.1) Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

Las retribuciones devengadas por los Consejeros Ejecutivos, por los conceptos detallados en los apartados a), b) y c) de esta nota, ascienden a la cantidad de 7,7 millones de euros, lo cual representa un 0,37 % del resultado del período atribuido a la

sociedad dominante.

a) Por su pertenencia al Consejo de Administración

De acuerdo a lo dispuesto en el Art. 45 de los Estatutos Sociales, la Sociedad podrá destinar en cada ejercicio a retribuir a los miembros del Consejo de Administración una cantidad equivalente al 1,5% del beneficio líquido, que sólo podrá ser detraída después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y aquellas otras que fueren obligatorias y, de haberse reconocido a los accionistas, un dividendo de, al menos, el 4%.

De acuerdo con el sistema establecido y aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe de las retribuciones a percibir anualmente por la pertenencia a cada uno de los órganos de gobierno corporativo del Grupo ascendió, en los ejercicios 2012 y 2011, a los siguientes importes:

	Euros	
Órgano de Gobierno	2012	2011
Consejo de Administración	176.594	176.594
Comisión Delegada	176.594	176.594
Comisión de Auditoría y Control	88.297	88.297
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	44.149	44.149
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	44.149	44.149

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2012 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 4,812 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

	Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)					
	Consejo	C. Deleg.	C. Audit	C. Nombram.	C. Estrat.	TOTAL
Antonio Brufau	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Luis Suárez de Lezo	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Pemex Internacional España, S.A.	176.594	176.594	-	-	44.149	397.337
Henri Philippe Reichstul	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Paulina Beato	176.594	-	88.297	-	-	264.891
Javier Echenique Landiribar	176.594	176.594	88.297	-	-	441.486
Artur Carulla Font	176.594	176.594	-	44.149	-	397.337
Juan Abelló Gallo	176.594	176.594	-	-	44.149	397.337
José Manuel Loureda Mantiñán	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
Luis Carlos Croissier Batista	176.594	-	-	-	44.149	220.743
Isidro Fainé	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Juan María Nin	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
Ángel Durández Adeva	176.594	-	88.297	-	-	264.891
Mª Isabel Gabarró Miquel	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
Mario Fernández Pelaz	176.594			44.149		220.743

Por otra parte, hay que indicar que:

- Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no tienen concedidos créditos ni anticipos por parte de ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada.

- Ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada, tiene contraídas

obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con ninguno de los miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en los casos del Presidente Ejecutivo, y del Secretario General, para los que, como Consejeros Ejecutivos, rigen los compromisos previstos en sus respectivos contratos mercantiles de prestación de servicios, que contemplan sistemas de aportación definida.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

La remuneración monetaria fija devengada en el año 2012 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 3,351 millones de euros, correspondiendo 2,368 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,983 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

Adicionalmente, la remuneración en especie (vivienda y otros), la variable anual y la variable plurianual, esta última determinada en función del grado de consecución de los objetivos del Programa de Incentivos a Medio Plazo para el personal directivo correspondiente al periodo 2009-2012, devengadas por D. Antonio Brufau, han ascendido a un total de 1,885 millones de euros. La retribución de D. Luis Suárez de Lezo, en concepto de retribución en especie, variable anual y variable plurianual, como partícipe del programa referido anteriormente, ha ascendido a 1,305 millones de euros.

Las referidas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado e) siguiente.

c) Por su pertenencia a Consejos de Administración de filiales

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2012 por los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, multigrupo o asociadas, asciende a 0,445 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Euros		
	YPF	Gas Natural	Total
Antonio Brufau Niubo	19.899	265.650	285.549
Luis Suárez de Lezo Mantilla	19.899	139.150	159.049

d) Por primas de seguro de responsabilidad civil

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y personal directivo del Grupo Repsol.

e) Por pólizas de seguro de vida y jubilación y aportaciones a planes de pensiones y premio de permanencia

El coste de las pólizas de seguro por jubilación, invalidez y fallecimiento y de las aportaciones a planes de pensiones y al premio de permanencia, incluyendo, en su caso, los correspondientes ingresos a cuenta, en el que ha incurrido la Compañía por los miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas en el Grupo ha ascendido en 2012 a 3,037 millones de euros. Corresponden 2,739 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,298 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

A petición de D. Antonio Brufau, Repsol dejará de realizar aportaciones a su plan de pensiones a partir del próximo 12 de marzo de 2013.

f) Incentivos

Los Consejeros que no ocupan puestos ejecutivos en la Compañía no han percibido retribución variable plurianual.

34.2) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2012, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol.

34.3) Operaciones con los administradores

Con independencia de la remuneración percibida, de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares, de otras retribuciones percibidas en su condición de accionistas y, en el caso de los consejeros externos dominicales, de las operaciones descritas en la Nota 33 (Información sobre Operaciones con Partes Vinculadas – Accionistas significativos de la sociedad), los Administradores de Repsol no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, los Consejeros Ejecutivos se han adherido a los ciclos 2011-2014 y 2012-2015 del Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual, descrito en la Nota 19.d) apartado i).

Excepto por lo desglosado en el Anexo III ninguno de los Administradores ni las personas o entidades a ellos vinculados, posee participación alguna, ni ejercen cargos en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Repsol.

Asimismo, excepto por lo desglosado en el Anexo III, ninguno de los Administradores ha realizado, por cuenta propia o ajena, actividades del mismo, análogo o complementario género del que constituye el objeto social de Repsol.

Durante el ejercicio 2012, los acuerdos del Consejo de Administración y de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones relativos a (i) la reelección de Consejeros; (ii) el nombramiento o reelección de miembros de las Comisiones; y (iii) la designación de cargos en seno del Consejo de Administración, se adoptaron sin la participación del Consejero afectado por la correspondiente propuesta.

Asimismo, los Consejeros Ejecutivos no participaron en la adopción de los acuerdos del Consejo de Administración relativos a su retribución por el desempeño de puestos y funciones directivas en la Sociedad.

Finalmente, el acuerdo del Consejo de Administración relativo a la suscripción entre Repsol y Petróleos Mexicanos (Pemex) de una alianza industrial estratégica, aprobado en la reunión de este órgano celebrada el 28 de febrero de 2012, se adoptó con la abstención del Consejero Pemex Internacional España, S.A.

34.4) Retribución del personal directivo

a) Alcance

A efectos de información, en este apartado, Repsol considera "personal directivo" a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol. Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

La información incluida en esta nota corresponde a 8 personas que han formado parte del Comité de Dirección del Grupo durante el ejercicio 2012, excluidos aquellos en los que concurre la condición de consejeros de la sociedad dominante, dado que la información correspondiente a éstos ya ha sido incluida en el apartado 1) de esta nota.

b) Sueldos y salarios

El personal directivo percibe una retribución fija y una retribución variable. Esta última consta de un bono anual, calculado como un determinado porcentaje sobre la retribución fija, que se percibe en función del grado de cumplimiento de determinados objetivos, y, en su caso, del pago correspondiente al plan de incentivos plurianual.

En el ejercicio 2012, la retribución del personal directivo que ha formado parte del Comité de Dirección responde al siguiente detalle:

	Millones de euros
Sueldo	5,211
Dietas	0,325
Remuneración Variable	5,395
Remuneraciones en Especie	0,633

De acuerdo a lo anterior, la retribución total asciende a 11,56 millones de euros.

c) Plan de previsión de directivos y premio de permanencia

El importe de las aportaciones correspondientes a 2012, realizadas por el Grupo para su personal directivo en ambos instrumentos, ha ascendido a 1,520 millones de euros.

d) Fondo de pensiones y primas de seguro

El importe de las aportaciones realizadas por el Grupo en 2012 en relación con los planes de pensiones adaptados a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones que mantiene con el personal directivo (ver en Nota 3.4.18 y Nota 19), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida y accidentes, ha ascendido a 0,528 millones de euros. (Esta cantidad está incluida en la información reportada en el apartado b) anterior).

El personal directivo se encuentra cubierto por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y directivos del Grupo Repsol.

e) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2012, la Sociedad tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,058 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio del 2,8% durante el presente ejercicio. Todos estos créditos fueron concedidos con anterioridad al ejercicio 2003.

34.5) Indemnizaciones al personal directivo

A los miembros del personal directivo al que se refiere esta nota (ver Nota 34.4.a) se les reconoce, en sus respectivos contratos, el derecho a percibir una indemnización en el supuesto de extinción de su relación con la sociedad, siempre que la misma no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de las obligaciones del directivo, por jubilación, invalidez o por su propia voluntad no fundamentada en alguno de los supuestos indemnizables recogidos en los citados contratos.

Dichas indemnizaciones se reconocerán como una provisión y como un gasto de personal únicamente cuando se produzca la extinción de la relación entre el Directivo y el Grupo, si ésta se produce por alguna de las causas que motivan su abono y se haya generado por tanto el derecho a tal percepción. El Grupo tiene formalizado un contrato de seguro colectivo con objeto de garantizar dichas prestaciones a los miembros del personal directivo a que se refiere esta nota (ver Nota 34.4.a), incluido el Consejero Secretario General.

Durante el ejercicio 2012, ningún miembro del personal directivo ha percibido indemnización alguna de Repsol.

34.6) Operaciones con el personal directivo

Aparte de la información referida en los apartados 4 y 5 anteriores de la presente nota y de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares, los miembros del personal directivo de Repsol no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, los miembros del personal directivo (incluyendo los Consejeros Ejecutivos) se han adherido a los ciclos 2011-2014 y 2012-2015 del Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual, descrito en la Nota 19.d) apartado i), comprando un total de 211.006 acciones.

(35) CONTINGENCIAS, COMPROMISOS Y GARANTÍAS

35.1) Contingencias legales o arbitrales

35.1.1) Procedimientos iniciados como consecuencia de la expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. (Ver Nota 5).

El 16 de abril de 2012, la Presidenta de Argentina anunciaba al país la expropiación del 51% de las acciones “Clase D” de la principal petrolera del país, YPF S.A. de titularidad del Grupo español Repsol. Días más tarde lo extendería también al 60% de la participación del Grupo Repsol en la empresa argentina YPF Gas S.A. empresa distribuidora de gas butano y propano. Dicha participación representa un 51% del

capital social de YPF Gas S.A. Asimismo, ese mismo 16 de abril ordenó la intervención, procediendo a expulsar por la fuerza a directivos y miembros del Comité de Dirección y a tomar el control de la gestión (Decretos 530 y 557). Al mismo tiempo, se tramitó en 21 días una Ley excepcional, la Ley de Expropiación Nº 26.741 de las acciones del Grupo Repsol en YPF e YPF Gas, por la que el Estado argentino además de declarar de utilidad pública y sujetas a expropiación las participaciones accionariales referidas, dispuso la ocupación temporánea por parte del Poder Ejecutivo Nacional de los derechos inherentes a las acciones del Grupo Repsol sujetas a expropiación, a pesar de no mediar sentencia judicial alguna y sin haber compensado o consignado previamente el valor de las acciones afectadas.

Pese a declarar "de interés público […] el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos", la indicada ocupación temporánea y la subsiguiente expropiación afectan solo a YPF S.A. y a YPF Gas, S.A. y no a otras empresas petroleras en Argentina. siendo, el Grupo Repsol el único accionista perjudicado y no otros accionistas

A través del Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones, suscrito entre España y Argentina en 1991, el Estado argentino se comprometió a proteger las inversiones realizadas por los inversores del otro Estado, España (artículo III.- apartado 1), a no obstaculizar, mediante medidas injustificadas o discriminatorias la gestión, el mantenimiento ó el disfrute de tales inversiones; prometió garantizar un tratamiento justo y equitativo de las inversiones realizadas por los inversores españoles (artículo IV-1). Además, en caso de nacionalización o expropiación, Argentina se obligó a no actuar discriminatoriamente contra los inversores españoles y prometió que pagaría al inversor expropiado sin demora injustificada una indemnización adecuada, en moneda convertible (artículo V). Asimismo, Argentina asumió que reconocería a los inversores españoles cualquier tratamiento más favorable que Argentina hubiera reconocido a favor de otros inversores extranjeros (artículoIV-, apertados 1 y 2).

Por otro lado, en el ámbito local argentino, la Constitución de la Nación establece (artículo 17) que "*la propiedad es inviolable, y ningún habitante de la Nación puede ser privado de ella, sino en virtud de sentencia fundada en ley. La expropiación por causa de utilidad pública, debe ser calificada por ley y previamente indemnizada.* […]. *Ningún cuerpo armado puede hacer requisiciones, ni exigir auxilios de ninguna especie*." Asimismo proclama (artículo 20) que "*los extranjeros gozan en el territorio de la Nación de todos los derechos civiles del ciudadano; pueden ejercer su industria, comercio y profesión; poseer bienes raíces, comprarlos y enajenarlos* […]."

Además, con ocasión de la privatización de YPF S.A. y para atraer inversores extranjeros, en 1993 el Estado argentino modificó el Estatuto Social de YPF, S.A. para asegurar a los inversores que, cuando el Estado o cualquier otro interesado quisiera hacerse con el control de YPF, S.A. o adquirir un 15% o más de su capital social, sólo podría hacerlo formulando una oferta pública de adquisición (OPA) sobre la totalidad de las acciones de YPF, S.A. a un precio justo calculado con arreglo a una fórmula determinada prevista en el propio Estatuto recogido en los artículos 7 y 28 del Estatuto Social de YPF S.A. y publicitado en el folleto informativo que registró entonces YPF ante la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos Y, en tanto esto no se hiciera, el Estatuto Social de YPF S.A. dispone que la participación del Estado argentino en YPF S.A. no se puede computar a efectos de quórum en las Asambleas de la compañía ni tiene derechos de voto ni económicos.

El Grupo Repsol considera ilegítima las expropiaciones mencionadas y ejercerá cuantas acciones legales le correspondan y sean pertinentes en defensa de sus derechos e intereses y para la reparación íntegra del grave daño sufrido.

Como actuaciones legales más relevantes llevadas a cabo hasta el momento se destacan las siguientes:

1.- *Controversia bajo el Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones.*

El 10 de mayo de 2012, Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. enviaron a la Presidenta de la República Argentina una notificación formal de controversia relativa a la expropiación de la participación en YPF S.A. e YPF Gas S.A. titularidad del Grupo Repsol y otros actos conexos, y de inicio del plazo para su resolución amigable al amparo del Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina. Desde entonces Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. han reiterado esta petición de conversaciones amistosas previstas en el Tratado, pero la República Argentina se ha negado en repetidas ocasiones a reunirse con representantes del Grupo Repsol, aduciendo varios pretextos formales.

El 3 de diciembre de 2012, transcurrido el plazo de 6 meses desde que se notificó a la República Argentina la existencia de la controversia relativa a la expropiación de la participación en YPF S.A. e YPF Gas S.A., Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. presentaron ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (el "CIADI") la solicitud de inicio de un procedimiento de arbitraje contra la República Argentina, por violación del citado Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina, firmado el 3 de octubre de 1991.

El escrito de solicitud de arbitraje señala, de manera resumida, las cuestiones de hecho y de derecho a ser consideradas. El pasado 18 de diciembre de 2012 el CIADI registró la solicitud de arbitraje. Aún está pendiente la constitución del tribunal de arbitraje. Una vez éste haya sido constituido, las partes deberán presentar sus escritos de alegaciones completos sobre el fondo del asunto. En dichos escritos de alegaciones, Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. concretarán las reparaciones y compensaciones a reclamar a la República Argentina, sin perjuicio de la posibilidad de las partes de poner fin al procedimiento en cualquier momento en caso de alcanzarse un acuerdo entre ellas.

Repsol considera que tiene sólidos argumentos legales para reclamar la restitución de las acciones expropiadas y una indemnización adecuada por la República Argentina por los daños y perjuicios que ha sufrido por la expropiación de YPF S.A. y de YPF Gas S.A.

2.- Demandas por inconstitucionalidad de la intervención de YPF e YPF Gas por el Gobierno argentino y de la ocupación temporánea por éste de los derechos sobre el 51% de las acciones de YPF S.A., e YPF Gas S.A. titularidad de Repsol.

El 1 de junio de 2012, el Grupo Repsol presentó ante los Tribunales argentinos dos demandas (una en relación con YPF S.A. y otra en relación con YPF Gas S.A.) solicitando la declaración de inconstitucionalidad: (i) de los artículos 13 y 14 de la Ley Nº 26.741 ("Ley de Expropiación") y de cualquier otra norma, resolución, acto, instrucción y/o actuación emitidos y/o realizados bajo esas normas, por violar en

forma manifiesta los artículos 14, 16 ,17, 18 y 28 de la Constitución Nacional Argentina; (ii) del Decreto PEN Nº 530/2012, del Decreto PEN Nº 532/2012 y del Decreto PEN Nº 732/2012 (conjuntamente, los "Decretos"), y de cualquier otra norma, resolución, acto, instrucción y/o actuación emitidos y/o realizados bajo los Decretos, por ser contrarios a los artículos 1, 14, 16, 17, 18, 28, 75, 99 y 109 de la Constitución Nacional Argentina. También se solicitaron ciertas medidas cautelares que fueron desestimadas. La cuestión será resuelta por la jurisdicción contencioso-administrativa federal. Respecto a las medidas cautelares solicitadas en relación con YPF Gas S.A., la Cámara de Apelaciones desestimó el recurso de apelación presentado por el Grupo Repsol contra la desestimación en primera instancia de las medidas cautelares solicitadas. El Grupo Repsol solicitó que se ordenase dar traslado de la demanda la cual fue notificada en la Secretaría General de la Presidencia de la Nación. El siguiente hito será la contestación a la demanda por parte del Estado Nación, cuyo plazo vence el próximo 4 de abril de 2013.

El Grupo Repsol considera que dispone de argumentos sólidos para que los tribunales de Argentina reconozcan a Repsol la inconstitucionalidad de la intervención y la ocupación temporánea de YPF.

3.- "Class Action Complaint"ejercitada en el Distrito Sur de Nueva York en relación con el incumplimiento por el Estado argentino de su obligación de lanzar una oferta pública de adquisición sobre las acciones de YPF antes de tomar el control de la sociedad.

El 15 de mayo de 2012 Repsol, junto con Texas Yale Capital Corp., presentó una *class action complaint* (demanda en representación de los intereses colectivos del conjunto de accionistas de la Clase D de YPF, con exclusión de la parte de esas acciones sujetas a la expropiación por el Estado argentino) en el Distrito Sur de Nueva York. El objeto de esta demanda es: (i) que se declare la obligación del Estado argentino de lanzar una oferta pública de adquisición de acciones de la Clase D en los términos del Estatuto de YPF, (ii) que se declare que las acciones ocupadas sin esta oferta pública de adquisición están privadas de derechos de voto y económicos; (iii) que se ordene al Estado argentino de abstenerse de ejercer derechos de voto o económicos sobre las acciones ocupadas hasta que no lance una oferta pública de adquisición; y (iv) que el estado argentino indemnice los daños y perjuicios causados por el incumplimiento de la obligación de lanzar la oferta pública de adquisición (los daños y perjuicios reclamados no están cuantificados aún en el Procedimiento).

Esta demanda se encuentra actualmente en proceso de notificación al Estado argentino.

Repsol considera que dispone de argumentos sólidos para que se le reconozca su derecho correspondiente a las acciones de YPF no expropiadas.

4.- Demanda de solicitud de información ante el Distrito Sur de Nueva York por la falta de presentación por YPF, bajo la intervención del Estado argentino, del formulario 13D exigido por la Securities and Exchange Commission (SEC).

El 12 de mayo de 2012, Repsol presentó ante el Distrito Sur de Nueva York una demanda solicitando que se requiera al Estado argentino que cumpla con sus obligaciones de información de conformidad con la sección 13(d) de la *Securities Exchange Act* estadounidense. Esa sección exige que quien adquiera directa o indirectamente el control sobre más de un 5% de una clase de acciones de una

sociedad cotizada en los EE.UU., presente cierta información (a través de un formulario denominado 13D), entre la que se incluye el número de acciones que controla, la fuente y el monto de los fondos que utilizará para la adquisición de esas acciones, información de cualesquiera contratos, acuerdos o entendimientos con cualquier tercero en relación con las acciones de la sociedad en cuestión, y los planes de negocio y gobierno que el controlante tiene en relación con esa sociedad.

La demanda fue notificada al Estado argentino. Actualmente se está discutiendo si el caso tiene base legal suficiente para que los tribunales estadounidenses puedan enjuiciar el fondo del asunto ("*Motion to Dismiss*").

Repsol considera que tiene sólidos argumentos en derecho para que su reclamación sea reconocida.

35.1.2) Otros procedimientos judiciales y de Arbitraje

A 31 de diciembre de 2012, el balance consolidado de Repsol incluye provisiones por litigios por un importe total de 57 millones de euros (excluyendo las provisiones por contingencias fiscales detalladas en la Nota 25 "*Situación fiscal*" en su apartado "*Otra información con trascendencia fiscal*"). Este importe se encuentra registrado en el epígrafe "*Otras provisiones*" en la tabla de la Nota 18.

Las sociedades del Grupo Repsol pueden ser parte en determinados procedimientos judiciales y arbitrales en el curso ordinario de sus actividades. A continuación, se recoge un resumen de los más significativos, y su situación a la fecha de cierre de las presentes Cuentas Anuales.

Como resultado del proceso de expropiación del grupo YPF, los procedimientos citados a continuación no incluyen procedimientos legales en los Estados Unidos de América y Argentina, en los que únicamente YPF S.A. o subsidiarias de YPF fueran demandadas .

Argentina

Reclamaciones de ex-empleados de YPF (Programa de Propiedad Participada)

Un antiguo empleado de YPF antes de su privatización (1992), excluido del Plan Nacional de opciones sobre acciones para empleados de la YPF estatal (PPP), impulsado en su día por el Gobierno argentino ha interpuesto en Bell Ville (Córdoba, Argentina) una demanda contra YPF S.A. y Repsol solicitando el reconocimiento de su condición de accionista en dicha sociedad. Asimismo, la denominada "Asociación de Antiguos Empleados de YPF" se ha personado en el procedimiento, en representación de otros antiguos empleados excluidos del PPP. Repsol entró en el capital de YPF en 1999.

El Juzgado Federal de Primera Instancia de Bell Ville, estimó inicialmente una solicitud de medidas cautelares (la "Medida Cautelar") presentada por la parte actora y acordó la suspensión de cualquier venta de acciones de YPF o cualquier otra operación que implicase la venta, cesión o traspaso de acciones de YPF llevada a cabo por Repsol o por YPF, salvo que el demandante u otros beneficiarios del PPP (actuando a través de la Asociación de Antiguos Empleados de YPF) estuviesen involucrados o participasen en dichas operaciones. Contra dicha medida cautelar, YPF y Repsol interpusieron recurso de apelación ante la Cámara Federal de Córdoba. El Juzgado Federal de Primera instancia admitió a trámite la apelación, suspendiendo los

efectos de la Medida Cautelar. Paralelamente, en marzo de 2011, YPF obtuvo del Juez Federal de lo Contencioso-administrativo de Buenos Aires la reducción de la Medida Cautelar a solo el 10% del capital que Repsol poseía de YPF. Es decir, permite a Repsol la libre disposición de sus acciones de YPF, siempre y cuando Repsol continúe ostentando, directa o indirectamente, al menos un 10% de dicho capital social. De conformidad con la jurisprudencia del Tribunal Supremo de Argentina (confirmando numerosos fallos de los Juzgados de Apelación), ninguna de ambas compañías demandadas debería ser declarada responsable por demandas de esta naturaleza relativas al PPP. En virtud de la Ley número 25.471, el Gobierno Nacional asumió con carácter exclusivo cualquier responsabilidad sobre el tema, indemnizando a su cargo a antiguos empleados de YPF excluidos del PPP, de acuerdo con el procedimiento que en ella se establece. Con fecha 21 de julio de 2011, el juez de Primera Instancia resolvió haber lugar a la excepción de incompetencia planteada por YPF S.A. y Repsol, S.A. y ordenó remitir las actuaciones al Juzgado Federal en turno con competencia en la causa de la ciudad autónoma de Buenos Aires, decisión que ha sido confirmada por la Cámara de Apelaciones el 15 de diciembre de 2011. Esta Cámara ordenó modificar la decisión del juez de primera instancia de Bell Ville, limitándola solamente al 10% de las acciones en poder de Repsol, S.A. de las cuales los actores reclaman su titularidad. La sentencia se encuentra firme. En abril 2012 el expediente quedó radicado en el Juzgado Nacional en lo Contencioso-Administrativo Federal de la Capital Federal nº12, quién el 30 de mayo de 2012 resolvió inhibirse de oficio para conocer la causa Karcz y dispuso la remisión de ambos expedientes al Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Civil y Comercial Federal nº 9. La parte actora apeló esta decisión y dicho recurso fue concedido el 23 de agosto de 2012. El 5 de febrero de 2013 la Cámara Nacional en lo Contencioso Administrativo resolvió que el fuero competente era el Civil y Comercial Federal y ordenó la remisión del expediente al Juzgado Federal en lo Civil y Comercial nº 9.Por otra parte, con fecha 23 de agosto de 2012 se presentó en este expediente un escrito solicitando la inhibitoria de la competencia de la Jueza titular del Juzgado de Primera Instancia del Trabajo de Río Grande a cargo de la causa López, Osvaldo Federico y otros contra Repsol, S.A. según incidente de Medida Cautelar (expediente nº4444)) indicado a continuación. El Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso-Administrativo Federal proveyó que no corresponde que el Tribunal se pronuncie sobre este último asunto en tanto no se resuelvan las cuestiones de competencia mencionadas.

Reclamación de López, Osvaldo Federico y otros contra Repsol, S.A. según incidente de Medida Cautelar (expediente nº4444).

Repsol ha tenido conocimiento a través de la información del "hecho relevante" publicado por YPF S.A. el 26 de abril de 2012 de la existencia de una medida cautelar de no innovar dictada el pasado 20 de abril de 2012 notificada a YPF S.A. en trámite ante el Juzgado de Primera Instancia del Trabajo de Río Grande, Provincia de Tierra del Fuego, mediante la cual se ordena suspender el ejercicio de los derechos políticos y patrimoniales contemplados en el Estatuto de YPF respecto a las 45.215.888 de ADS, cada una representando una acción ordinaria clase D de YPF S.A. vendidas por Repsol durante marzo de 2011, en tanto se resuelva la nulidad planteada en dichas actuaciones. Repsol se personó espontáneamente y presentó recurso de reposición con apelación en subsidio respecto de la mencionada medida cautelar el 30 de mayo de 2012.

Posteriormente, Repsol ha tenido conocimiento, a través de la información del "hecho relevante" publicado por YPF el 1 de junio de 2012, de la notificación a YPF de la resolución de 14 de mayo de 2012 que modifica la mencionada medida cautelar, remplazándola por la indisponibilidad de los fondos que pudiera percibir Repsol por el pago de la expropiación de sus acciones que a sus efectos fijare el Tribunal de

Tasaciones de la Nación. Dicha resolución señala que ha quedado sin efecto la medida cautelar anterior, por lo que los titulares de las acciones pueden ejercer libremente los derechos inherentes a las mismas. Con fecha 18 de junio de 2012, Repsol presentó recurso de reposición, con apelación en subsidio, contra la modificación de la medida cautelar anteriormente mencionada.

El 31 de agosto de 2012 la jueza dispuso rechazar el recurso de reposición con apelación en subsidio presentado por Repsol contra las resoluciones de 20 de abril de 2012 y 14 de mayo de 2012, resolución contra la que Repsol interpuso recurso de queja, asimismo rechazado. Frente a esta última resolución, Repsol interpuso un recurso de reposición con apelación en subsidio. Se ha ordenado la elevación de las actuaciones a la Cámara para el tratamiento del recurso.

Por otra parte, en el expediente López, Osvaldo Federico y otros contra Repsol, S.A sobre amparo- nº 4440) Repsol fue notificada de la demanda interpuesta con fecha 25 de junio de 2012, contestando a la misma el 28 de agosto de 2012. El 20 de septiembre de 2012 la jueza dispuso rechazar, entre otros, los argumentos de incompetencia y falta de legitimación planteados por Repsol, recurriendo en apelación, recurso que fue denegado. Actualmente se encuentra en la Cámara a los efectos de resolver el recurso de queja planteado por Repsol.

Reclamación interpuesta contra Repsol e YPF por la Unión de Consumidores y Usuarios

La actora reclama el reintegro de todas y cada una de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el período 1993/2001, en concepto de sobreprecio del producto antes mencionado. El reclamo en lo que se refiere al período 1993 a 1997 se basa en la sanción impuesta a YPF S.A. por la Secretaría de Industria y Comercio, mediante la resolución de 19 de marzo de 1999. Cabe destacar que Repsol nunca participó en el mercado de GLP en Argentina y que quien resultó sancionada por abuso de posición dominante fue YPF S.A. y que se ha alegado la prescripción de la acción. Se ha abierto la causa a prueba y actualmente se está produciendo la misma. El Juicio es por la suma de 91 millones de pesos argentinos (17 millones de euros) para el periodo 1993/1997, suma que actualizada ascendería a 365 millones de pesos argentinos (66 millones de euros) a lo que habría que agregar el importe correspondiente al período 1997 al 2001, todo ello más intereses y costas.

Estados Unidos de América

Litigio del Rio Passaic/ Bahía de Newark.

Los hechos a los que se hace referencia en este apartado están relacionados con algunas contingencias medioambientales así como con la venta por Maxus Energy Corporation ("Maxus") de su antigua filial petroquímica, Diamond Shamrock Chemical Company ("Chemicals") a una filial de Occidental Petroleum Corporation ("Occidental"). Maxus acordó indemnizar a Chemicals y Occidental frente a ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio y las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986, fecha de cierre de la operación, incluyendo ciertas responsabilidades medioambientales relacionadas con plantas químicas y vertidos de residuos utilizados por Chemicals con anterioridad a dicha fecha. Con posterioridad (1995), Maxus fue adquirida por YPF y posteriormente (1999) Repsol adquirió YPF.

En diciembre de 2005, el Department of Environmental Protection (DEP) y el Spill

Compensation Fund de New Jersey demandaron a Repsol YPF S.A. (actualmente denominada Repsol S.A.), YPF S.A., YPF Holdings Inc., CLH Holdings Inc., Tierra Solutions Inc., Maxus Energy Corporation, así como a Occidental Chemical Corporation. En agosto de 2010, la demanda se amplió a YPF International S.A. y a Maxus International Energy Company. Se trata de una demanda de reclamación de daños en relación con la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Diamond Shamrock Chemical Company en Newark y que supuestamente contaminó el río Passaic, la Bahía de Newark y otras aguas y propiedades cercanas (el litigio del río Passaic y la bahía de Newark).

En febrero de 2009, Maxus y Tierra trajeron al proceso, como terceros ("Third Parties"), a otras 300 compañías (incluyendo ciertos municipios) que podrían tener responsabilidad.

El DEP no ha cuantificado los daños, pero:

a) sostuvo que el límite de 50 millones de dólares (37 millones de euros) en daños y perjuicios en virtud de la legislación de Nueva Jersey no sería aplicable al caso;

b) alegó que se ha incurrido en aproximadamente 113 millones de dólares (85 millones de euros) en el pasado en costes de limpieza y remediación, y está buscando una compensación adicional de entre 10 y 20 millones de dólares (entre 7 y 15 millones de euros) para financiar un estudio para evaluar los daños de los recursos naturales (Natural Resources Damages Assesment), e

c) indicó que está preparando modelos financieros de costes y de otros impactos económicos, que hasta la fecha no se conocen.

En octubre de 2010 algunas terceras partes plantearon varias mociones "*motions to sever and stay*" para suspender el juicio respecto de ellos. No obstante, dichas mociones han sido rechazadas. Asimismo, algunas terceras partes presentaron mociones "*motions to dismiss*" (falta de legitimación pasiva) con el fin de salirse del proceso. Sin embargo, dichas mociones fueron igualmente rechazadas en enero de 2011.

En mayo de 2011, el Tribunal aprobó la "*Case Management Order XVII*" (CMO XVII), por la que se ordena el calendario procesal (Trial Plan), dividiéndolo en distintos incidentes procesales (*tracks*).

De acuerdo con lo previsto en el calendario procesal, el Estado y Occidental presentaron las correspondientes mociones (*"motions for summary judgment")*. Sobre estas mociones el Tribunal ha fallado lo siguiente: (i) Occidental es el sucesor legal de las responsabilidades incurridas por la corporación anteriormente conocida como Diamond Alkali Corporation, Diamond Shamrock Corporation and Diamond Shamrock Chemicals Company; (ii) el Tribunal ha denegado la moción del Estado, en tanto en cuanto el Estado pretendía una declaración de que los hechos probados en el juicio "Aetna" deberían ser de aplicación al caso de Occidental y Maxus sobre la base de la doctrina *"collateral estoppel"*; (iii) el Tribunal ha fallado que Tierra tiene responsabilidad frente al Estado de conformidad con la "*Spill Act*" de Nueva Jersey por el mero hecho de ostentar la propiedad sobre los terrenos en los que se encontraba la planta de Lister Avenue: (iv) la Corte ha fallado que Maxus tiene una obligación bajo el "*Stock Purchase Agreement"* de 1986 de mantener indemne a Occidental por cualquier responsabilidad del "*Spill Act*" derivada de los contaminantes vertidos desde la planta de Lister Avenue.

Posteriormente, y de conformidad con el calendario procesal, el Estado y Occidental presentaron nuevas mociones (*"motions for summary judgement")* contra Maxus. El 21 de mayo de 2012, la Corte resolvió tales mociones acordando que: (i) Maxus no era responsable como sucesor de "Diamond Shamrock". La Corte confirmó que Occidental es el verdadero sucesor, aunque deja abierta la posibilidad de volver a analizar el tema de la sucesión, en caso de que se considere, más adelante en el proceso, que existen daños punitivos; (ii) no se puede reinterpretar los términos del *"Indemnity Agreement"* entre Maxus y Occidental, por lo que el Estado de New Jersey, no tiene derecho a reclamar directamente dicha *indemnity* contra Maxus, ya que el Estado de New Jersey no es parte del contrato; y (iii) Maxus puede considerarse como *alter ego* de Tierra. Para llegar a esa conclusión, la Corte señala que Tierra era a todos los efectos una "cascara" o "caparazón" que se creó para evitar las responsabilidades históricas. Por ello, y como consecuencia de que Maxus es considerada alter ego de Tierra, la Corte establece que Maxus es responsable bajo la *Spill Act* en la misma medida que Tierra.

El Juez ha modificado el calendario procesal fijando el acto del juicio para febrero de 2014.

Con base en la información disponible a la fecha de los estados financieros y considerando asimismo el tiempo estimado que quedaría para la finalización del juicio, los resultados de las investigaciones y/o pruebas, no es posible estimar razonablemente la cuantía de los eventuales daños objeto del pleito.

Brasil

Existen reclamaciones administrativas de las Autoridades estatales brasileñas relativas a formalidades en la importación y circulación de equipos industriales para la exploración y producción de hidrocarburos en campos no operados por el Grupo Repsol. El importe de dichas reclamaciones que correspondería al Grupo Repsol por su participación en los consorcios no operados sería de 146 millones de euros.

Ecuador

Reclamación presentada por Ecuador TLC (Petrobras)

En relación con la demanda interpuesta por Ecuador TLC, S.A. (Petrobras) ("Ecuador TLC") contra Repsol Ecuador S.A. (Sucursal Ecuador), Murphy Ecuador Ltd. (Amodaimi)("Murphy") y Canam Offshore Ltd. ("Canam") y que se sigue ante el Centro Internacional de Resolución de Disputas (ICDR) en relación con el Acuerdo de Transporte suscrito entre la compañía demandante y Murphy Ecuador Limited y Canam Offshore y otras reclamaciones relacionadas, el Tribunal Arbitral ha dictado con fecha 16 de noviembre de 2012 orden procesal por la que declara carecer de competencia para conocer de la reclamación interpuesta por Ecuador TLC contra Repsol Ecuador y la correspondiente reconvención de Repsol Ecuador contra Ecuador TLC, por lo que Repsol Ecuador ha dejado de ser parte en este proceso arbitral.

35.2) Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2012 los principales compromisos firmes de compras, ventas o inversiones del Grupo Repsol son los siguientes:

Compromisos de gasto e inversión	2013	2014	2015	2016	2017	Ejercicios posteriores	Total
Arrendamientos operativos [1]	**336**	**246**	**223**	**213**	**201**	**1.279**	**2.498**
Trasnsporte - Time Charter [2]	151	94	77	72	72	534	**1.000**
Arrendamientos operativos [3]	185	152	146	141	129	745	**1.498**
Compromisos de compra	**8.631**	**5.459**	**4.673**	**4.023**	**4.180**	**33.878**	**60.844**
Crudo y otros [4]	2.974	326	253	260	209	235	**4.257**
Gas natural [5]	5.657	5.133	4.420	3.763	3.971	33.643	**56.587**
Compromisos de inversión [6]	**1.840**	**1.308**	**521**	**581**	**203**	**1.508**	**5.961**
Prestación de servicios	**588**	**407**	**336**	**301**	**212**	**956**	**2.800**
Compromisos de transporte [7]	**143**	**138**	**142**	**164**	**203**	**822**	**1.612**
TOTAL [8]	**11.538**	**7.558**	**5.895**	**5.282**	**4.999**	**38.443**	**73.715**

Nota: Los compromisos detallados en esta tabla consisten en acuerdos comerciales en los que no se establecen importes totales fijos. Estos compromisos han sido cuantificados utilizando las mejores estimaciones de Repsol. Tras la pérdida de control por parte del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. (ver Nota 5 Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.), aquellos compromisos correspondientes a dichas sociedades no se consideran compromisos del Grupo.

(1) Los gastos registrados por arrendamientos operativos a 31 de diciembre de 2012 y 2011, ascienden a 523 y 679 millones de euros, respectivamente.

(2) Repsol dispone actualmente en régimen de "time charter" de 38 buques tanque, cinco de ellos a través de Gas Natural Fenosa, para el transporte de crudo, productos petrolíferos y gas natural, cuyos fletamentos finalizan a lo largo del período 2013 – 2019. El importe a satisfacer por estos petroleros asciende a 151 millones de euros para el ejercicio 2013 (ver Nota 23).

(3) Corresponde, principalmente, a arrendamientos de estaciones de servicio por importe de 53 millones de euros en el ejercicio 2013. Adicionalmente recoge compromisos de arrendamientos que están garantizados por Repsol, S.A. en su filial Guará, B.V. (ver Nota 35.3).

(4) Estas compras incluyen las realizadas de acuerdo con el contrato de compra de crudo firmado con el Grupo Pemex con duración indeterminada, que en 2012 asciende a 100.000 barriles al día. Adicionalmente incluye las compras al amparo del acuerdo firmado con Saudi Arabian Oil Company que se renueva anualmente por un volumen de 75.000 barriles al día (ver Nota 33).

(5) Incluye fundamentalmente la parte correspondiente al Grupo Repsol de los compromisos de compra de gas natural a largo plazo del Grupo Gas Natural por importe de 32.420 millones de euros, compromisos del Grupo Repsol de compra de gas en Trinidad y Tobago por importe de 3.452 millones de euros, en Perú por importe de 12.542 millones de euros, en Canadá por importe de 6.421 millones de euros y en España por importe de 1.751 millones de euros.

(6) Incluye compromisos de inversión en Venezuela y Brasil por importe de 1.565 y 1.213 millones de euros respectivamente.

(7) Incluye 384 millones de euros correspondientes al acuerdo que firmó Repsol Ecuador, S.A. el 30 de enero de 2001, con Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador, S.A., propietaria de un oleoducto de crudos pesados en Ecuador, en virtud del cual se comprometió a transportar la cantidad de 100.000 barriles/día de crudo (36,5 millones de barriles/año) durante un período de 15 años, contados desde la fecha de su puesta en funcionamiento, en septiembre de 2003, a una tarifa variable determinada según contrato. Además se incluyen 1.227 millones de euros por el transporte de gas natural en otros países.

(8) Incluye compromisos de sociedades integradas proporcionalmente por importe de 20.349 millones.

Venta	2013	2014	2015	2016	2017	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de venta	**9.638**	**3.192**	**2.870**	**2.306**	**2.381**	**22.904**	**43.291**
Crudo y otros	6.635	277	194	186	177	915	8.384
Gas natural [1] [2]	3.003	2.915	2.676	2.120	2.204	21.989	34.907
Compromisos de transporte	**8**	**8**	**8**	**8**	**9**	**18**	**59**
Prestación de servicios	**548**	**558**	**574**	**542**	**485**	**2.675**	**5.382**
Arrendamientos	**159**	**160**	**148**	**169**	**163**	**968**	**1.767**
TOTAL [3]	**10.353**	**3.918**	**3.600**	**3.025**	**3.038**	**26.565**	**50.499**

Nota: Los compromisos detallados en esta tabla consisten en acuerdos comerciales en los que no se establecen importes totales fijos. Estos compromisos han sido cuantificados utilizando las mejores

estimaciones de Repsol. Tras la pérdida de control de YPF S.A. e YPF Gas S.A. (ver Nota 5 Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.), estas sociedades perdieron su consideración de entidades del Grupo, y por lo tanto la tabla anterior no recoge los compromisos correspondientes a dichas sociedades.

(1) Incluye fundamentalmente los compromisos de venta de gas natural en Méjico por importe de 11.079 millones de euros, en Trinidad y Tobago por importe de 4.260 millones de euros, en España por importe de 2.387 millones de euros y la parte correspondiente al Grupo Repsol de los compromisos de venta de gas natural a largo plazo del grupo Gas Natural Fenosa por importe de 5.443 millones de euros.
(2) Incluye asimismo los compromisos de venta de gas natural de acuerdo con el contrato con PDVSA que establece la obligación recíproca de entrega y adquisición de aproximadamente 2.424.048 Mscf con vencimiento en 2036 por importe de 9.867 millones de euros.
(3) Incluye compromisos de sociedades integradas proporcionalmente por importe de 7.553 millones.

35.3) Garantías

A 31 de diciembre de 2012 las compañías del Grupo Repsol han prestado las siguientes garantías a terceros o a compañías del Grupo cuyos activos, pasivos y resultados no se incorporan en los estados financieros consolidados (compañías integradas proporcionalmente en la proporción no poseída por el Grupo y sociedades puestas en equivalencia). A continuación se describen aquellas de importe significativo:

- Como consecuencia del desarrollo del campo BMS-9 de Repsol Sinopec Brasil (RSB) sociedad participada en un 60% por Repsol, S.A., RSB asumió proporcionalmente obligaciones contractuales en relación a su participación en el alquiler de dos plataformas flotantes de producción a través de Guara B.V, sociedad participada en un 25% por RSB. Estas obligaciones fueron garantizadas por Repsol S.A. con dos garantías que se describen a continuación.

  Una primera garantía por importe de 790 millones de dólares por una de las plataformas, que cubre hasta el 25% de los compromisos asumidos por Guara B.V., porcentaje que se corresponde con la participación que RSB tiene en esta sociedad. A su vez, China Petrochemical, sociedad del grupo Sinopec que coparticipa con Repsol, S.A. en el 40% de RSB, emitió a favor de Repsol S.A. una contragarantía por importe de 316 millones de dólares que cubre el 40% de dichos compromisos, con lo que se reparte la exposición de ambos grupos a su porcentaje accionarial en RSB. Los importes correspondientes a estas obligaciones de pago por alquiler están recogidos en la tabla de compromisos por arrendamientos de la Nota 35.2.

  La otra garantía por importe de 576 millones de dólares, es contingente al cumplimiento por el proveedor de sus obligaciones contractuales y el consiguiente devengo de obligaciones de pago por parte de Guara B.V., en relación al alquiler de la otra plataforma flotante, que se estima que se producirá a partir de julio de 2014. El importe cubriría el 60% del 25% de los compromisos asumidos por Guara B.V. En este caso, el 40% restante está directamente garantizado por China Petrochemical.

  Tanto las garantías de Repsol, como la contragarantía de China Petrochemical, se emitieron por importes máximos que disminuyen anualmente en función de la vida del contrato de arrendamiento de las plataformas, que tienen una duración de veinte años.

- El Grupo ha otorgado garantías por su participación en Oleoducto de Crudos Pesados de Ecuador, S.A. (OCP) que abarcan la construcción, el abandono de la construcción y los riesgos medioambientales relacionados con esta operación por

aproximadamente, 15 millones de dólares (12 millones de euros) así como los riesgos operativos de la misma por importe de, aproximadamente, 15 millones de dólares (12 millones de euros). El Grupo ha pignorado todas sus acciones de OCP.

- Repsol ha firmado determinados contratos de soporte y garantías en relación con los acuerdos de financiación de Perú LNG, S.R.L., sociedad que fue constituida para construir y operar una planta de licuación de gas, incluyendo una terminal marina de carga, en Pampa Melchorita en Perú, así como un gasoducto. Estas garantías cubren las necesidades de fondos de Perú LNG en ciertos supuestos de precio y de no disponibilidad de gas para cumplir sus obligaciones de Delivery or Pay con Repsol Comercializadora de Gas, S.A, así como para cubrir sus gastos operativos y el servicio de la deuda. Estas garantías se han otorgado conjuntamente con el resto de socios del proyecto, cada uno en la proporción de su participación en el capital de Perú LNG. En el caso de Repsol el importe total estimado en su proporción es de 83 millones de dólares (64 millones de euros) y a partir del año 2021, ascenderá a 224 millones de dólares (174 millones de euros).

Por otro lado, el grupo ha otorgado garantías financieras pignoraticias, de las reguladas en el Real Decreto Ley 5/2005, sobre acciones de Gas Natural SDG propiedad del Grupo Repsol en relación con la financiación recibida de varias entidades financieras que se describe en el apartado "*Pasivos financieros*" de la Nota 20.

Adicionalmente el Grupo Repsol, otorga otro tipo de garantías e indemnizaciones, principalmente, indemnizaciones en relación con la venta de activos, eventuales responsabilidades por las actividades y operaciones del Grupo en todos sus negocios, incluidos los de naturaleza medioambiental, todo ello dentro del curso normal de las operaciones del Grupo Repsol y la práctica general de la industria.

(36) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE

El sistema de gestión de seguridad y medio ambiente está constituido por normas, procedimientos, guías técnicas y herramientas de gestión que son de aplicación en todas las actividades de la compañía y que incorporan exigentes requerimientos, estando en continua actualización para su adaptación a las mejores prácticas del sector. El Grupo impulsa la certificación ISO 14001 en sus instalaciones como base para promover la mejora continua y obtener una validación externa de nuestros sistemas de gestión.

El Comité de Dirección de Repsol establece los objetivos y las líneas estratégicas de seguridad y medio ambiente que contemplan las áreas críticas para el incremento de la seguridad y la protección del medio ambiente en todo el ciclo de vida de las actividades. Estos objetivos y líneas estratégicas sirven para elaborar los planes de actuación de cada negocio, donde se incluyen las acciones necesarias para mejorar la gestión y dar respuesta a las nuevas iniciativas legislativas, las orientaciones estratégicas de Repsol, los planes de acciones correctoras derivadas de las auditorías ambientales realizadas, etcétera, así como las inversiones y los gastos necesarios para la realización de todas estas acciones, que se contemplaron en los presupuestos generales de la Compañía.

Los criterios para la valoración de los costes ambientales se establecen en la "Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol", una adaptación de las directrices del American Petroleum Institute a las características de las operaciones y al criterio técnico del Grupo. En este sentido, es importante mencionar que las tradicionales soluciones de "fin de línea" para reducir el impacto medioambiental están dejando paso progresivamente a medidas preventivas integradas en los procesos desde el

mismo diseño de las instalaciones. Esto conlleva, en ocasiones, la identificación de los activos ambientales a través de un sistema de coeficientes aplicados sobre los proyectos de inversión y el correspondiente inmovilizado material, según las directrices de la mencionada Guía.

36.1) Activos Ambientales

El coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada a 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

	Millones de euros					
	2012			2011 (1)		
	Coste	Amortización Acumulada	Neto	Coste	Amortización Acumulada	Neto
Atmósfera	403	231	172	647	264	383
Agua	476	304	172	740	492	248
Calidad de productos	1.452	724	728	1.713	823	890
Suelos	96	37	59	301	202	99
Ahorro y eficiencia energética	589	204	385	581	199	382
Residuos	30	14	16	77	33	44
Otros	198	102	96	529	356	173
	3.244	1.616	1.628	4.588	2.369	2.219

(1) NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 5) se dieron de baja los "costes netos de activos ambientales" correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo. Al 31 de diciembre de 2011, se incluían 217 millones de euros correspondientes a Atmósfera, 144 millones de euros a Suelos, 131 millones de euros a Calidad de productos, 96 millones de euros en Otros, 75 millones de euros en Agua, 27 millones de euros de Residuos y 19 millones de euros de Ahorro y eficiencia energética pertenecientes al grupo YPF y al Grupo YPF Gas.

El coste incluye 202 millones de euros de activos en curso a 31 de diciembre de 2012 y 389 millones de euros a 31 de diciembre de 2011, de los cuales, 266 correspondían a YPF e YPF, Gas.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2012 destacan, las destinadas a la mejora en los sistemas de prevención de derrames, a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, a la minimización de las emisiones al aire, al aumento de la eficiencia energética, a la optimización en el consumo de agua y a la reducción de la carga contaminante de los vertidos.

Como proyectos de inversión singulares en 2012, cabe mencionar la continuación del plan de actuación integral de protección del litoral de la costa de Tarragona (España) con una inversión ambiental de 22 millones de euros, el proyecto de mejora de la calidad de los combustibles de la Refinería de La Pampilla (Perú) 7 millones de euros y la continuación del proyecto de mejora de calidad de combustibles en la Refinería de La Coruña (España) con una inversión ambiental de 6 millones de euros.

También cabe destacar el proyecto de reducción de emisiones de partículas en la Refinería de Puertollano (España) con una inversión ambiental de 5 millones de euros y el proyecto de mejora de la eficiencia en la Refinería de Tarragona (España) con una inversión de 4 millones de euros.

36.2) Provisiones Ambientales

Repsol provisiona los importes necesarios para atender las actuaciones destinadas a prevenir y reparar los efectos causados sobre el medio ambiente, cuya estimación se realiza en base a criterios técnicos y económicos. Estos importes figuran registrados en el epígrafe "*Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes de Medio Ambiente*" (ver Nota 18).

El movimiento de las provisiones por actuaciones medioambientales en los ejercicios 2012 y 2011 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2012	2011
Saldo al inicio del ejercicio	**255**	**254**
Dotaciones con cargo a resultados	13	4
Aplicaciones con abono a resultados	(2)	(3)
Cancelación por pago	(8)	(10)
Movimientos Subg. YPF e YPF Gas (1)	(16)	10
Expropiación de YPF e YPF Gas (2)	(191)	-
Saldo al cierre del ejercicio	**51**	**255**

NOTA: El movimiento durante 2011 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente al ejercicio 2011 para reflejar en una línea separada los movimientos generados por YPF e YPF Gas en el mencionado ejercicio.

(1) En 2012 incluye los movimientos correspondientes a YPF, YPF Gas y las sociedades de su grupo desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo. En 2011 incluye los movimientos de las provisiones ambientales correspondientes a YPF, YPF Gas y las sociedades de su grupo.

(2) Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control de YPF e YPF Gas por parte del Grupo, y como consecuencia de los hechos señalados en la Nota 5 Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

Adicionalmente, la "Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol" establece que también tienen carácter ambiental el 75% de los importes recogidos en el epígrafe "*Provisión por Desmantelamiento de Campos*" cuyos saldos a 31 de diciembre de 2012 y 2011 ascienden a 614 y 1.383 millones de euros respectivamente (ver Nota 18). De este importe, a 31 de diciembre de 2011, 889 millones de euros correspondían a YPF.

En relación con el saldo a 31 de diciembre de 2011 de las provisiones ambientales hay que destacar 113 millones de euros, aproximadamente, correspondientes a los riesgos ambientales relacionados con las operaciones realizadas en su día por la antigua filial de productos químicos de Maxus Energy Corporation, Diamond Shamrock Chemical Company, con anterioridad a su venta en 1986, a Occidental Petroleum Corporation (ver Nota 35). Dicho saldo, como consecuencia del proceso de expropiación descrito en la Nota 5, fue dado de baja con la pérdida de control.

Las pólizas de seguros corporativas cubren, sujeto a sus términos y condiciones, las responsabilidades civiles por contaminación en tierra y mar y, para ciertos países y actividades, las responsabilidades administrativas por contaminación en tierra, derivadas todas ellas de hechos accidentales y repentinos, en línea con las prácticas habituales de la industria y la legislación exigible.

36.3) Gastos Ambientales

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en los ejercicios 2012 y 2011 han ascendido a 202 y 182 millones de euros y figuran registrados bajo los epígrafes "*Aprovisionamientos*" y "*Otros gastos de explotación*". Estos gastos incluyen 112 y 94 millones de euros de gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO_2 realizadas en 2012 y 2011 respectivamente, si bien el efecto neto en la cuenta de resultados por este concepto ha sido un gasto neto de 6 millones de euros en cada uno de los ejercicios anteriormente mencionados. Asimismo, en los ejercicios 2012 y 2011 los gastos ambientales incluyen: otras actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 26 millones de euros, en ambos ejercicios; la remediación de suelos y abandonos por importe de 6 y 8 millones de euros, respectivamente; la gestión de los residuos por importe de 14 y 15 millones de euros, respectivamente; y la gestión del agua por importe de 15 y 14 millones de euros, respectivamente.

36.4) Marco Aplicable

Entre los aspectos más relevantes que podrían afectar las operaciones e inversiones de Repsol en el futuro deben mencionarse los relativos a cambio climático y energía, prevención y control integrado de la contaminación, responsabilidad ambiental, calidad de las aguas así como los residuos.

En materia de cambio climático y energía, la Unión Europea aprobó en abril de 2009 un paquete de Directivas que plasman en forma de ley los objetivos planteados para 2020:

- La Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, tiene como objetivo alcanzar una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía y una cuota del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de combustibles para el transporte en la UE para 2020 con respecto a los niveles de 2005. Esta Directiva establece los criterios de sostenibilidad que deben cumplir los biocarburantes, garantizando una aportación mínima a las reducciones de CO_2 relativas al uso de gasolinas y gasóleos.

  Cada Estado Miembro deberá adoptar un Plan de Acción Nacional en materia de energía renovable que determinará los objetivos nacionales, así como las medidas adecuadas que deberán adoptarse para alcanzar dichos objetivos.

- La Directiva 2009/29/CE por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, establece un objetivo de reducción global de las emisiones del 20% en 2020 respecto a los niveles de 1990. La reducción de derechos dentro del sistema de comercio supone un 21% menos respecto a niveles de 2005. Esta reducción de derechos deberá ser alcanzada de forma lineal anualmente y para ello se reducirán un 1,74% al año los derechos de emisión.

  En 2013 se entra en una nueva fase (Fase III) del Comercio de Emisiones que traerá cambios sustanciales con respecto a la anterior. Entre otros, se dejará de dar asignación gratuita a las empresas eléctricas quienes se verán obligadas a acudir a las subastas que realicen las distintas plataformas autorizadas. Al resto de instalaciones se les dará una asignación gratuita en función de un *benchmarking* sectorial. En un principio, los sectores y subsectores expuestos a fugas de carbono

(Refino y Química), tendrán un 100% de asignación gratuita por ese concepto, aunque dicha asignación estará en función de su posición dentro del *benchmarking* del sector, así como en función del factor de corrección intersectorial. En 2014 se revisará la lista de instalaciones de EU ETS con riesgo de fuga de carbono, que entrará en vigor en 2015.

A nivel nacional, en España, la transposición de las exigencias establecidas en la Directiva 2009/29/CE, a través de la Ley 5/2009 ha requerido por parte de las instalaciones de Refino y Química la comunicación de nueva información a las autoridades competentes de las Comunidades Autónomas para el cálculo de las asignaciones a nivel instalación según los *benchmarks* sectoriales

Por otra parte, hay que señalar que tras las Cumbres del Clima de Durban (2011) y de Doha (2012) se ha prolongado el Protocolo de Kioto que finalizaba en 2012, abriéndose un nuevo periodo 2013-2020. Canadá, Rusia, Japón y Nueva Zelanda han quedado fuera del mismo. Uno de los compromisos adoptados en Durban fue la creación de un Mecanismo Global (Nuevo Mecanismo de Mercado) que debería estar listo para su firma en 2015 y para entrar en vigor en 2020.

- La Directiva 2009/30/CE relativa a las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo y por la que introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero tiene como objetivo el control, notificación y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) procedentes de los combustibles durante su ciclo de vida. Más concretamente establece la obligación a los suministradores finales de energía para el transporte (distribuidores comerciales) de reducir en 2020 obligatoriamente un 6% de GEI del ciclo de vida de los productos a la venta mediante tres vías: a) el uso de biocarburantes, b) el uso de combustibles alternativos y c) reducciones en la quema en antorcha (flaring) y venteo en los emplazamientos de exploración y producción.

  El cálculo de las reducciones de GEI, que se deben alcanzar por parte de los suministradores europeos de combustible, se realizará mediante la implementación de una metodología de cálculo (artículo 7-A de la Directiva) que ha propuesto la Comisión Europea y que está siendo discutido entre todas las partes interesadas. La metodología propuesta establece un valor objetivo de huella de carbono único y común a toda Europa en 2020, independientemente del mix de combustibles de cada país.

El 14 de noviembre de 2012 entró en vigor la Directiva de Eficiencia Energética 2012/27/EU por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y 2006/32/CE sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos.

- A vendedores y/o distribuidores de energía: conseguir un ahorro energético de cuantía equivalente al 1,5% de sus ventas de energía, sobre sus clientes finales.
- La realización de auditorías energéticas a las grandes empresas, fomentándose la implantación de Sistemas de Gestión de la Energía.

Por último, y con carácter más general, esta última Directiva 2012/27/EU y la Directiva 2009/30/CE forman parte de la política en materia de cambio climático y energía que la Unión Europea contempla para 2020 con una serie de ambiciosos objetivos (paquete legislativo 20-20-20):

- Reducir para 2020 las emisiones globales de gases de efecto invernadero de la Comunidad al menos un 20 % respecto a los niveles de 1990, y un 30 % siempre que otros países desarrollados se comprometan a realizar reducciones comparables.
- Aumentar el uso de energías renovables hasta el 20% de la producción total (que actualmente representan alrededor del 8,5%).
- Reducir el consumo energético en un 20% con respecto al nivel previsto para 2020 gracias a una mayor eficiencia energética.

Adicionalmente, en lo que respecta al resto de aspectos medio ambientales, se han presentado las siguientes novedades que podrían afectar a las operaciones e inversiones de Repsol en el futuro:

- En 2010 se aprobó la Directiva 2010/75/CE de Emisiones Industriales (DEI), que refunde en un único texto varias directivas anteriores:

  Esta Directiva establece normas sobre la prevención y el control integrados de la contaminación procedente de las actividades industriales y fija el proceso de definición de los documentos de referencia (BREF), que entre otras cosas, incluyen las conclusiones sobre las mejores técnicas disponibles (MTD) y las técnicas emergentes para la actividad de que se trate en cada caso. Como principal novedad respecto a la anterior Directiva IPPC, ésta indica que las conclusiones de las MTD definirán límites de emisión de obligado cumplimiento, que se someterán a aprobación por la Comisión y tendrán carácter vinculante para las autorizaciones ambientales integradas (AAIs).

  A la fecha, no está previsto que ninguno de los principales BREF en revisión que aplican a la compañía se publique antes de enero de 2014, plazo en el cual deben estar actualizadas todas las AAIs de acuerdo a la nueva Directiva DEI.

  La propia Directiva incluye valores límite de emisión para algunas actividades, como es el caso de las *Grandes Instalaciones de Combustión*. Antes del 7 de julio de 2015 las instalaciones catalogadas como Grandes Instalaciones de Combustión (GIC) deberán cumplir los nuevos requisitos establecidos en el Capítulo III y el Anexo V de la Directiva DEI.

- A nivel nacional en el Marco de la Ley 26/2007 de Responsabilidad Ambiental, en abril de 2011 se aprobó la metodología del Modelo de Oferta de Responsabilidad Ambiental (MORA). Se trata de una metodología desarrollada para responder a la evaluación que la ley solicita sobre la necesidad de constituir una garantía financiera por responsabilidad medioambiental que permita hacer frente a los costes de reparación de los eventuales daños que se pueden ocasionar en el desarrollo de las actividades y, adicionalmente, para el cálculo de los costes de reposición asociados a los escenarios de riesgo.

  Dichas evaluaciones se deben desarrollar en base a los plazos establecidos por la Orden Ministerial (Orden ARM/1783/2011) sobre la exigibilidad de la garantía financiera y el orden de prioridad en el que se contemplan todas las actividades industriales. Las Grandes Instalaciones de Combustión tienen prioridad 1 (evaluación requerida en un plazo máximo de 2 ó 3 años), las instalaciones de refino prioridad 2 (3 ó 5 años de plazo) y la industria química y de extracción de crudo y gas prioridad 3 (5 ó 8 años de plazo).

En la actualidad se encuentra en fase de consulta pública el anteproyecto de ley de modificación de la Ley 26/2007 de Responsabilidad Ambiental hasta febrero 2013. Entre las modificaciones propuestas por el anteproyecto destaca aquella relacionada con el procedimiento para la determinación de la garantía financiera, que llevaría a un proceso más ágil.

- Bajo el marco de la Directiva Marco de Agua, pero a través de la Directiva 2008/105/CE, relativa a las normas de calidad ambiental en el ámbito de la política de aguas, se establecen normas de calidad ambiental (NCA) para las sustancias prioritarias y otros contaminantes, con objeto de conseguir un buen estado químico y ecológico de las aguas superficiales. Además, en noviembre 2012 se ha aprobado la iniciativa Blueprint, con recomendaciones para proteger los recursos hídricos europeos. La iniciativa persigue asegurar el buen estado ecológico, sin poder dar una solución única para toda la UE debido a las diferentes realidades hídricas existentes.

  La lista de sustancias prioritarias que presentan un riesgo significativo para el medio acuático o a través de él, establecidas en esta Directiva cubría 33 sustancias, y en enero de 2012, la UE amplió esta lista con 15 sustancias adicionales.
  La Directiva relativa a normas de calidad ambiental fue transpuesta en España en enero de 2011 mediante el Real Decreto 60/2011.

- En julio de 2011 se aprobó en España, la nueva Ley de residuos 22/2011 que sustituye a la Ley 10/1998, de 21 de abril, de residuos. Esta Ley transpone al ordenamiento jurídico español la Directiva Marco de Residuos que se aprobó en la UE en 2008. Tiene como objetivos actualizar la legislación vigente, orientar la política de residuos conforme al principio de jerarquía y garantizar la protección de la salud humana y del medio ambiente, maximizando el aprovechamiento de los recursos y minimizando los impactos de su producción y gestión. Igualmente, esta Ley tiene por objeto regular el régimen jurídico de suelos contaminados.

  Como novedades principales con respecto a la Ley 10/1998 destacan: la introducción de capítulos específicos dedicados a los subproductos y al concepto de fin de vida útil del residuo, la creación de una Comisión de coordinación en materia de residuos, como órgano de cooperación técnica y colaboración entre las distintas administraciones y la introducción del concepto de responsabilidad del fabricante del producto, por la que el productor está obligado a involucrarse en la prevención y gestión de los residuos que generen sus productos, según el principio de responsabilidad “de la cuna a la tumba”.

- La Comisión Europea ha propuesto una nueva normativa que garantizará que la producción de petróleo y gas en alta mar respete en toda la UE las normas más rigurosas del mundo en materia de seguridad, salud y medio ambiente. El proyecto de Reglamento fija normas que cubren el ciclo de vida entero de todas las actividades de prospección y producción, desde su diseño hasta el desmantelamiento final de una instalación de petróleo o gas. Bajo el control de las autoridades reguladoras nacionales competentes, el sector europeo tendrá que evaluar y seguir mejorando las normas de seguridad de las prospecciones en alta mar de forma periódica. Este nuevo planteamiento desembocará en una evaluación de riesgos europea que se actualizará permanentemente teniendo en cuenta las nuevas tecnologías, conocimientos técnicos y riesgos.

- En noviembre 2012 se ha publicado la Directiva 2012/33/UE sobre contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo en la cual se reduce el contenido en azufre permitido, siendo los límites más restrictivos en las zonas SECA (SOX

Emission Control Areas, zonas adicionales de control de las emisiones de azufre, en concreto se trata del Mar del Norte y el Mar Báltico) que en el resto de superficie marítima. Estas limitaciones aplican tanto a buques que inicien o finalicen el viaje en aguas europeas, como a todo buque que circule por éstas en algún momento de su trayecto.

36.5) Emisiones de CO_2

Durante los ejercicios 2012 y 2011 las sociedades que se integran en el perímetro de consolidación han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 19 y 17 millones de toneladas de CO_2, respectivamente, conforme al plan nacional de asignación, valorados en 132 y 244 millones de euros. En 2013, primer año de la Fase III, la estimación de las asignaciones gratuitas de derechos de emisión, sin incluir la correspondiente a Gas Natural Fenosa, es de 8 millones de toneladas de CO_2.

En el ejercicio 2012 los derechos de emisión se han depreciado habiéndose registrado una provisión por pérdidas de valor por importe de 8 millones de euros, que se ha visto compensada casi en su totalidad por la aplicación de los ingresos a distribuir correspondientes a los derechos de emisión recibidos de manera gratuita. En el ejercicio 2011 se produjo una depreciación del valor de los derechos de emisión por valor de 110 millones de euros.

El resultado neto por la gestión de CO_2 ha ascendido a un ingreso de 6 millones de euros en 2012, en 2011 se registró un ingreso de 31 millones de euros. En los ejercicios 2012 y 2011 se ha realizado una gestión activa de la posición generada por la diferencia entre la asignación a través del Plan Nacional de los últimos ejercicios y las emisiones anuales realizadas por el Grupo.

Para las instalaciones de Repsol incluidas en el Sistema de Comercio de Emisiones Europeo, 2012 fue el último año de cumplimiento correspondiente a la Fase II (2008-2012). A partir de 2013, estas mismas instalaciones tendrán una nueva asignación de derechos para la Fase III de 2013-2020, la cual se estima que será menor en su cantidad anual que en la Fase II y que irá disminuyendo con el tiempo. Repsol ha ido anticipando desde hace muchos años esta menor asignación gratuita para la Fase III y ha tomado medidas para mitigar el futuro coste.

Por otro lado, la Compañía ha adquirido, tanto en ejercicios anteriores como en 2012, créditos provenientes de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y Aplicación Conjunta (AC). Adicionalmente, las instalaciones incluidas en el Sistema de Comercio de Emisiones han desarrollado y están ejecutando planes de ahorro energético y reducción de CO_2 con el objetivo de reducir considerablemente el coste de cumplimiento en la Fase III.

Durante 2012 la compañía no ha adquirido nuevos compromisos a largo plazo.

(37) REMUNERACIÓN DE LOS AUDITORES

En el ejercicio 2012, el importe de los honorarios devengados por Deloitte por trabajos de auditoría en Repsol, S.A. y sus sociedades controladas ha ascendido a 4,7 millones de euros. Adicionalmente, los honorarios devengados por el Auditor y su organización por servicios profesionales relacionados con la auditoría y por otros servicios han ascendido a 1,5 y 0,3 millones de euros, respectivamente.

Se puede afirmar que la suma de estas cantidades no representa más del 10% de la cifra total de negocio del Auditor y su organización.

(38) HECHOS POSTERIORES

- El 27 de diciembre de 2012 se aprobó la Ley 16/2012, por la que se adoptan diversas medidas tributarias dirigidas a la consolidación de las finanzas públicas y al impulso de la actividad económica. Una de las medidas que incorpora la citada Ley es la posibilidad de efectuar una actualización de balances, de las sociedades españolas del grupo. Tal y como ha dictaminado el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas, en su Resolución del 31 de enero de 2013, la actualización de balances en caso de efectuarse debe registrarse en las cuentas anuales de las compañías españolas del Grupo correspondientes al ejercicio 2013. El impacto fiscal será imputable, igualmente, al ejercicio 2013. Actualmente, Repsol está evaluando los impactos que dicha actualización, tendrá sobre los estados financieros consolidados del Grupo. En consecuencia, al cierre del ejercicio 2012 en los estados financieros consolidados no se incluye efecto alguno derivado de esta actualización.

- El 9 de enero de 2013, Gas Natural Fenosa realizó una emisión de bonos por importe de 600 millones de euros (180 millones de euros teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en dicho grupo), a diez años, con un cupón anual del 3,875% y con un precio de emisión de los nuevos bonos del 99,139% de su valor nominal. La emisión, se realizó dentro del programa Euro Medium Term Notes (EMTN), que la compañía renovó en noviembre de 2012. Adicionalmente, con fecha 14 de enero de 2013 Gas Natural Fenosa cerró una emisión de bonos en el mercado suizo por un importe de 250 millones de francos suizos (75 millones de francos suizos, teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en dicho grupo), y vencimiento en febrero de 2019, con un cupón anual del 2,125%.

- El 24 de enero de 2013, Repsol Exploración Karabashky B.V. vendió la sociedad Eurotek a AR Oil and Gaz, B.V. (AROG) por un importe de 315 millones de dólares, sociedad que desde la fecha de su adquisición en diciembre de 2011 se clasificaba en el balance de situación como activo no corriente mantenido para la venta (ver Nota 12). Ésta venta, es el último hito del acuerdo firmado en diciembre de 2011 entre Repsol y Alliance Oil que regiría la constitución de AROG y por el que el Grupo adquirió un 49% de AROG en el ejercicio 2012 (Ver Nota 31).

- En Venezuela, con efectos desde el 9 de febrero de 2013, se han establecido nuevos tipos de cambio del bolívar frente al dólar americano. El tipo de cambio hasta entonces vigente, de 4,30 bolívares por dólar, ha pasado a ser de 6,30 bolívares por dólar.

  El impacto inicial de la devaluación en los resultados netos del Grupo en 2013 se ha estimado en 158 millones de dólares.

  Se está evaluando el alcance de la nueva normativa y su impacto futuro sobre los negocios de Repsol en Venezuela. En cualquier caso, dado que dichos negocios tienen como moneda funcional el dólar, se prevé que tendrá un impacto positivo, en sus flujos de caja operativos.

- Con fecha 23 de febrero de 2013 se publicó el Real Decreto-ley 4/2013 de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo del crecimiento y de la creación de empleo, que recoge una serie de medidas en los mercados mayorista y minorista de productos

petrolíferos dirigidas con el propósito de incrementar la competencia efectiva en el sector, destacándose las siguientes: (i) se profundiza en el régimen de supervisión de las instalaciones logísticas y de almacenamiento; (ii) se establecen medidas dirigidas a fomentar y simplificar la instalación de nuevas gasolineras en centros y zonas comerciales e industriales; (iii) se prohíben las cláusulas exclusivas que fijen, recomienden o incidan, directa o indirectamente, en el precio de venta al público del combustible; (iv) se reduce la duración de los contratos que se refiere el Real Decreto-Ley de suministro en exclusiva, a un año, prorrogables anualmente hasta 3 años por voluntad del distribuidor; (v) se establece un plazo de un año para la adaptación de los contratos afectados por las anteriores modificaciones; (vi) se limita de manera transitoria, el crecimiento en número de instalaciones de venta de productos petrolíferos a los principales operadores de cada provincia (aquellos que dispongan de una cuota provincial en número de instalaciones superior al 30%); y (vii) se revisan a la baja los objetivos de mezcla de biocarburantes.

Se está evaluando el alcance de la nueva normativa y su impacto futuro sobre las operaciones del Grupo Repsol.

- El 26 de febrero de 2013 Repsol ha firmado un acuerdo con Shell para la venta de activos y negocios de gas natural licuado (GNL), que implica una valoración de los mismos de 6.653 millones de dólares.

  La transacción incluye la participación del Grupo Repsol en las plantas de licuefacción en Trinidad y Tobago (Atlantic LNG) y en Perú (Perú LNG), los activos para el transporte de GNL (buques metaneros), las instalaciones de ciclo combinado en España (Bahía de Bizkaia Electricidad) y las actividades de trading y comercialización de GNL y gas natural. No se incluyen los negocios de GNL en Norteamérica (Canaport y actividades de transporte y comercialización) ni el proyecto de Angola.

  La operación incluye también los activos y pasivos financieros asociados a los negocios transmitidos.

  El precio global de la transacción ascendería a 4.400 millones de dólares. Se estima que la transmisión generará un resultado positivo antes de impuestos de aproximadamente 3.500 millones de dólares.

  La efectividad de la venta está sometida a la obtención de las autorizaciones necesarias y al cumplimiento de las condiciones pactadas. Hasta ese momento, Repsol seguirá operando los activos objeto de la venta.

  Como consecuencia de la transmisión de estos negocios, Repsol ajustará el valor contable de los activos y negocios de GNL en Norteamérica que no se incluyen en la operación. Aplicando criterios de máxima prudencia financiera, la provisión a registrar sería por un importe de aproximadamente 1.800 millones de dólares, antes de impuestos.

ANEXO I: Principales sociedades que configuran el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2012

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2012 % Participación Total % de Participación Patrimonial	Diciembre 2012 % Participación Total % de Participación Control (2)	Diciembre 2011 Millones de Euros Patrimonio Neto (3)	Diciembre 2011 Millones de Euros Capital Social (3)
Abastecimentos e Serviços de Aviaçao, Lda. (ASA)	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	0	0
AESA - Construcciones y Servicios Bolivia , S.A. (7)	Bolivia	Transporte de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Agri Development, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.P.	6,00	10,00	220	0
Air Miles España, S.A. (4)	España	Servicios de fidelización	P.E.	21,75	22,50	7	0
Akakus Oil Operation, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00	0	0
Algaenergy, S.A.	España	Investigación y desarrollo experimental en biotecnología	I.P.	20,01	20,01	3	0
AR Oil & Gaz, B.V. (AROG)	Holanda	Sociedad de cartera	I.P.	49,01	49,01	0	0
Arteche y García, S.L.	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	96,67	100,00	0	0
Asfalnor, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos asfálticos	I.G.	85,98	100,00	0	0
Asfaltos Españoles, S.A.	España	Asfaltos	I.P.	49,99	50,00	24	9
Atlantic 1 Holdings, LLC.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	20,00	20,00	188	188
Atlantic 2/3 Holdings, LLC.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.P.	25,00	25,00	108	108
Atlantic 4 Holdings, LLC.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	22,22	22,22	195	195
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago, Unlimited	Trinidad y Tobago	Aprovisionamiento y/o logística de gas	I.P.	25,00	100,00	122	108
Atlantic LNG 4 Company of Trinidad & Tobago, Unlimited	Trinidad y Tobago	Construcción de planta de licuefacción	P.E.	22,22	100,00	218	195
Atlantic LNG Co. of Trinidad & Tobago	Trinidad y Tobago	Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	100,00	220	188
Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.	España	Generación de energía	I.P.	25,00	25,00	230	4
Beatrice Offshore Windfarm, Ltd. (7)	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	P.E.	25,00	25,00	0	0
Benzirep-Vall	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio para venta de carburantes	I.G.	96,67	100,00	0	0
BP Trinidad & Tobago, LLC.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	30,00	100,00	519	131
BPRY Caribbean Ventures, LLC.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.P.	30,00	30,00	131	946
C.L.H. Aviación, S.A.	España	Transporte y almacén de productos petrolíferos	P.E.	10,00	100,00	65	21
Cniageste - Gestao de Areas de Serviço, Lda.	Portugal	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	P.E.	50,00	50,00	(0)	0
Calio Holdings, LLC.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	22	16
Campsa Estaciones de Servicio, S.A. (CAMPASARED)	España	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	I.G.	96,67	100,00	38	8
Canaport LNG Limited Partnership	Canadá	Regasificación de GNL	I.P.	75,00	75,00	94	0
Carabobo Ingeniería y Construcciones, S.A.	Venezuela	Otras actividades	P.E.	27,50	27,50	0	0
Carbon Black Española, S.A.	España	Inactiva	I.G.	100,00	100,00	10	0
Carburants i Derivats, S.A. (CADESA)	Andorra	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	32,14	33,25	1	0
Cardón IV, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	364	2
Caveant, S.A.	Argentina	Sociedad Inversora	I.G.	100,00	100,00	48	0
Cogeneración Gequisa, S.A. (COGESA)	España	Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	39,00	8	2
Compañía Anónima de Revisiones y Servicios, S.A. (CARSA)	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	91,84	95,00	3	1
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A. (CARBUESA)	España	Remolcadores	I.G.	99,19	100,00	7	0
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Transporte y almacén de productos petrolíferos	P.E.	10,00	10,00	162	84
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	(1)	0
Distribuidora Andalucía Oriental, S.A. (DAOSA)	España	Comercialización de carburantes	I.P.	48,34	50,00	2	1
Distribuidora de Petróleos, S.A. (DIPESA)	España	Comercialización de carburantes	I.G.	82,17	85,00	0	0
Dubai Marine Areas, Ltd. (DUMA)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	1	0
Duragas, S.A.	Ecuador	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	19	11
Dynasol Elastómeros, S.A.	España	Producción y comercialización de productos químicos	I.P.	50,01	50,01	28	17
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.	49,99	49,99	90	36
Dynasol Gestión, S.A.	España	Fabricación de productos químicos	P.E.	50,00	50,00	1	0
Dynasol, LLC.	Estados Unidos	Comercialización de productos petroquímicos	P.E.	50,00	50,00	31	0
Empresa Petrolera Maxus Bolivia, S.A. (7)	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Enirepsa Gas Limited	Arabia Saudí	Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	30,00	30,00	(12)	2
Estación de Servicio Barajas, S.A.	España	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	I.G.	92,80	96,00	3	1
Estaciones de Servicio El Robledo, S.L.	España	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	I.G.	96,67	100,00	0	0
Euro 24, S.L.	España	Servicios relacionados con la automoción	I.G.	96,67	100,00	0	0
Gas Natural SDG, S.A. (6)	España	Tenedora, generación de electricidad y eólica y compraventa de gas	I.P.	30,01	30,01	11.751	992
Gas Natural West Africa S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	72,00	100,00	4	7
Gastream México, S.A. de C.V.	México	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	(1)	22
Gaviota RE, S.A.	Luxemburgo	Reaseguros	I.G.	100,00	100,00	14	14
General Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	9	3
Gestão e Administraçao de Postos de Abastemento, Unipessoal, Lda. - GESPOST	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	7	0
Gestión de Puntos de Venta GESPEVESA, S.A.	España	Gestión de Estaciones de Servicio	I.P.	48,34	50,00	49	39
Greenstone Assurance, Ltd.	Islas Bermudas	Reaseguradora	I.G.	100,00	100,00	18	0
Grupo Repsol del Perú, S.A.C.	Perú	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1	0
Guará, B.V.	Holanda	Construcción para la producción de crudo y gas natural offshore	P.E.	15,00	25,00	267	0
Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	España	Construcción y Explotación de puntos de recarga de vehículos eléctricos	I.P.	50,00	50,00	11	12
Ibilek Car-Sharing Vehículo Eléctrico, S.A.	España	Implantación y opeación de un sistema de car-sharing eléctrico, actividades de difusión, ...	I.P.	50,00	100,00	0	0
Inch Cape Offshore, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	I.P.	51,00	51,00	0	0
Kuosol Agrícola S.A.P.I. S.A. de C.V.	México	Sociedad de cartera	I.P.	49,99	99,98	(1)	0
Kuosol S.A.P.I. de C.V.	México	Sociedad de cartera	I.P.	50,00	50,00	10	11
Kuosol Servicios S.A.P.I. de C.V.	México	Sociedad de cartera	I.P.	49,99	99,98	(0)	0
Moray Offshore Renewables, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	I.P.	33,36	33,36	10	11
Neol Biosolutions, S.A. (5)	España	Investigación y desarrollo de nuevos compuestos bioactivos	I.P.	50,00	50,00	-	-
Noroil, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,67	100,00	2	2
Occidental de Colombia LLC (4)	Estados Unidos	Participa en activos exploratiorios y productivos en Colombia.	I.P.	25,00	25,00	48	12
OJSC Eurotek	Rusia	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	14	50
Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador, S.A.	Ecuador	Otras actividades	P.E.	29,66	100,00	86	43
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd. (4)	Islas Caimán	Otras actividades	P.E.	29,66	29,66	119	78
Oleoducto Transandino Chile, S.A.	Chile	Construcción y explotación de oleoducto	P.E.	17,79	17,79	9	7
Orisol Corporación Energética, S.A.	España	Promoción, construcción y explotación de plantas de energía renovables.	I.P.	46,81	46,81	7	2
Pacific LNG Bolivia, S.A.	Bolivia	Inactiva	P.E.	37,50	37,50	-	1
Perú Hunt Pipeline Development Company LLc (4) (11)	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	44,68	44,68	104	104

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2012 % Participación Total % de Participación Patrimonial	% de Participación Control (2)	Diciembre 2011 Millones de Euros Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)
Perú LNG Company, LLC. (4)	Estados Unidos	Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	20,00	20,00	942	1.256
Perú LNG, S.R.L.	Perú	Producción y comercialización de hidrocarburos	P.E.	20,00	100,00	65	247
Petrocarabobo, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	11,00	11,00	38	0
Petróleos del Norte, S.A. (PETRONOR)	España	Refino	I.G.	85,98	85,98	735	121
Petroquiriquire, S.A. Emp. Mixta (6)	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	40,00	40,00	744	4
Polidux, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	2	17
Quiriquire Gas, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	60,00	60,00	177	0
Refinería La Pampilla, S.A.A. (RELAPASA)	Perú	Refino	I.G.	51,03	51,03	367	179
Repsol - Gas Natural LNG, S.L.	España	Aprovisionamiento y transporte de gas	I.P.	65,01	100,00	3	2
Repsol - Produçao de Electricidade e Calor, ACE	Portugal	Producción de electricidad	I.G.	66,67	66,67	0	0
Repsol Angola 22, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	10	10
Repsol Angola 35, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	48	48
Repsol Angola 37, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	60	60
Repsol Aruba, B.V. (5)	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos y actividades relacionadas, incluyendo marketing y venta de gas y pe	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Beatrice, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	I.G.	100,00	100,00	(1)	0
Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.070	210
Repsol Bulgaria, B.V. (5)	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos y actividades relacionadas, incluyendo marketing y venta de gas y pe	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Butano, S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	464	59
Repsol Canada, Ltd. General Partner	Canadá	Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	3	4
Repsol Capital, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	626	463
Repsol Chemie Deutschland, GmbH	Alemania	Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	3	0
Repsol Chile, S.A	Chile	Inactiva	I.G.	100,00	100,00	15	10
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A. (RCPP)	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,67	99,78	1.013	335
Repsol Comercial, S.A.C. (RECOSAC)	Perú	Comercialización de combustibles	I.G.	51,03	100,00	86	60
Repsol Comercializadora de Gas, S.A.	España	Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	112	0
Repsol Cuba, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	2
Repsol Directo, Lda.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	1	0
Repsol Directo, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,67	100,00	2	0
Repsol E & P Bolivia, S.A. (7)	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	347	194
Repsol E & P Canada ,Ltd.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5	33
Repsol E & P Eurasia, LLc.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,99	99,99	(2)	0
Repsol E & P T & T Limited	Trinidad y Tobago	Exploración y Producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	140	26
Repsol E & P USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.854	2.540
Repsol Ecuador, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	161	5
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	4	0
Repsol Energy Canada, Ltd.	Canadá	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	103	387
Repsol Energy North America Corporation	Estados Unidos	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	45	149
Repsol Exploración Argelia, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	19	4
Repsol Exploración Atlas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	2
Repsol Exploración Cendrawasih II, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	2
Repsol Exploración Cendrawasih III, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	1
Repsol Exploración Cendrawasih IV, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	1
Repsol Exploración Colombia, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(16)	2
Repsol Exploración East Bula, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	1
Repsol Exploración Guinea, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(15)	0
Repsol Exploración Irlanda, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4	5
Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(16)	0
Repsol Exploración Liberia, B.V. (9)	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(37)	1
Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	53	17
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	822	8
Repsol Exploración Perú, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	167	16
Repsol Exploración Seram, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	1
Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	3
Repsol Exploración Suriname, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Tobago, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	159	159
Repsol Exploración, S.A. (10)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.240	25
Repsol Exploration Advanced Services, AG	Suiza	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	1	0
Repsol Exploration Australia, Pty, Ltd. (5)	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos y actividades relacionadas, incluyendo marketing y venta de gas y pe	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploration Namibia Pty, Ltd. (5)	Namibia	Exploración y producción de hidrocarburos y actividades relacionadas, incluyendo marketing y venta de gas y pe	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploration Norge, A.S.	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	13	21
Repsol Gas de la Amazonia, S.A.C.	Perú	Distribuidora de GLP	I.G.	99,85	100,00	0	0
Repsol Gas del Perú, S.A.	Perú	Comercialización de GLP	I.G.	99,86	99,86	58	37
Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	27	1
Repsol GLP de Bolivia, S.A.	Bolivia	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol International Capital, Ltd	Islas Caimán	Financiera	I.G.	100,00	100,00	3	188
Repsol International Finance, B.V.	Holanda	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	1.533	301
Repsol Investeringen, B.V.	Holanda	Financiera	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	714	226
Repsol Italia, SpA	Italia	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	59	2
Repsol LNG Holdings, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5	2
Repsol LNG Offshore, B.V.	Holanda	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	15	14
Repsol LNG Port Spain, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	354	0
Repsol LNG T & T, Ltd.	Trinidad y Tobago	Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	29	4
Repsol LNG, S.L.	España	Comercialización de gas	I.G.	100,00	100,00	(1)	0
Repsol Louisiana Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	11	14

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2012 % Participación Total % de Participación Patrimonial	% de Participación Control (2)	Diciembre 2011 Millones de Euros Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)
Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Producción y comercialización de derivados	I.G.	99,97	100,00	117	5
Repsol Lusitania, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	(28)	0
Repsol Marketing, S.A.C.	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	6	3
Repsol Maroc, S.A.	Marruecos	Comercialización de gas natural	P.E.	99,96	99,96	(0)	1
Repsol Mediación, Agente de Seguros Vinculado, S.L.U.	España	Correduría de Seguros	I.G.	96,67	100,00	2	0
Repsol Moray Firth, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	I.G.	100,00	100,00	7	8
Repsol Netherlands Finance, B.V.	Holanda	Financiera	I.G.	100,00	100,00	(25)	0
Repsol New Energy Ventures, S.A.	España	Desarrollo por cuenta propia o terceros de proyectos de nuevas energías	I.G.	99,97	100,00	2	2
Repsol Nuevas Energías U.K., Ltd.	Reino Unido	Promoción y construcción de parques eólicos marinos	I.G.	100,00	100,00	(5)	0
Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Fabricación, distribución y venta de todo tipo de biocombustibles y otras actividades relacionadas	I.G.	100,00	100,00	(3)	1
Repsol OCP de Ecuador, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	36	0
Repsol Offshore E & P USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	10	24
Repsol Oriente Medio, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(3)	0
Repsol Overzee Financiën, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	277	129
Repsol Perú, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	199	152
Repsol Petróleo, S.A.	España	Refino	I.G.	99,97	99,97	2.191	218
Repsol Polímeros, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	212	222
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	468	59
Repsol Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	121	60
Repsol Services Company	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	30	33
Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.P.	60,01	100,00	5.067	4.700
Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Brasil	Explotación y comercialización de hidrocarburos	I.P.	60,01	60,01	6.509	6.403
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	España	Dar servicios de tesorería a las sociedades del grupo.	I.G.	100,00	100,00	326	0
Repsol Trading USA Corporation (5)	Estados Unidos	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Trading, S.A.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	200	0
Repsol U.K. Round 3, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	I.G.	100,00	100,00	8	8
Repsol USA Holdings Corporation (4)	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.862	2.704
Repsol Venezuela Gas, S.A. (9)	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	150	0
Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	12	2
Repsol YPF Trading y Transportes Singapur, Ltd.	Islas Caimán	Inactiva	I.G.	100,00	100,00	(2)	0
Saneco (5)	Rusia	Exploración y producción de crudo	I.P.	49,01	100,00	-	-
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Servicios de Mantenimiento y Personal, S.A. (SEMAPESA)	Ecuador	Servicios de mantenimiento y de personal	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Servicios de Seguridad Mancomunados, S.A. (SESENA)	España	Seguridad	I.G.	99,98	100,00	1	0
Servicios Logísticos Combustibles de Aviación, S.L.	España	Transporte y puesta a bordo de productos petrolíferos para la aviación comercial	I.P.	49,99	50,00	12	4
Servicios y Operaciones de Perú S.A.C	Perú	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	1	0
SKSOL Lube Base Oils, S.A. (5)	España	Desarrollo y producción de bases lubricantes	I.P.	29,99	30,00	-	-
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda. (SABA)	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	0	0
Sociedade Açoreana de Armazenagen de Gas, S.A. (SAAGA)	Portugal	Comercialización de GLP	P.E.	25,07	25,07	5	1
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	P.E.	43,69	45,00	9	15
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	(0)	1
Solred, S.A.	España	Gestión de medios de pago en Estaciones de Servicio	I.G.	96,67	100,00	42	7
Spelta Produtos Petrolíferos Unipessoal, Lda.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	2	0
Tecnicontrol y Gestión Integral, S.L.	España	Promoción Inmobiliaria	I.G.	100,00	100,00	32	4
Terminales Canarios, S.L.	España	Almacenamiento y distribución de productos petrolíferos	I.P.	48,34	50,00	25	20
The Repsol Company of Portugal, Ltd.	Reino Unido	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	1	1
TNO (Tafneftekdacga) (5)	Rusia	Exploración y producción de crudo	I.P.	49,01	100,00	-	-
Transierra, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos	P.E.	21,77	44,50	269	68
Transportadora de Gas de Perú, S.A.	Perú	Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	10,00	22,38	356	161
Transportadora Sulbrasileira de Gas, S.A.	Brasil	Construcción y explotación de un gasoducto	I.P.	25,00	25,00	11	11
Tucunaré Empreendimentos e Participaçoes, Ltda.	Brasil	Servicios de apoyo e infraestructura administrativa	I.G.	100,00	100,00	24	24
Vía Red Hostelería y Distribución, S.L.	España	Adquisición y/o explotación de toda clase de establecimientos de hostelería.	I.G.	100,00	100,00	1	1
Windplus, S.A.	Portugal	Desarrollo de Tecnología Windfloat para generación eólica offshore flotante	I.P.	30,95	30,95	(0)	0
YPFB Andina, S.A. (7)	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	48,92	48,92	953	215
Zhambai Limited Liability Partnership	Kazakhstan	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	25,00	25,00	(12)	0

(1) Método de consolidación:
I.G.: Integración global
I.P.: Integración proporcional
P.E.: Puesta en equivalencia
(2) Porcentaje correspondiente a la participación de las Sociedades Matrices sobre la filial.
(3) Corresponde a los datos de las sociedades individuales, excepto en los casos señalados específicamente, de los últimos estados financieros aprobados por su Junta General de Accionistas (en general, datos a 31 de diciembre de 2011), elaboradas de acuerdo con los principios contables vigentes en las jurisdicciones correspondientes. El patrimonio de las empresas cuya moneda funcional no es el euro han sido convertidas al tipo de cambio de cierre. Los importes están redondeados (figuran como cero aquellos inferiores a medio millón de euros).
(4) Datos correspondientes a Cuentas Consolidadas.
(5) Sociedades constituidas en el ejercicio 2012.
(6) Sociedad matriz de un grupo constituido por más de trescientas sociedades, información que puede obtenerse en las cuentas anuales consolidadas de dicha sociedad (www.portal.gasnatural.com)
(7) Datos correspondientes a cuentas cerradas a 31 de marzo de 2012.
(8) Datos correspondientes a cuentas cerradas a 31 de diciembre de 2009
(9) Esta sociedad cuenta con un sucursal domiciliada en Liberia.
(10) Esta sociedad posee el 100% de Repsol Exploration Services, LTD., sociedad en liquidación domiciliada en las Islas Caimán
(11) Esta sociedad es la matriz de Hunt Pipeline Development Perú, LP, que a su vez posee el 100% de Hunt Pipeline Company of Peru, LTD., sociedad domiciliada en las Islas Caimán

ANEXO Ib :PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012

					31.12.12			31.12.11		
						% Participación Total			% Participación Total	
Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de Consolidación (4)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)	Método de Consolidación (4)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (5)
YPF, S.A. (1)	Argentina	Repsol, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12	(1)	(1)	(1)	I.G.	57,43%	57,43%
A&C Pipeline Holding	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	20,67%	36,00%
A-Evangelista Construçoes e Servicios, Ltda.	Brasil	A-Evangelista, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
A-Evangelista, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
Central Dock Sud, S.A.	Argentina	Inversora Dock Sud, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	24,86%	86,15%
CLH Holdings Inc	Argentina	YPF Holdings Inc.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
Compañía Mega, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.P.	21,82%	38,00%
Gas Argentino, S.A.	Argentina	YPF Inversora Energética, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	26,03%	45,33%
Gasoducto del Pacífico (Argentina), S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	5,74%	10,00%
Gasoducto del Pacífico Cayman S.A	Islas Caiman		Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	5,74%	10,00%
Gasoducto del Pacífico Chile S.A	Chile		Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	27,69%	36,00%
Gasoducto Oriental, S.A.	Argentina	A-Evangelista, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	9,57%	16,66%
Gateway Coal Company	Argentina	Maxus Energy Corporation	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
Inversora Dock Sud, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	24,61%	42,86%
Maxus (US) Exploration Company	Argentina	Maxus Energy Corporation	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
Maxus Energy Corporation	Argentina	YPF Holdings Inc.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Guyana	Argentina	YPF International, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
Maxus International Energy Co	Argentina	Maxus Energy Corporation	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
Metrogás, S.A.	Argentina	Gas Argentino, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	18,22%	70,00%
Oiltanking Ebytem, S.A	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	17,23%	30,00%
Oleoducto Trasandino Argentina, S.A.	Argentina	A & C Pipeline Holding	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	20,98%	100,00%
Oleoductos del Valle, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	21,25%	37,00%
Operadora de Estaciones de Servicio S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	99,85%
Pluspetrol Energy, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.P.	25,84%	45,00%
Poligás Luján, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	29,00%	50,49%
Profertil, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.P.	28,72%	50,00%
Refinerías del Norte, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.P.	28,72%	50,00%
Terminales Marítimas Patagónicas, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	19,04%	33,15%
Tierra Solutions Inc.	Argentina	CLH Holdings Inc.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Ecuador Inc. (Sucursal Ecuador)	Argentina	YPF International, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Holdings Inc.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF International, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Inversora Energética, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
AESA Perú, S.A.C	Argentina	A-Evangelista, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Services USA Corporation	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Servicios Petroleros, S.A	Argentina	YPF, S.A./YPF services USA Corporation	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Brasil Comercio de Derivados de Petróleo LTDA.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
Civeny, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.P.	22,97%	40,00%
Bizov, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.P.	22,97%	40,00%
Eleran Inversiones 2011. S.A	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
YPF Chile, S.A.	Argentina	Eleran Inversiones 2011. S.A	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	100,00%	100,00%
A-Evangelista ingenieria y construcciones Bolivia S.A.	Argentina	A-Evangelista, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	99,99%	99,99%
YPF Gas, S.A. (2)	Argentina	Repsol Butano, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12	(2)	(2)	(2)	I.G.	85,00%	85,00%
Comsergas, Compañía Servicios Industriales de Gas Licuado,	Argentina	Repsol YPF Gas S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				I.G.	52,70%	62,00%
Gas Austral, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	42,50%	50,00%
Mejorgas, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación	abr-12				P.E.	57,43%	100,00%
ZAO EUROTEK-YAMAL	Rusia	Eurotek	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación	may-12				I.G.	100,00	100,00
OOO Eurotek-ND	Rusia	Eurotek	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación	may-12				I.G.	100,00	100,00
Repsol Trading USA Corporation	Estados Unidos	Repsol USA Holdings Corp.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	jun-12	I.G.	100,00	100,00			
Windplus, S.A.	Portugal	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	jun-12	I.P.	30,95	30,95			
NEOL Biosolutions, S.A.	España	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	jun-12	I.P.	50,00	50,00			
Repsol Butano Chile, S.A.	Chile	Repsol Butano, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación	jul-12				I.G.	100,00	100,00
Empresas Lipigas,S.A.	Chile	Repsol Butano Chile, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación	jul-12				I.P.	45,00	45,00
OOO Eurotek-YuKh	Rusia	Eurotek	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación	ago-12				I.G.	100,00	100,00
AR Oil & Gaz BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	ago-12	I.P.	49,01	49,01			
Amodaimi Oil Company Ltd	Ecuador	Repsol YPF Ecuador, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación	sep-12				I.G.	100,00	100,00
Saneco	Rusia	Arog, B.V.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	sep-12	I.P.	49,01	100,00			
Sksol Lube Base Oils, S.A	España	Repsol Petróleo, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	dic-12	I.P.	30,00	30,00			
Noroil, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento del porcentaje de participación	dic-12	I.G.	96,67	100,00	I.G.	67,67	70,00
TNO (Tafneftcotdacha)	Rusia	AR Oil & Gaz BV	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	dic-12	I.P.	49,01	100,00			
Repsol Exploration Namibia PTY LTD	Namibia	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	dic-12	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Exploración Australia PTY LTD	Australia	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	dic-12	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Aruba, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	dic-12	I.G.	100,00	100,00			
Repsol Bulgaria, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	dic-12	I.G.	100,00	100,00			
Sociedades del Grupo Gas natural (varias) (3)		**Gas Natural SDG, S.A.**								

(1) Tras la pérdida de control YPF, S.A. y la expropiación del 51% de su patrimonio, el Grupo puede ejercer los derechos de voto correspondientes al 6,43% sobre el cuál el gobierno argentino no ha anotado los derechos que le corresponderían conforme a la Ley de Expropiación. Adicionalmente, también puede ejercer los derechos correspondientes al 5,38% que se adquirieron por la ejecución de las garantías relacionadas con los préstamos concedidos por Repsol a Petersen para la adquisición de su participación en YPF, S.A. (ver Nota 5). Las sociedades dependientes de YPF, S.A. perdieron su consideración de empresas del Grupo Repsol y no consolidan en los estados financieros del Grupo desde la

(2) Tras la pérdida de control YPF Gas, S.A. y la expropiación de 51% de su patrimonio, el Grupo puede ejercer los derechos de voto correspondientes al 33,997% sobre el cuál el gobierno argentino no ha anotado los derechos que le corresponderían conforme a la Ley de Expropiación. Las sociedades dependientes de YPF Gas, S.A. perdieron su consideración de empresas del Grupo Repsol y no consolidan en los estados financieros del Grupo desde la pérdida de control sobre YPF Gas, S.A.

(3) En el ejercicio 2012 el perímetro del Grupo Gas Natural Fenosa se ha modificado mediante incorporaciones, bajas, aumentos y disminuciones de porcentajes de participación en sociedades, sin que ninguna de ellas tenga un efecto significativo en los estados financieros del Grupo Repsol YPF.

(4) Método de consolidación:

I.G. : Integración global

I.P. : Integración proporcional

P.E. : Puesta en equivalencia

(5) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

ANEXO Ib :PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN DEL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

					31.12.11			31.12.10		
						% Participación Total			% Participación Total	
Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de Consolidación (2)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (3)	Método de Consolidación (2)	% de Participación Patrimonial	% de Participación Control (3)
Repsol Exploración Karabashsky B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	ene-11	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Repsol E&P Eurasia LLC	Rusia	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	ene-11	I.G.	99,99	99,99	-	-	-
YPF,S.A.	Argentina	Repsol YPF, S.A.	Disminución del porcentaje de participación	ene-11 a jul-11	I.G.	57,43	57,43	I.G.	79,81	79,81
Civeny, S.A.	Uruguay	YPF,S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	feb-11	I.P.	22,97	40,00	-	-	-
Bizoy, S.A.	Argentina	YPF,S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	feb-11	I.P.	22,97	40,00	-	-	-
Ibil Gestor Carga Vehículo Eléctrico, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	abr-11	I.P.	50,00	50,00	-	-	-
Agri Development BV	Holanda	Repsol Sinopec Brasil BV	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	abr-11	I.P.	6,00	10,00	-	-	-
Kuosol S.A.P.I. de CV	México	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	may-11	I.P.	50,00	50,00	-	-	-
Repsol Exploración Irlanda, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	jun-11	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Repsol Nuevas Energías U.K.	Reino Unido	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición	jun-11	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Repsol ETBE, S.A.	Portugal	Repsol Polímeros Lda	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	ago-11	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Repsol Angola 22 B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	sep-11	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Repsol Angola 35 B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	sep-11	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Repsol Angola 37 B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	sep-11	I.G.	100,00	100,00	-	-	-
Eleran Inversiones 2011. S.A.	España	YPF,S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	oct-11	I.G.	57,43	100,00	-	-	-
YPF Chile, S.A.	Chile	Eleran Inversiones 2011. S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución	oct-11	I.G.	57,43	100,00	-	-	-
Repsol Gas Brasil, S.A.	Brasil	Repsol Butano, S.A.	Baja del perímetro de consolidación por enajenación	oct-11	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Napesa S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	dic-11	-	-	-	I.G.	96,65	100,00
Servibarna S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por fusión	dic-11	-	-	-	I.G.	96,65	100,00
Repsol France	Francia	Repsol Butano, S.A.	Baja del perímetro de consolidación por enajenación	dic-11	-	-	-	I.G.	100,00	100,00
Sociedades del Grupo Gas Natural (Varias) (1)		Gas Natural SDG, S.A.								

(1) En el ejercicio 2011 el perímetro del Grupo Gas Natural Fenosa se ha modificado mediante incorporaciones, bajas, aumentos y disminuciones de porcentajes de participación en sociedades, sin que ninguna de ellas tenga un efecto significativo en los estados financieros del Grupo Repsol YPF.

(2) Método de consolidación:

I.G. : Integración global

I.P. : Integración proporcional

P.E. : Puesta en equivalencia

(3) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

ANEXO II: ACTIVOS Y OPERACIONES CONTROLADAS CONJUNTAMENTE A 31 DE DICIEMBRE DE 2012

Nombre	Participación % [1]	Operador	Actividad
Angola			
Bloque 22	42,86%	Repsol Angola 22 B.V. (sucursal)	Exploración
Bloque 35	35,71%	ENI West Africa SPA	Exploración
Bloque 37	28,57%	ConocoPhillips Angola 37 Ltd	Exploración
Argelia			
TFT	30,00%	Groupement TFT	Exploracion y Producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploracion y Producción
Gassi-Chergui	60,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploracion y Producción
M'Sari Akabli	45,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploracion y Producción
Reggane	29,25%	Groupement Reggane	Exploracion y Producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploracion y Producción
Bolivia			
Bloque San Alberto [2]	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio [2]	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo [2]	20,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Planta de Compresión de Gas Rio Grande	50,00%	YPFB Andina S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Charagua	30,00%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Brasil [3]			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BM-C-33	35,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BM-ES-21	10,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-44	25,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-48	40,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BM-S-50	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-51	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-7	37,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Cabiunas	15,00%	Petrobras	Gas
Floating LNG	16,33%	Petrobras	Gas
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá Ltd	Regasificación de LNG
Colombia			
Cosecha [4]	70,00%	Occidental de Colombia L.L.C	Producción
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Abandono
Cebucan	20,00%	Petrobras	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
RC11	50,00%	Ecopetrol	Exploración
RC12	50,00%	Ecopetrol	Exploración
El Queso	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Abandono
Guadal	20,00%	Petrobras	Abandono
Orquidea	40,00%	Hocol	Abandono
Guajira OFF-1	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración
Tayrona	30,00%	Petrobras	Exploración
Cravo Norte	22,50%	Occidental de Colombia L.L.C	Producción
Chipirón	35,00%	Occidental de Colombia L.L.C	Producción
Rondon	25,00%	Occidental de Colombia L.L.C	Producción
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
Bloque Tivacuno	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Angula	53,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,21%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Bezana Bigüenzo [6]	100,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Boquerón [6]	66,45%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Casablanca [6]	76,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo/Producción
Chipirón [8]	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz, Grupo I y II [b]	11,30%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo, Grupo I [b]	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Aceca [b]	50,00%	Iberdrola	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares [b]	66,70%	Endesa Generación, S.A.	Generación eléctrica
Fulmar	84,23%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Montanazo [6]	92,10%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Morcín – 1 [b]	20,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Rodaballo [6]	73,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Rodaballo Concesión	65,41%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Siroco	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Villaviciosa [b]	70,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Guinea Ecuator.			
Bloque C	57,38%	Repsol Exploración Guinea SA	Exploración
Indonesia			
Seram	45,00%	Black Gold Indonesia LLC	Exploración y producción
East Bula	45,00%	Black Gold East Bula LLC	Exploración y producción
Cendrawasih Bay II	50,00%	Repsol Exploracion Cendrawasih II B.V.	Exploración y producción
Cendrawasih Bay III	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay III) Limite	Exploración y producción
Cendrawasih Bay IV	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay IV) Limite	Exploración y producción
Irlanda			
Dunquin	25,00%	Exxon	Exploración
Newgrange	40,00%	Repsol Exploración Irlanda SA	Exploración
Kenia			
L5	20,00%	Woodside Energy, N.A.	Exploración
L7	20,00%	Woodside Energy, N.A.	Exploración

Liberia			
Bloque 10	10,00%	Anadarko	Exploración
Bloque 15	27,50%	Anadarko	Exploración
Bloque 16	52,38%	Repsol Exploración Liberia BV	Exploración
Bloque 17	52,38%	Repsol Exploración Liberia BV	Exploración
Libia			
Epsa IV NC115	25,20%	Akakus Oil Operations	Exploración y producción
EPSA IV NC186	19,84%	Akakus Oil Operations	Exploración y producción
Epsa IV NC115 Exploración	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y producción
Epsa IV NC186 Exploración	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y producción
Pack 1	60,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y producción
Pack 3	35,00%	Woodside Energy, N.A.	Exploración y producción
Area 137	50,00%	Petrocanada Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración y producción
Marruecos			
Tánger Larrache [6]	88,00%	Repsol Exploración Marruecos, S.A.	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploracion, S.A.	Exploracion
TA10	70,00%	Repsol Exploracion, S.A.	Exploracion
Namibia			
Bloque 10	44,00%	Repsol Exploration Namibia PTY Ltd.	Exploración
Noruega			
Licencia PL512	25,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL541	50,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL356	40,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL529	10,00%	ENI Norge	Exploración
Licencia PL589	30,00%	Wintershall Norge	Exploración
Licencia PL530	10,00%	GDF Suez E&P Norge	Exploración
Licencia PL531	20,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL642	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL644	20,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL640	40,00%	Talisman	Exploración
Licencia PL656	20,00%	E.ON Ruhgas	Exploración
Licencia PL658	50,00%	Dong	Exploración
Omán			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú LLC Sucursal del I	Exploración de Hidrocarburos
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal de	Exploración de Hidrocarburos
Lote 101	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal de	Exploración de Hidrocarburos(abandono)
Portugal			
Peniche	90,00%	Repsol Exploración, S.A.	Exploración
Algarve	15,00%	Petrobras	Exploración
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
Trinidad			
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas, B.V.	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela	Exploración y producción

(1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación.
(2) Operaciones o activos getionados a través de YPF Andina S.A, sociedad de control conjunto con una participación del 48,92%
(3) Operaciones o activos gestionados a través de Repsol Sinopec Brasil S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 60%
(4) Operaciones o activos gestionados a través de Occidental de Colombia L.L.C., sociedad de control conjunto con una participación del 25%
(5) Operaciones o activos gestionados a través de Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjutno con una participación del 30,01%
(6) Parte de la participación sobre la operación o activo es gestionada por Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,01%

ANEXO II: ACTIVOS Y OPERACIONES CONTROLADAS CONJUNTAMENTE A 31 DE DICIEMBRE DE 2011

Nombre	Participación % (1)	Operador	Actividad
Argelia			
Gassi-Chergui (6)	90,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
M'Sari Akabli	45,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y producción
Reggane	29,25%	Órgano conjunto Sonatrach - Contratista	Exploración y producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y producción
TFT	30,00%	Groupement TFT	Exploración y producción
Argentina			
Acambuco UTE	22,50%	Pan American Energy LLC	Exploración y Producción
Aguada Pichana UTE	27,27%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Aguaragüe UTE	30,00%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
CAM-2/A SUR UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Campamento Central/ Cañadón Perdido UTE	50,00%	YPF	Exploración y Producción
Consorcio CNQ 7/A	50,00%	Petro Andina Resources Ltda.	Exploración y Producción
El Tordillo UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
La Tapera y Puesto Quiroga UTE	12,20%	Tecpetrol S.A.	Exploración y Producción
Llancanelo UTE	51,00%	YPF	Exploración y Producción
Magallanes UTE	50,00%	Sipetrol Argentina S.A.	Exploración y Producción
Palmar Largo UTE	30,00%	Pluspetrol S.A.	Exploración y Producción
Puesto Hernández UTE	61,55%	Petrobras Energía S.A.	Exploración y Producción
Consorcio Ramos	15,00%	Pluspetrol Energy S.A.	Exploración y Producción
San Roque UTE	34,11%	Total Austral S.A.	Exploración y Producción
Tierra del Fuego UTE	30,00%	Petrolera L.F. Company S.R.L.	Exploración y Producción
Zampal Oeste UTE	70,00%	YPF	Exploración y Producción
Consorcio Yac La Ventana -Río Tunuyan	60,00%	YPF	Exploración y Producción
Proyecto GNL Escobar	50,00%	YPF	Exploración y Producción
Bolivia			
Bloque San Alberto (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo (2)	20,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Planta de Servicios de Comprensión de Gas Río Grande	50,00%	Andina, S.A.	Comprensión de Gas
Brasil (3)			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BMC-33	35,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BMES-21	10,00%	Petrobras	Exploración
BMS-44	25,00%	Petrobras	Exploración
BMS-48	40,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BMS-50	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-51	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-7	37,00%	Petrobras	Exploración
BMS-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canada LTD	Regasificación de LNG
Colombia			
Cosecha (4)	70,00%	Occidental de Colombia, L.L.C.	Desarrollo
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia, S.A.	Exploración y producción
Cebucan	20,00%	Petrobras	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Cayos1 Y Cayos5	30,00%	Repsol Exploración Colombia, S.A.	Exploración
Rc11 Y Rc12	50,00%	Ecopetrol	Exploración
El Queso	50,00%	Repsol Exploración Colombia, S.A.	Exploración
Guadual	20,00%	Petrobras	Exploración
Orquidea	40,00%	Hocol	Exploración
Cuba			
Bloques 25-36	40,00%	Repsol YPF Cuba, S.A.	Exploración y producción
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción
Bloque 16	20,00%	Amodaimi Oil Company (sucursal)	Exploración y producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Angula	54,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,21%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Boquerón (6)	66,45%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Casablanca (6)	76,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo/Producción
Chipirón (6)	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Fulmar	69,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Montanazo (6)	92,10%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Rodaballo (6)	73,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Murcia-Siroco (6)	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Bezana Bigüenzo (6)	88,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Rodaballo Concesión	65,41%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Tesorillo-Ruedalabola	50,00%	Schuepbach Energy España, S.L.	Exploración
Morcín 1 (5)	20,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Villaviciosa (5)	70,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo, Grupo I (5)	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz, Grupo I y II (5)	11,30%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares (5)	66,70%	Endesa Generación, S.A.	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Aceca (5)	50,00%	Iberdrola	Generación eléctrica
Guinea Ecuator.			
Bloque C	57,38%	Repsol Exploración Guinea, S.A.	Exploración
Indonesia			
Cendrawasih Bay II	50,00%	Repsol Exploracion Cendrawasih II BV	Exploración
Cendrawasih Bay III	50,00%	NIKO Resources	Exploración
Cendrawasih Bay IV	50,00%	NIKO Resources	Exploración
Seram	45,00%	Black Gold Indonesia LLC	Exploración
East Bula	45,00%	Black Gold East Bula LLC	Exploración
Kenia			
L5	20,00%	Woodside energy	Exploración
L7	20,00%	Woodside energy	Exploración

Libia			
Epsa IV NC115	25,20%	Akakus Oil Operations	E&P
EPSA IV NC186 (Capex)	19,84%	Akakus Oil Operations	E&P
Epsa IV NC115 Explorac.	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	E&P
Epsa IV NC186 Explorac.	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	E&P
EPSA 97 NC186	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	E&P
Pack 1	60,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	E&P
Pack 3	35,00%	Woodside Energy, N.A.	E&P
Area 137	50,00%	Petrocanada Ventures (North África) Ltd.	E&P
Marruecos			
Tanger Larache (6)	88,00%	Repsol Exploración Marruecos	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
Noruega			
Licencia PL512	25,00%	Det Norske	Exploracion
Licencia PL541	50,00%	Repsol Exploration Norge	Exploracion
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploracion
Licencia PL356	40,00%	Det Norske	Exploracion
Licencia PL529	10,00%	ENI Norge	Exploracion
Licencia PL589	30,00%	Wintershall Norge	Exploracion
Licencia PL530	10,00%	GDF Suez E&P Norge	Exploracion
Licencia PL531	20,00%	Repsol Exploration Norge	Exploracion
Omán			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración de Hidrocarburos
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración de Hidrocarburos
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 101	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos(abandono)
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
Trinidad			
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas, B.V.	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela, S.A.	Exploración y producción

(1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación
(2) Operaciones o activos gestinados a través de YPFB Andina S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 48,92%
(3) Operaciones o activos gestionados a través de Repsol Sinopec Brasil S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 60%
(4) Operaciones o activos gestionados a través de Occidental de Colombia L.L.C., sociedad de control conjunto con una participación del 25%
(5) Operaciones o activos gestionados a través de Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,01%
(6) Parte de la participación sobre la operación o activo es gestionada por Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,01%

ANEXO III. Detalle de las participaciones y/o cargos de los Administradores y sus personas vinculadas en Sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Repsol, S.A.

D. Antonio Brufau Niubó

Cargos:

Vicepresidente del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A.

Participaciones:

Gas Natural SDG, S.A.: 81.139 acciones

Participaciones personas vinculadas:

Gas Natural SDG, S.A.: 1.086 acciones

D. Isidro Fainé Casas

Participaciones:

Gas Natural SDG, S.A.: 113.655 acciones

D. José Manuel Loureda Mantiñán

Cargos:

Presidente de Valoriza Gestión, S.A.
Consejero de Vallehermoso División Promoción, S.A.U.

D. Juan María Nin Génova

Cargos:

Consejero de Gas Natural SDG, S.A.

Participaciones:

Gas Natural SDG, S.A.: 156 acciones

Pemex Internacional España, S.A.

La entidad matriz de Pemex Internacional España, S.A., Petróleos Mexicanos, es una entidad con personalidad jurídica y patrimonio propios que tiene por objeto ejercer la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera estatal mexicana en los términos previstos en la propia legislación mexicana.

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla

Cargos:

Consejero de Gas Natural SDG, S.A.
Consejero de Repsol – Gas Natural LNG, S.L.

Participaciones:

Gas Natural SDG, S.A.: 18.156 acciones

Participaciones personas vinculadas:

Gas Natural SDG, S.A.: 998 acciones
Iberdrola, S.A.: 359 acciones

Informe de Gestión Consolidado 2012
Grupo Repsol

ÍNDICE

INFORMACIÓN GENERAL Y ECONÓMICO-FINANCIERA 3

ENTORNO MACROECONÓMICO 3

ACTIVIDADES DEL GRUPO 6

ESTRUCTURA ORGANIZATIVA 6

PLAN ESTRATÉGICO 2012-2016 8

EXPROPIACIÓN DE LAS ACCIONES DEL GRUPO REPSOL EN YPF S.A. e YPF GAS S.A. 11

RESULTADOS 15

SITUACIÓN FINANCIERA 18

FACTORES DE RIESGO 25

ÁREAS DE NEGOCIO 39

UPSTREAM 40

GAS NATURAL LICUADO (GNL) 71

DOWNSTREAM 76

GAS NATURAL FENOSA 93

ÁREAS CORPORATIVAS 101

GESTIÓN DE PERSONAS 101

INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA 122

RESPONSABILIDAD CORPORATIVA 127

SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE 135

ENERGÍA SOSTENIBLE Y CAMBIO CLIMÁTICO 140

COMUNICACIÓN 142

GESTIÓN DE INTANGIBLES 146

PATROCINIO DEPORTIVO 148

NUEVA SEDE DE REPSOL 150

INFORMACIÓN GENERAL Y ECONÓMICO-FINANCIERA

ENTORNO MACROECONÓMICO

La recuperación económica prosiguió durante 2012, si bien con menor vigor, impulsada por el crecimiento de las economías emergentes. El Producto Interior Bruto (PIB) mundial moderó su crecimiento del 3,8% al 3,2% anual, debido principalmente a la recaída en recesión de la Zona Euro. En el año 2013 se espera que la actividad económica aumente y que a partir de 2014 se vuelva al crecimiento tendencial cercano al 4%.

De 2012 cabe destacar la relativa solidez de las dos principales economías del mundo: la economía estadounidense y la china. Estados Unidos creció un 2,2% anual frente al 1,8% de 2011, gracias a la continua mejora del consumo y empleo privado y a importantes desarrollos en la industria del petróleo y del gas. La segunda economía del mundo, China, creció un 7,9% interanual gracias a su amplio margen para flexibilizar su política monetaria y para emprender ambiciosos programas domésticos de reforma e inversión que han reducido el peso de su superávit comercial del 9% del PIB en 2008 al 3% actualmente.

El crecimiento de Latinoamérica se mantuvo aunque moderándose hasta el 3% por la evolución menos favorable de las condiciones exteriores. Así el crecimiento del valor de las exportaciones de la región se redujo desde el 23,9% en 2011 a una variación estimada del 1,6% en 2012.

En las economías desarrolladas los esfuerzos para reducir el endeudamiento público y privado, unido a la fragilidad del sistema financiero, lastraron el crecimiento. Este ha sido especialmente el caso en varios países de la Zona Euro.

La vinculación del riesgo bancario y el riesgo soberano en Europa adquirió en 2012 particular importancia. En junio, vencido el plazo para alcanzar los ratios de capitalización impuestos por la Autoridad Bancaria Europea (EBA) a los bancos de carácter sistémico, el gobierno español solicitó la ayuda financiera de la Unión Europea para recapitalizar varias instituciones financieras. Los socios de la Zona Euro pusieron a su disposición 100.000 millones de euros y acordaron avanzar hacia una Unión

Bancaria Europea bajo un supervisor supranacional con un fondo de garantía de depósitos común y un mecanismo para recapitalizar o en su caso liquidar bancos directamente en cualquier estado miembro.

Un punto de inflexión importante en la crisis de la Zona Euro se produjo en julio a raíz de la defensa sin ambigüedades por parte del Banco Central Europeo de la irreversibilidad del euro y del anuncio de su disposición a comprar deuda pública de estados miembros en apuros bajo ciertas condiciones. Todo esto unido a las negociaciones que lograron evitar el precipicio fiscal en Estados Unidos redujeron la incertidumbre en los mercados y permitieron una recuperación de la confianza y un aumento del apetito por el riesgo.

En lo que respecta a la economía española, los efectos de la consolidación fiscal, la negativa evolución del mercado laboral y la restricción crediticia convirtieron la demanda externa en la principal fuente de dinamismo para la actividad interior. No obstante, la aportación del sector exterior no consiguió compensar los retrocesos tanto del consumo, público y privado, como de la inversión. Así el PIB cerró 2012 con una caída del 1,4%. A lo largo de este año se manifestaron tendencias positivas en variables clave como la intensificación en la corrección de los costes laborales unitarios, la mejora del saldo por cuenta corriente o la reducción del apalancamiento del sector privado.

Corrección del precio del petróleo

El año 2012 ha sido un año de fuerte volatilidad del precio del petróleo, en respuesta a un contexto económico y geopolítico convulso. Sin embargo, en medias anuales para el barril de crudo Brent, el precio de 2012 se situó apenas por encima del precio de 2011, es decir 111,67 dólares frente a los 111,3 dólares del año pasado. En euros, los precios fueron de 86,86 euros por barril en 2012 frente a 79,95 euros en 2011. El precio registró tres etapas bien diferenciadas a lo largo del año.

En la primera etapa, de enero a marzo, la incertidumbre generada por un posible cierre del estrecho de Ormuz por parte de Irán fue interiorizada en el precio en forma de prima geopolítica que llevó al barril de crudo Brent a cotizar por encima de los 125 dólares.

Seguidamente, durante el periodo de marzo a junio, la tensión del conflicto se redujo y dejó paso a una preocupación por la debilidad económica del crecimiento económico tanto en Europa como en China. Todo esto supuso una reducción del precio del crudo Brent de casi 30 dólares desde los máximos de marzo.

A partir de agosto el precio del crudo Brent se movió entre los 109 y los 113 dólares, respondiendo al alza o a la baja según los factores geopolíticos y económicos. El diferencial entre los principales crudos internacionales, el Brent y el WTI, ha vuelto a marcar máximos hacia finales de año, y en media anual se situó en los 17 dólares por barril. Entre los factores que influyen en este diferencial, aparece ahora el significativo aumento de la producción de crudo ligero de formaciones de lutitas (Light Tight Oil) de Estados Unidos.

ACTIVIDADES DEL GRUPO

La actividad del grupo Repsol se desarrolla en cuatro áreas de negocio, tres de ellas se corresponden con negocios estratégicos integrados e incluyen las entidades del grupo en las siguientes áreas:

- Upstream, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos;
- GNL, correspondiente a las operaciones de la fase midstream (licuefacción, transporte y regasificación) del gas natural y a la comercialización de gas natural y gas natural licuado; y
- Downstream, correspondiente a las actividades de refino y comercialización de productos petrolíferos, productos químicos y gases licuados del petróleo.

Por último, Gas Natural Fenosa, corresponde a la participación estratégica de Repsol en el grupo Gas Natural Fenosa, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

Hasta este ejercicio 2012 el Grupo también había considerado como área de negocio a YPF, que incluía las operaciones de YPF S.A. y las sociedades de su Grupo. Repsol ha perdido el control sobre YPF S.A. desde que el gobierno argentino inició las actuaciones para la expropiación de una parte de las acciones de dicha compañía que son titularidad del Grupo. (ver apartado “Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A e YPF Gas S.A”).

ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

La Junta General es el órgano social soberano a través del cual los accionistas intervienen en la toma de decisiones esenciales de la compañía, correspondiendo al Consejo de Administración el gobierno, la dirección y la administración de los intereses y negocios de la compañía en todo cuanto no esté reservado a la competencia de la Junta General.

Por regla general, el Consejo de Administración confía la gestión de los negocios ordinarios al Comité de Dirección y al equipo directivo, concentrando su actividad en la función general de supervisión y en la consideración de aquellos asuntos de especial trascendencia para la compañía.

Para garantizar una mayor eficacia y transparencia en el cumplimiento de sus funciones el Consejo de Administración ha constituido en su seno comisiones con facultades ejecutivas y consultivas: la Comisión Delegada, con carácter de órgano delegado del Consejo; la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa, estas tres últimas como comisiones especializadas y con funciones de supervisión, información, asesoramiento y elaboración de propuestas.

El Comité de Dirección, integrado por el Presidente Ejecutivo y los Directores Generales, se encarga de definir y ejecutar la estrategia y de controlar las operaciones del Grupo Repsol.

Cambio de la estructura organizativa

Para impulsar el desarrollo del nuevo Plan Estratégico y con el foco puesto en su visión de futuro, en mayo de 2012 se aprobó una nueva estructura organizativa de primer nivel. Para facilitar el crecimiento de los negocios, se creó una Dirección General de Negocios (COO) y dos nuevas direcciones generales (D.G. Exploración y Producción y D.G. Área Industrial y Nuevas Energías) que se incorporaron como nuevos miembros al Comité de Dirección. Una nueva Dirección Ejecutiva Área Comercial unificó las áreas de Marketing Europa y GLP Mundial. Además se crea una Dirección General de Estrategia y Control, con el objetivo de potenciar el desarrollo activo de la estrategia de la compañía, basada en la anticipación de oportunidades, el control de la gestión y el impulso de la tecnología como motor de transformación.

Este proceso de cambio culmina en noviembre con la aprobación por el Comité de Dirección del despliegue de estos cambios en el resto de niveles organizativos y en los distintos ámbitos de la compañía.

Por un lado se realizaron cambios en el ámbito de los negocios. En Exploración y Producción se elevó a primer nivel la Dirección de Seguridad y Medio Ambiente, lo que confirma su prioridad absoluta para el negocio, y se reforzaron las funciones de carácter

técnico y de desarrollo del conocimiento. En la D.G. Área Industrial y Nuevas Energías, la nueva estructura organizativa persigue el desarrollo de sinergias entre los complejos industriales para maximizar la eficiencia y reforzar la estrategia de internacionalización en Química. En la Dirección Ejecutiva Área Comercial los cambios responden a la necesidad de generar más sinergias entre los negocios que componen el Área Comercial, con el objetivo de garantizar la excelencia de las operaciones y la optimización de costes.

Por otro lado, se produjeron cambios en el ámbito de las funciones corporativas orientados, por un lado, a reforzar la visión estratégica a largo plazo y canalizar los esfuerzos para la consecución de los objetivos estratégicos y reforzar la gestión de riesgos en la compañía y, por otro, a impulsar y desplegar la cultura corporativa de acuerdo con los valores y comportamientos deseados y potenciar el desarrollo profesional y el aprendizaje de las personas.

PLAN ESTRATÉGICO 2012-2016

Repsol ha consolidado en los últimos años una estrategia de crecimiento que le ha permitido desarrollar nuevas áreas de negocio, diversificar su cartera de activos e incorporar proyectos clave que hoy respaldan su posicionamiento en el sector energético global.

Tras la publicación de la Ley por la que se someten a expropiación las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. (ver apartado más adelante “Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.), Repsol presentó el 29 de mayo de 2012 su Plan Estratégico 2012-2016, basado en las siguientes líneas estratégicas:

1. Crecimiento del Upstream
2. Maximización del retorno del Downstream y GNL
3. Solidez financiera
4. Retribución competitiva a los accionistas.

1) Crecimiento del Upstream (Exploración y Producción)

El área de Upstream es el motor de crecimiento de Repsol y centra sus inversiones en la actividad de exploración y en el desarrollo de 10 proyectos clave, entre los que se incluyen algunos de los mayores descubrimientos de hidrocarburos de los últimos años. Estos proyectos son los siguientes:

1. Sapinhoa (exGuará) en Brasil
2. Carioca en Brasil
3. Zona central del continente en Estados Unidos (Mississippian Lime)
4. Reggane en Argelia
5. Lubina – Montanazo en España
6. AROG en Rusia
7. Margarita – Huacaya en Bolivia
8. Kinteroni en Perú
9. Carabobo en Venezuela
10. Cardón IV en Venezuela

La inversión estimada para el periodo 2012-2016 en el negocio de Upstream es de 14.700 millones de euros, lo que supone cerca del 77% del total de las inversiones previstas en el Plan Estratégico. La inversión media anual en el negocio de Upstream alcanza los 2.940 millones de euros, superando en un 20% la realizada en años anteriores.

Los 10 grandes proyectos suponen una inversión total acumulada de 6.700 millones de euros. Además de estos proyectos clave se proseguirá con la delineación de los recursos contingentes, ya perforados, en Alaska, Brasil (Seat, Pão de Açúcar, Gavea, Malombe Iguaçu, Piracuca-Panoramix-Vampira, presalino de Albacora), Libia (NC200), Sierra Leona y Golfo de México (Buckskin), que junto con la explotación de los campos en producción suponen una inversión total en el periodo de unos 4.000 millones de euros.

Por último, se dedicará a la exploración un promedio anual de 1.000 millones de dólares, lo que supone unos 25-30 pozos anuales.

El objetivo para 2016 es incrementar la producción de hidrocarburos en más de 200.000 barriles de petróleo equivalente al día, con un crecimiento medio anual superior al 7%, a la vez que se alcanza un ratio de reemplazo de reservas superior al 120%.

2) Maximización del retorno de Downstream y GNL

El área del Downstream se ha transformado en un negocio generador de caja, una vez finalizadas con éxito y operativas las ampliaciones de las refinerías de Cartagena y de Petronor, en Bilbao, que incrementaron la capacidad de conversión y la eficiencia operativa de Repsol.

Estas ampliaciones se espera generen una mejora del margen de refino entre 2 y 3 dólares por barril procesado en el conjunto de refinerías de Repsol en España.

La generación de caja libre promedio prevista en el área de Downstream es de 1.200 millones de euros anuales y la inversión promedio alcanza los 750 millones de euros anuales en el periodo. Estas inversiones son fundamentalmente de mantenimiento de instalaciones industriales y comerciales y de mejoras de eficiencia energética y operativa y suponen una reducción del 50% sobre la inversión anual promedio del periodo 2008-2011.

Por su parte, el negocio del gas natural licuado (GNL) de Repsol permitirá aprovechar la integración en toda la cadena de valor, con el objetivo de maximizar la rentabilidad de la cartera de activos de Repsol en las cuencas del Atlántico y del Pacífico.

3) Solidez financiera

La posición financiera de Repsol y las desinversiones en activos no estratégicos permitirán autofinanciar las inversiones previstas en el Plan Estratégico 2012-2016, manteniendo la calificación crediticia.

4) Retribución competitiva a los accionistas

El último de los pilares estratégicos de Repsol es establecer una política competitiva de retribución a sus accionistas.

EXPROPIACIÓN DE LAS ACCIONES DEL GRUPO REPSOL EN YPF S.A. e YPF GAS S.A.

El 16 de abril el Gobierno Argentino inició las actuaciones para la expropiación de YPF e YPF Gas (anteriormente "Repsol YPF Gas S.A.", cambiada su denominación por la de "YPF Gas S.A." según el acuerdo de la asamblea general de accionistas de esta sociedad celebrada el 6 de julio de 2012, e impugnada por Repsol; ver nota 1 de la Cuentas Anuales Consolidadas) al Grupo Repsol. Ese mismo día decretó la intervención de la compañía, nombrando un interventor con todas las facultades de su Directorio (Consejo de Administración) que inmediatamente tomó el control de la gestión.

Tras una rápida tramitación parlamentaria, el 7 de mayo entró en vigor la Ley 26.741, por la que se declaran de utilidad pública y sujetas a expropiación las acciones del Grupo Repsol que representen el 51% de las acciones Clase D de YPF S.A. y el 51% de las acciones de YPF Gas S.A. y, además, se habilita desde ese momento al Gobierno para ejercer los derechos que confieren las acciones a expropiar, sin el pago previo de compensación económica alguna.

A partir de ese momento se debería desarrollar el oportuno proceso de expropiación que, conforme al ordenamiento argentino, supone la fijación –en su caso mediante sentencia judicial- y pago de una compensación económica justa con carácter previo a la ocupación y adquisición de los bienes expropiados.

Tanto las asambleas generales de accionistas de YPF S.A, celebradas el 4 de junio y 17 de julio de 2012, así como la asamblea general de YPF Gas S.A., celebrada el 6 de julio de 2012, han sido impugnadas por Repsol, S.A. y por Repsol Butano, S.A., respectivamente, por considerar, entre otros argumentos, que las mismas no se encontraban válidamente constituidas por traer causa de un proceso expropiatorio ilegítimo e inconstitucional.

A juicio de Repsol, la expropiación es manifiestamente ilícita y gravemente discriminatoria (la expropiación sólo afecta a YPF S.A. e YPF Gas S.A. y no a otras empresas petroleras en Argentina; adicionalmente, únicamente se somete a expropiación la participación de uno de los accionistas de YPF S.A. y de YPF Gas S.A., Repsol y no a la totalidad); no se justifica de forma alguna la utilidad pública que se persigue con la misma y supone un patente incumplimiento de las obligaciones asumidas por el Estado argentino cuando se llevó a cabo la privatización de YPF.

Repsol ya ha iniciado acciones legales (i) por vulneración del “Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina”; (ii) por inconstitucionalidad de la intervención de YPF e YPF Gas y de la ocupación temporánea por el Gobierno argentino de los derechos sobre el 51% de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. titularidad directa o indirecta de Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A., respectivamente; (iii) por incumplimiento del Estado Argentino de la obligación de formular una Oferta Pública de Adquisición sobre las acciones de YPF S.A. antes de tomar el control de la sociedad; (iv) otros procedimientos judiciales iniciados para evitar el aprovechamiento ilegítimo por terceras partes de determinados activos pertenecientes a YPF.

Repsol confía en que una violación tan flagrante de los más elementales principios de seguridad jurídica y de respeto a la actividad empresarial realizada de buena fe no será ignorada por la comunidad inversora internacional y obtendrá la respuesta adecuada de los tribunales de justicia y de los órganos de resolución de disputas internacionales.

El reflejo contable de estos acontecimientos se produce en los Estados Financieros del Grupo del ejercicio 2012. Repsol ha perdido el control de la gestión de YPF e YPF Gas por lo que debe proceder a su desconsolidación desde el 16 de abril, lo que ha supuesto:

a) Dar de baja los activos, pasivos e intereses minoritarios, así como las diferencias de conversión correspondientes.

El importe neto de la baja asciende a 4.779 millones de euros, de los cuales 4.720 corresponden a YPF y el resto a YPF Gas. Este importe incluye 605 millones de euros de diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio por ambas compañías hasta el momento de la pérdida de control.

b) Revaluar otros activos y pasivos relacionados con las inversiones en YPF, que se ven afectados por el cambio de control y el procedimiento de expropiación. Es el caso de los préstamos y garantías relacionadas con la financiación al grupo Petersen para la adquisición de su participación en YPF.

El importe neto dado de baja por este concepto inicialmente ascendió a 1.402 millones de euros y se corresponde con la provisión dotada por la parte del préstamo concedido por Repsol que no se encuentra cubierta con garantía pignoraticia de acciones. Por otra

parte el Grupo registró una provisión para riesgos y gastos por un importe bruto de 54 millones de euros que cubren el importe máximo de las responsabilidades asumidas por Repsol, como garante de Petersen, menos el importe correspondiente al valor de las acciones pignoradas como contragarantía (0,56% del capital de YPF).

c) Dar de alta como inversión financiera (acciones) la participación del Grupo Repsol en el capital de YPF y de YPF Gas S.A., derivada tanto de las acciones sujetas al procedimiento de expropiación - que continúan siendo titularidad del Grupo - como del resto de las acciones de su propiedad (51% sujetas a expropiación de ambas compañías y 6,43% por YPF y 33,997% por YPF Gas de participación remanente al cierre del periodo).

La valoración de estas acciones a efectos de su registro contable se ha basado en su valor razonable o de realización.

Respecto de las acciones de YPF que no van a ser objeto de expropiación, ese valor razonable se corresponde con su cotización oficial en los mercados donde se negocian.

Tratándose de las acciones de YPF sujetas a expropiación, que no son negociables en bolsa, el valor razonable se corresponde con el valor recuperable esperado como consecuencia del proceso de expropiación, el cual deberá establecerse a su vez en función del valor de mercado de dichas acciones antes de cualquier amenaza de expropiación, calculado con arreglo a métodos internacionalmente aceptados para valoración de empresas y cuya determinación última se producirá en el seno del procedimiento arbitral del Centro Internacional para el Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI) que Repsol ha iniciado recientemente.

Sin perjuicio de lo anterior, Repsol viene señalando desde el día siguiente a la expropiación que, con independencia del valor de mercado de las acciones a que tiene derecho, los artículos 7 y 28 de los estatutos de YPF S.A. establecen que, en caso de toma de control por parte del Estado Nacional Argentino, el adquirente deberá formular una oferta pública de adquisición (OPA) por el total de las acciones clase D de YPF S.A., cuyo precio de adquisición será pagado en efectivo y calculado de acuerdo con unos criterios predeterminados que constituyen, a efectos del registro contable de las acciones, una referencia válida para la estimación de la compensación que como mínimo, debería obtener Repsol. De la estimación por parte de Repsol del valor que surge de la aplicación de este método en el momento de la expropiación resulta una

valoración del 100% de YPF, de no menos de 18.300 millones de dólares (13.864 millones de euros, calculados con el tipo de cambio de cierre de 31 de diciembre de 2012), y de 9.333 millones de dólares (7.070 millones de euros) por el 51% objeto de expropiación.

No obstante, al momento del registro contable deben considerarse los inevitables riesgos e incertidumbres que afectan a las estimaciones sobre hechos futuros que, en buena medida, escapan al control de Repsol. Por tal motivo, la compañía ha enfocado de manera prudente el registro contable de las acciones sujetas a expropiación, evitando que una mayor valoración obligue al reconocimiento inicial de un beneficio neto derivado del proceso de expropiación que, en este momento, tiene todavía un carácter contingente.

De acuerdo con todo lo anterior, las acciones de YPF (51% sujetas a expropiación y 6,43% de participación remanente) fueron inicialmente registradas por un valor de 5.623 millones de euros y las acciones de YPF Gas (las sujetas a expropiación y la participación remanente) por 50 millones de euros.

Cualquier modificación en las hipótesis consideradas razonables tanto en los procesos jurisdiccionales como en la valoración de los derechos expropiados podría generar cambios positivos y negativos en el importe por el que se ha registrado la participación en YPF e YPF Gas, y por tanto tener efecto en los estados financieros del Grupo.

d) Registrar un activo por impuesto diferido de 524 millones de euros derivado de los impactos fiscales de las operaciones anteriores.

Como consecuencia de todos los efectos anteriormente mencionados derivados del proceso de expropiación, el impacto neto en la cuenta de resultados del Grupo fue una pérdida de 38 millones de euros, que figura registrada en el epígrafe “Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos”.

De acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), las actividades de YPF e YPF Gas se consideran actividades interrumpidas y los resultados generados por ellas hasta la pérdida de control, así como el impacto en la cuenta de resultados derivado del proceso de expropiación, se han registrado en los epígrafes relativos a las operaciones interrumpidas de la cuenta de resultados consolidada de Repsol, a 31 de diciembre de 2012 y 2011.

En la nota 5 de las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2012, “Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.” se recoge información adicional sobre el proceso de expropiación de YPF e YPF Gas.

En la tabla siguiente se incluyen algunas magnitudes del Grupo Repsol correspondientes a los estados financieros a 31 de diciembre de 2011 que, de acuerdo con lo previsto en la NIIF 5 “Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas” ha sido preciso re-expresar para clasificar como actividades interrumpidas los efectos de las operaciones relacionadas con la expropiación.

Millones de euros **Grupo Repsol (*según NIIF*)**	Grupo consolidado re-expresado 31/12/2011	Grupo consolidado formulado en 2011 31/12/2011
EBITDA	5.494	8.440
Resultado de explotación de operaciones continuadas	3.549	4.805
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	777	-
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones interrumpidas	536	-

A 31 de diciembre de 2011 YPF disponía de reservas probadas que ascendían a 1.013 millones de barriles de petróleo equivalentes (585 millones de barriles de líquidos y 2.399 miles de millones de pies cúbicos de gas), y que representaban un 46% de las reservas probadas del Grupo consolidado en dicha fecha. Desde la pérdida de control dichos volúmenes no forman parte de las reservas probadas del Grupo Repsol. Por otro lado, la producción de YPF alcanzó, en 2011, los 181 millones de barriles de petróleo equivalentes (100 millones de barriles de líquidos y 453 miles de millones de pies cúbicos de gas natural), que representaron el 62% de la producción total del Grupo en dicho ejercicio.

RESULTADOS

Durante el ejercicio 2012 la gestión de la compañía ha permitido consolidar paulatinamente la fortaleza de los negocios de Repsol, particularmente tras la expropiación ilegal de YPF en abril de 2012.

Los resultados del Grupo en los años 2012 y 2011 son los siguientes:

Millones de euros	**2012**	**2011 (*)**	**% variación**
Upstream	2.208	1.413	56,3%
GNL	535	386	38,6%
Downstream	1.013	1.182	(14,3%)
Gas Natural Fenosa	920	887	3,7%
Corporación	(390)	(319)	22,3%
Resultado de explotación	**4.286**	**3.549**	**20,8%**
Resultado financiero	(857)	(862)	(0,6%)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	117	72	62,5%
Resultado antes de impuestos	**3.546**	**2.759**	**28,5%**
Impuesto sobre beneficios	(1.581)	(991)	59,5%
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	**1.965**	**1.768**	**11,1%**
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(75)	(111)	(32,4%)
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	**1.890**	**1.657**	**14,1%**
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos	279	776	(64,1%)
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas	(109)	(240)	(54,6%)
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones interrumpidas	**170**	**536**	**(68,3%)**
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	**2.060**	**2.193**	**(6,1%)**

(*) Incluye las modificaciones necesarias con respecto a la cuenta de resultados correspondiente al periodo de 2011 incluida en el informe de gestión, en relación con el proceso de expropiación de Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. de acuerdo a lo descrito en el apartado "Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A."

El resultado neto de Repsol alcanzó los 2.060 millones de euros en 2012. El resultado de explotación fue 4.286 millones de euros y el EBITDA alcanzó los 6.956 millones de euros. En lo que respecta al beneficio por acción, éste ha sido de 1,70 euros. En 2011, el resultado neto ascendió a 2.193 millones de euros, el resultado de explotación a 3.549 millones de euros y el EBITDA a 5.494 millones de euros.

El resultado de explotación del área de Upstream (Exploración y Producción) pasó de 1.413 millones de euros a 31 de diciembre de 2011, a 2.208 millones en 2012, lo que representa un incremento del 56,3%, impulsado por el aumento de la producción y de los precios de realización, así como por la apreciación del dólar frente al euro. El incremento de la producción se debe principalmente a la reanudación de la actividad en Libia, a la puesta en producción de la Fase I de Margarita (Bolivia) y a la buena marcha del negocio en Estados Unidos como consecuencia de los pozos de desarrollo realizados tras el levantamiento de la moratoria de perforación y la entrada en

producción de los activos de Mississippian Lime. En Trinidad y Tobago, por el contrario, la producción ha disminuido respecto del año anterior por las paradas de mantenimiento realizadas en el ejercicio.

El negocio de Gas Natural Licuado (GNL) generó en 2012 un resultado de 535 millones de euros, frente a 386 millones de euros en 2011. Este aumento se debe fundamentalmente a los mayores márgenes y volúmenes de comercialización de GNL en 2012, compensado parcialmente con mayores costes de transporte en Norteamérica.

El resultado de explotación del área de Downstream se situó en 1.013 millones de euros, frente a los 1.182 millones del ejercicio anterior. El año 2012 se caracterizó por la puesta en marcha de las ampliaciones de las refinerías de Cartagena y Bilbao, lo que permitió mejorar el margen de refino gracias al aumento y optimización de la producción. No obstante, los resultados han disminuido respecto del ejercicio anterior por el impacto de la evolución de los precios del crudo y de los productos petrolíferos sobre los inventarios, por los menores volúmenes de venta en los negocios comerciales como consecuencia de la crisis económica y la caída de los márgenes y volúmenes de venta en el negocio químico por el peor entorno internacional.

El 30% de Repsol en Gas Natural Fenosa generó un resultado de explotación de 920 millones de euros, frente a los 887 millones de euros de 2011, fundamentalmente por la diversificación y contribución creciente del ámbito internacional y el equilibrio aportado por el perfil de negocio de Gas Natural Fenosa que permite compensar el efecto en resultados de las desinversiones llevadas a cabo durante 2011 y el estancamiento en los resultados del negocio eléctrico regulado en España por el impacto del Real Decreto-ley 13/2012.

El resultado financiero neto acumulado del Grupo consolidado fue negativo por 857 millones de euros, frente a los 862 millones de euros al cierre de año 2011. El mayor gasto por intereses derivado de unos mayores saldos medios de la deuda y el incremento del coste de las participaciones preferentes, se han compensado con el resultado positivo, principalmente por la apreciación del dólar frente al euro, asociado a posiciones largas puntuales mantenidas en dólares.

El impuesto sobre sociedades devengado ascendió a 1.581 millones de euros, en 2012, lo que situó el tipo impositivo efectivo en el 46% (37% a cierre de ejercicio 2011). Este incremento en el tipo efectivo de gravamen obedece principalmente al aumento de

resultados en negocios que soportan una carga fiscal elevada, como son los del Upstream, y de manera destacada, el de Libia.

El resultado neto por operaciones interrumpidas incluye en 2011 el resultado neto de impuestos y de minoritarios aportado por YPF S.A. e YPF Gas S.A. y las sociedades participadas de ambas compañías. En 2012, además de dichos resultados desde el inicio del ejercicio y hasta el momento de la pérdida de control, incluye los efectos relacionados con el proceso de expropiación.

SITUACIÓN FINANCIERA

La deuda financiera neta del Grupo consolidado al cierre de 2012 se cifró en 8.938 millones de euros frente a los 9.724 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 (excluyendo la deuda reportada por YPF e YPF Gas). Considerando las participaciones preferentes, la deuda financiera neta a cierre de 2012 se situó en 12.120 millones de euros, frente a 12.903 millones de euros a 31 de diciembre de 2011.

La deuda financiera neta del Grupo ex Gas Natural Fenosa, es decir, sin tener en cuenta la integración proporcional de las magnitudes correspondientes a dicha sociedad, se situó en 4.432 millones de euros a 31 de diciembre de 2012, frente a los 6.775 millones del ejercicio anterior. La deuda neta mencionada al cierre de diciembre 2011 incluía la deuda reportada por YPF y por YPF Gas, y que ascendía a 1.939 millones de euros. Sin tener en cuenta esta aportación, la deuda neta en dicha fecha hubiera ascendido a 4.836 millones de euros, que comparada con la deuda neta a cierre de 2012, supone una reducción de 404 millones de euros. La evolución de la deuda en el periodo se vio influida por la importante generación de caja operativa de los negocios, unida a las desinversiones realizadas, destacando la venta del negocio de GLP en Chile. Adicionalmente habría que destacar la exitosa implantación del programa de Repsol Dividendo Flexible y las operaciones realizadas en el ejercicio con acciones propias (ver detalle en este mismo apartado). Por último, y en sentido contrario, se ha visto influida la evolución de la deuda por la provisión registrada por el préstamo al grupo Petersen para la adquisición de YPF (ver apartado “Expropiación de las acciones del Grupo YPF S.A. e YPF Gas S.A.”).

Teniendo en cuenta las participaciones preferentes, la deuda financiera neta ex Gas Natural Fenosa se situó en 7.432 millones a 31 de diciembre 2012 frente a los 7.836 millones a 31 de diciembre de 2011 (excluyendo la deuda reportada por YPF e YPF Gas).

A continuación se detalla la evolución de la deuda financiera neta durante el ejercicio 2012:

Millones de euros	Grupo consolidado 2012	Grupo consolidado ex Gas Natural Fenosa 2012
Deuda neta Grupo consolidado al inicio del periodo	**11.663**	**6.775**
Eliminación deuda neta YPF e YPF Gas a 31.12.11	(1.939)	(1.939)
Deuda neta Grupo consolidado a 31.12.2011 sin YPF ni YPF Gas	**9.724**	**4.836**
EBITDA	(6.956)	(5.419)
Variación del fondo de maniobra comercial	(696)	(758)
Cobros/Pagos por impuesto de beneficios	1.534	1.365
Inversiones (1)	3.878	3.279
Desinversiones (1)	(941)	(637)
Dividendos y otras retribuciones pagadas al accionista	947	885
Operaciones acciones propias	(1.388)	(1.388)
Efecto tipo de cambio	46	43
Intereses y otros movimientos (2)	1.203	639
Efectos asociados a los préstamos del Grupo Petersen	1.587	1.587
Deuda neta al cierre del periodo	**8.938**	**4.432**

(1) Para el grupo consolidado, a 31 de diciembre existen inversiones de carácter financiero por importe de 29 millones de euros y desinversiones de carácter financiero por importe de 203 millones de euros, no reflejadas en esta tabla.

(2) Incluye principalmente intereses, dividendos cobrados, provisiones aplicadas y el efecto de variaciones en el perímetro societario.

El EBITDA generado en el ejercicio junto con la reducción del fondo de maniobra comercial, ha permitido cubrir totalmente el desembolso de impuestos, inversiones e intereses.

Durante 2012 los pagos por inversiones alcanzaron la cifra de 3.907 millones de euros. Las inversiones de explotación por negocios se explican con mayor profundidad en los apartados relativos a cada una de las áreas de negocio de este Informe de Gestión.

En el epígrafe de desinversiones merece la pena destacar la venta del negocio de gas licuado del petróleo (GLP) en Chile y la participación de los activos de exploración y producción en Ecuador a través de la sociedad Amodaimi.

Las acciones de Repsol, S.A. cotizan en el mercado continuo de las Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires). Hasta el pasado 4 de marzo de 2011, las acciones, en forma de American Depositary Shares (ADS), cotizaban en la Bolsa de Nueva York (New York Stock Exchange). Desde el 9 de marzo de 2011, su programa de ADS cotiza en el mercado OTCQX, plataforma dentro de los mercados OTC (over-the-counter) de los Estados Unidos que distingue a aquellos emisores con mejores políticas de información al mercado y sólidas actividades de negocio.

El 10 de enero de 2012, Repsol abonó a sus accionistas con derecho a retribución un dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2011 de 0,5775 euros brutos por acción, aprobado por el Consejo de Administración de Repsol el 30 de noviembre de 2011, lo que supuso un desembolso bruto total de 635 millones de euros.

En 2012, Repsol puso en marcha, por primera vez, el Programa Repsol Dividendo Flexible, aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2012, en sustitución del que hubiera sido el tradicional pago del dividendo complementario del ejercicio 2011 y del dividendo a cuenta del ejercicio 2012. El sistema se instrumenta a través de dos ampliaciones de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos con el compromiso irrevocable de Repsol de comprar los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación a un precio fijo garantizado. Al amparo de dicho programa, Repsol ofrece a sus accionistas la posibilidad de percibir su retribución, total o parcialmente, en acciones liberadas de nueva emisión de la sociedad o en efectivo mediante la venta de los derechos de asignación gratuita que reciban, bien en el mercado al precio de cotización de los mismos, bien a la propia sociedad.

El 19 de junio de 2012, el Consejo de Administración de Repsol aprobó la ejecución de la primera de las ampliaciones de capital aprobadas por la Junta General (punto décimo del orden del día). Los titulares del 63,64% de los derechos de asignación gratuita optaron por percibir su retribución en nuevas acciones de la sociedad en la proporción de una acción nueva por cada 22 derechos, lo que dio lugar a la emisión de 35.315.264 acciones nuevas (un 2,89% de la cifra del capital social previo a la ampliación). Los titulares del 36,36% restante optaron por aceptar el compromiso irrevocable de compra asumido por Repsol a un precio de 0,545 euros brutos por derecho, realizándose el pago a los accionistas el 10 de julio de 2012, lo que dio lugar a un desembolso bruto de 242 millones de euros. Repsol renunció a las acciones correspondientes a los derechos adquiridos en virtud del compromiso de compra.

La ampliación del capital social quedó inscrita en el Registro Mercantil de Madrid el 10 de julio de 2012. Las nuevas acciones comenzaron a negociarse en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia a través del Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo) el día 13 de julio de 2012, y posteriormente fueron admitidas a cotización en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

Por otro lado, el 19 de diciembre de 2012, el Consejo de Administración de Repsol aprobó la ejecución de la segunda de las ampliaciones de capital aprobadas por la Junta General (punto undécimo del orden del día). Los titulares del 69,01% de los derechos de asignación gratuita optaron por percibir su retribución en nuevas acciones de la sociedad en la proporción de una acción nueva por cada 33 derechos, lo que ha dado lugar a la emisión de 26.269.701 acciones nuevas (un 2,09% de la cifra del capital social previo a la ampliación). Los titulares del 30,99% restante optaron por aceptar el compromiso irrevocable de compra asumido por Repsol a un precio de 0,473 euros brutos por derecho, realizándose el pago a los accionistas el 15 de enero de 2013, lo que ha dado lugar a un desembolso bruto de 184 millones de euros. Repsol renunció a las acciones correspondientes a los derechos adquiridos en virtud del compromiso de compra.

La ampliación del capital social quedó inscrita en el Registro Mercantil de Madrid el 15 de enero de 2013 y el 18 de enero de 2013 comenzó la contratación ordinaria de las nuevas acciones en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia a través del Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo). Se ha solicitado también la admisión a cotización de las nuevas acciones en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

Entre las operaciones con acciones propias del ejercicio 2012 destaca la colocación de 61.043.173 acciones de la sociedad, representativas del 5% del capital social en dicha fecha, que Repsol cerró los primeros días del mes de enero entre inversores profesionales y cualificados. El precio de colocación fue de 22,35 euros por acción, lo que supuso un importe de 1.364 millones de euros. Estas acciones formaban parte de las acciones propias adquiridas el 20 de diciembre de 2011, a un precio de 21,066 euros por acción, con motivo de la decisión de los bancos acreedores de Sacyr Vallehermoso de no renovar el crédito concedido en su día para la adquisición de su participación en Repsol, o de condicionar su refinanciación parcial a la venta de 10% de ésta última.

Repsol adquirió en 2012 acciones propias, representativas del 0,28% del capital social después de las ampliaciones de capital descritas anteriormente, con valor nominal de un euro por acción, por un importe de 52 millones de euros. Asimismo Repsol enajenó

acciones propias representativas del 0,37% del capital social por un importe efectivo bruto de 76 millones de euros.

Por otro lado, en el marco del Plan de Adquisición de Acciones aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011, la compañía adquirió en 2012 un total de 585.441 acciones de Repsol, S.A., representativas de un 0,046% de su capital social, cuyo coste ascendió a 9,15 millones de euros, que entregó a empleados del Grupo de acuerdo con el citado plan.

Las adquisiciones anteriores se han realizado al amparo de la autorización concedida al Consejo de Administración por la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2010, "para la adquisición derivativa de acciones de Repsol, S.A., en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol, S.A. y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital de la sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa".

La autorización se confirió por un plazo de cinco años, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto, en la parte no utilizada, la acordada por la Junta General Ordinaria celebrada el 14 de mayo de 2009.

Con ocasión de la primera de las ampliaciones de capital descritas anteriormente en este apartado, el Grupo recibió en el mes de julio un total de 2.936.789 acciones nuevas correspondientes a las acciones que mantenía en autocartera, que representaban un 0,23% del capital social de Repsol tras la referida ampliación de capital (1.256.178.727 acciones).

En enero de 2013, como consecuencia de la segunda de las ampliaciones de capital descritas en el presente apartado, el Grupo recibió un total de 1.904.926 acciones nuevas correspondientes a las acciones que mantenía en autocartera, que representaban un 0,15% del capital social de Repsol tras la referida ampliación de capital.

A 31 de diciembre de 2012, las acciones propias mantenidas por Repsol o cualquiera de las compañías de su Grupo, representaban el 5,1% de su capital social.

Las principales actividades de financiación realizadas por Repsol en el periodo han sido las siguientes:

- El 19 de enero de 2012 Repsol International Finance, B.V., con la garantía de Repsol, S.A., cerró una emisión de bonos a 7 años y 1 mes, de 750 millones de euros, con una tasa de interés fijo del 4,875% y un precio de emisión del 99,937%, equivalente a mid swap + 292 puntos básicos. Esta emisión se realizó al amparo del Euro 10,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Term Note Programme de Repsol International Finance, B.V. registrado en la Commission de Surveillance du Secteur Financier (CSSF) de Luxemburgo ("Programa MTN") y los bonos emitidos cotizan actualmente en la Bolsa de Luxemburgo.
- El 7 de febrero de 2012 Repsol International Finance, B.V., con la garantía de Repsol, S.A., cerró una nueva emisión de eurobonos por un importe de 250 millones de euros, con una tasa de interés fijo del 4,875%, a un precio de emisión de 103,166%, equivalente a mid swap + 241,5 puntos básicos. Esta emisión forma una única serie con la emisión de eurobonos mencionada en el apartado anterior. Con esta ampliación el nominal total de la emisión pasó a ser de 1.000 millones de euros.
- Entre los meses de junio y julio de 2012 el Grupo recibió financiación a través de la contratación de determinados instrumentos derivados, a un plazo de 12 meses y por un importe total de 1.000 millones de euros. Sobre las obligaciones de pago de los citados instrumentos derivados, el Grupo ha otorgado garantías financieras pignoraticias, de las reguladas en el Real Decreto Ley 5/2005, sobre un total de 104.762.387 acciones de Gas Natural SDG, propiedad del Grupo Repsol, que suponen un 10,47% del capital social de dicha entidad. Las operaciones mencionadas no implican transmisión de la titularidad de las acciones de Gas Natural SDG, S.A., respecto de las cuáles Repsol mantiene en todo momento los derechos políticos y económicos que le son inherentes, y se registran en la línea "Deuda con entidades de crédito" del epígrafe "Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables" del balance del Grupo.
- El 13 de septiembre, Repsol International Finance, B.V., con la garantía de Repsol, S.A., cerró una emisión de bonos a 5 años y 5 meses, de 750 millones de euros, con una tasa de interés fijo del 4,375% y un precio de emisión del 99,654%, equivalente a mid swap + 335 puntos básicos, y que actualmente cotiza en la Bolsa de Luxemburgo. Esta emisión se realizó al amparo del Programa MTN de Repsol International Finance, B.V. y los bonos emitidos cotizan actualmente en la Bolsa de Luxemburgo.

Prudencia financiera

Repsol mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos disponibles en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito sin usar que le permiten cubrir los vencimientos de deuda de, al menos, los dos próximos años, y cubren el 76% de la totalidad de su deuda bruta y el 63% de la misma incluyendo las participaciones preferentes. En el caso de Repsol ex Gas Natural Fenosa, dichos recursos cubren el 93% de deuda bruta y el 71% si se incluyen las participaciones preferentes.

Las inversiones financieras que están incluidas en los epígrafes de la nota 13 de las Cuentas Anuales Consolidadas como “Otros activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados”, “Préstamos y partidas por cobrar” (sin incluir el déficit de tarifa) e “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento” (que incluye el efectivo y el equivalente a efectivo), ascienden a 6.657 millones de euros, de los cuales 5.240 millones corresponden a Repsol, sin incluir Gas Natural Fenosa. Asimismo, el Grupo tiene contratadas líneas de crédito comprometidas no dispuestas por importe de 4.425 millones de euros (ex Gas Natural Fenosa), frente a los 4.225 millones de euros al cierre de 2011 (ex Gas Natural Fenosa). Para el total del Grupo consolidado, el importe de líneas de crédito comprometidas no dispuestas era de 5.899 y 5.482 millones de euros a 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente, de las cuales el 74% vencen con posterioridad al 31 de diciembre de 2012.

La deuda neta y el ratio deuda neta/capital empleado, en el que el capital empleado corresponde a la deuda neta más el patrimonio neto, reflejan con fidelidad tanto el volumen de recursos financieros ajenos necesarios como su peso relativo en la financiación del capital empleado en las operaciones.

		31 de diciembre			
Millones de euros, excepto los ratios		**Grupo Consolidado ex YPF**		**Grupo Consolidado ex Gas Natural Fenosa + ex YPF**	
		2012	**2011** (*)	**2012**	**2011** (*)
I	Deuda financiera neta	8.938	9.724	4.432	4.836
II	Participaciones preferentes	3.182	3.179	3.000	3.568
III	Deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes	12.120	12.903	7.432	8.404
IV	Capital empleado	39.592	41.885	34.426	36.329
V	Capital empleado operaciones continuadas	33.716	33.067	28.550	27.511
	Deuda financiera neta entre capital empleado (I/IV)	22,6%	23,2%	12,9%	13,3%
	Deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes entre capital empleado (III/IV)	30,6%	30,8%	21,6%	23,1%
	Deuda financiera neta entre capital empleado de op. continuadas (I/V)	26,5%	29,4%	15,5%	17,6%
	Deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes entre capital empleado de op. continuadas (III/V)	35,9%	39,0%	26,0%	30,5%

(*) Datos no auditados

A continuación se detalla el rating crediticio actual de Repsol:

	Standard & Poor's	**Moody's**	**Fitch**
Deuda a corto plazo	A-3	P-3	F-3
Deuda a largo plazo	BBB-	Baa3	BBB-

FACTORES DE RIESGO

Las operaciones y los resultados de Repsol están sujetos a riesgos como consecuencia de los cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocios y financieras, que los inversores deberían tener en cuenta. Cualquiera de estos riesgos podría provocar un impacto negativo en la situación financiera, los negocios o el resultado de explotación de Repsol.

Asimismo, futuros factores de riesgo, actualmente desconocidos o no considerados como relevantes por Repsol en el momento actual, también podrían afectar al negocio, a los resultados o a la situación financiera de Repsol.

RIESGOS RELATIVOS A LAS OPERACIONES

Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

El principal riesgo para Repsol derivado de la ilegal expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. radica en la incertidumbre existente sobre la restitución de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. sujetas a expropiación de Repsol y/o el importe de la compensación que el Estado argentino deba pagar a Repsol como consecuencia de la apropiación del control de ambas empresas, así como sobre el momento y la forma en que el pago se llevaría a cabo. Repsol se ha visto obligado a reclamar sus derechos contra el Estado argentino ante los tribunales argentinos y de otras jurisdicciones, entre ellas ante la jurisdicción arbitral del CIADI. Cualquier modificación en las hipótesis consideradas como razonables tanto en los procesos jurisdiccionales como en la valoración de los derechos expropiados podría generar cambios positivos o negativos en el importe por el que se han registrado las participaciones en YPF S.A. e YPF Gas S.A., y por tanto tener efecto en los estados financieros del Grupo. En la medida en que el precio o indemnización por acción de YPF S.A. e YPF Gas S.A. sea menor, mayor será el impacto negativo que podría producirse en los resultados o en la situación financiera de Repsol. No obstante, Repsol no puede anticipar todas las consecuencias, incertidumbres y riesgos, ni cuantificar totalmente el impacto futuro que la expropiación podría suponer en el negocio, la situación financiera y los resultados del Grupo Repsol.

Incertidumbre en el contexto económico actual

La lenta recuperación económica está provocando un aumento del paro de larga duración en muchos países del mundo, que lleva aparejados elevados costes económicos y sociales. Adicionalmente, a pesar de que en la Unión Europea se han alcanzado importantes reformas institucionales entre las que cabe destacar el acuerdo hacia una unión bancaria europea, las dudas sobre la irrevocabilidad del euro no han

desaparecido completamente. De modo que a corto plazo las incertidumbres permanecerán elevadas.

La banca europea, ante la dificultad de recapitalizarse en los mercados se ha visto obligada a reducir sus activos y la concesión de nuevos créditos. La falta de crédito al sector privado y a nuevos proyectos retroalimenta el proceso recesivo en el que está inmerso la Zona Euro. Estas dificultades no son exclusivas de la Zona Euro, Reino Unido, Estados Unidos o Japón también deben recuperar el crecimiento económico en un escenario sumamente adverso marcado por la necesidad de avanzar en la consolidación fiscal y un sistema financiero en plena recapitalización y restructuración.

La persistente presión sobre la sostenibilidad de las cuentas públicas en las economías avanzadas mantiene fuertes tensiones en los mercados de crédito, y podría motivar reformas fiscales o cambios en el marco regulatorio de la industria del petróleo y del gas. Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos con terceros con los que Repsol realiza o podría realizar negocios. Cualquiera de los factores descritos anteriormente, ya sea de manera conjunta o independiente, podrían afectar de manera adversa a la condición financiera, los negocios o los resultados de las operaciones de Repsol.

Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol

En los últimos 10 años, el precio del crudo ha experimentado variaciones significativas, además de estar sujeto a las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, ajenas al control de Repsol. Los acontecimientos políticos (especialmente en Oriente Medio); la evolución de las reservas de petróleo y derivados; los efectos circunstanciales tanto del cambio climático como de los fenómenos meteorológicos, como por ejemplo tormentas y huracanes que sacuden sobre todo el Golfo de México; la evolución tecnológica y la mejora de la eficiencia energética; el incremento de la demanda en países con un fuerte crecimiento económico, como China e India; conflictos mundiales importantes, la inestabilidad política y la amenaza del terrorismo que algunas zonas productivas sufren cada cierto tiempo; y el riesgo de que la oferta de crudo se convierta en arma política pueden afectar especialmente al mercado y a la cotización internacional del petróleo. En 2012, la cotización media del precio del crudo Brent ascendió a 111,67 dólares por barril, frente a una media de 72,05 dólares por barril registrada durante el período 2003-2012. En dicho decenio, el precio medio anual

máximo fue de 111,67 dólares por barril, registrado en 2012, y el precio medio anual mínimo fue de 28,83 dólares, correspondiente a 2003. En 2011, el rango de cotizaciones para el crudo (Brent) se situó aproximadamente entre 94 y 126 dólares por barril, mientras que en 2012 se situó aproximadamente entre 89 y 128 dólares por barril. En 2012 el tipo de cambio medio dólar/euro ascendió a 1,28, frente a una media de 1,39 en 2011.

Los precios de cotización internacionales, así como la demanda de crudo pueden también sufrir fluctuaciones significativas ligadas a los ciclos económicos.

La reducción de los precios del crudo afecta negativamente a la rentabilidad de la actividad de Repsol, a la valoración de sus activos y a sus planes de inversión, incluidas aquellas inversiones de capital planificadas en exploración y desarrollo. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol para reponer sus reservas de crudo.

Los precios internacionales de los productos están influidos por el precio del crudo y por la demanda de dichos productos, asimismo, las cotizaciones internacionales de crudos y productos inciden en el margen de refino.

Regulación de las actividades de Repsol

La industria del petróleo está sujeta a una regulación e intervención estatales exhaustivas en materias como la adjudicación de permisos de exploración y producción, la imposición de obligaciones contractuales relativas a la perforación y exploración, las restricciones a la producción, el control de los precios, la desinversión de activos, los controles de tipo de cambio y la nacionalización, expropiación o anulación de los derechos contractuales. Dicha legislación y normativa es aplicable a prácticamente todas las operaciones de Repsol en España y en el extranjero. Adicionalmente, algunos países contemplan en su legislación la imposición de sanciones a empresas extranjeras que hacen ciertas inversiones en otros países. Las condiciones contractuales a las cuales están sujetos los intereses petrolíferos y gasíferos de Repsol responden al marco normativo del país y/o las negociaciones con las autoridades gubernamentales y difieren sustancialmente entre países o incluso de un ámbito a otro dentro de un mismo país. Estos acuerdos se materializan normalmente en licencias o en acuerdos de producción compartida. En virtud de los acuerdos de licencia, el poseedor de ésta financia y corre con los riesgos de las actividades de exploración y producción a cambio de la

producción resultante, si la hubiere. Además, es posible que parte de la producción tenga que venderse al estado o a la empresa petrolera estatal. Por norma general, los titulares de licencias están sujetos al pago de regalías e impuestos sobre la producción y los beneficios, que pueden ser elevados si se comparan con los impuestos de otros negocios. Sin embargo, los acuerdos de producción compartida suelen requerir que el contratista financie las actividades de exploración y producción a cambio de recuperar sus costes a través de una parte de la producción (cost oil), mientras que el remanente de la producción (profit oil) se reparte con la empresa petrolera estatal.

Por otro lado, los sectores de distribución gasista y eléctrica, en los que Repsol opera principalmente a través de su participación en Gas Natural Fenosa, responden a actividades reguladas en la mayoría de los países. La normativa legal aplicable a dichos sectores está típicamente sujeta a revisión periódica por parte de las autoridades competentes, lo que podría incidir, entre otras cosas, en el actual esquema de retribución de las actividades reguladas.

Repsol no puede anticiparse a los cambios de dichas leyes ni a su interpretación, o a la implantación de determinadas políticas, que podrían afectar de un modo adverso a su negocio, resultados y situación financiera.

El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje

El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje que surgen como consecuencia del desarrollo de su actividad. En particular, en el apartado “Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.” de las cuentas anuales, se recoge una descripción de las acciones legales iniciadas por Repsol como consecuencia de la mencionada expropiación. Asimismo, Repsol podría verse envuelta en otros posibles litigios en el futuro sobre los que Repsol tampoco puede predecir su alcance, contenido o resultado. Todo litigio presente o futuro encierra un alto grado de incertidumbre y, por tanto, la resolución de los mismos podría afectar los negocios, los resultados o la situación financiera del Grupo Repsol.

Sujeción de Repsol a reglamentos y riesgos medioambientales y de seguridad exhaustivos

Repsol está sujeta a un gran número de normativas y reglamentos medioambientales y de seguridad prácticamente en todos los países donde opera. Estas normativas regulan, entre otras cuestiones, las relativas a las operaciones del Grupo en calidad medioambiental de sus productos, emisiones al aire y cambio climático y eficiencia energética, vertidos al agua, remediación del suelo y aguas subterráneas, así como generación, almacenamiento, transporte, tratamiento y eliminación final de los residuos y seguridad.

En particular, debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado o están considerando la adopción de nuevas exigencias normativas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como la fijación de impuestos sobre las emisiones de carbono, el aumento de los estándares de eficiencia o la adopción de sistemas de comercio de emisiones. Estos requisitos podrían encarecer los productos de Repsol, así como modificar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes de energía con emisiones de carbono más bajas, como las energías renovables. Además, el cumplimiento de la normativa de gases de efecto invernadero también puede obligar a Repsol a realizar mejoras en sus instalaciones, a monitorear o capturar dichas emisiones o tomar otras acciones que puedan aumentar los costes.

Los requisitos mencionados anteriormente han tenido y continuarán teniendo un impacto en el negocio de Repsol, su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas

Las actividades de exploración y producción de gas y petróleo están sujetas a riesgos específicos, muchos de ellos ajenos al control de Repsol. Se trata de actividades expuestas a riesgos relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas. Las operaciones de Repsol pueden verse interrumpidas, retrasadas o canceladas como consecuencia de las condiciones climáticas, de dificultades técnicas, de retrasos en las entregas de los equipos o del

cumplimiento de requerimientos administrativos. Además, algunos de los proyectos de desarrollo, están localizados en aguas profundas y en otros entornos difíciles, como el Golfo de México, Alaska, Brasil y la Selva Amazónica, o en yacimientos complejos que pueden agravar tales riesgos. En particular, las operaciones offshore están sujetas a riesgos marinos, entre los que se incluyen tormentas y otras condiciones meteorológicas adversas o colisiones de buques. Además, cualquier medio de transporte de hidrocarburos tiene riesgos inherentes: durante el transporte por carretera, ferroviario, marítimo o a través de ductos podría producirse una pérdida en la contención de hidrocarburos y de otras sustancias peligrosas; éste es un riesgo significativo debido al impacto potencial de un derrame en el medio ambiente y en las personas, especialmente teniendo en cuenta los altos volúmenes que pueden ser transportados al mismo tiempo. De materializarse dichos riesgos, Repsol podría sufrir pérdidas importantes, interrupción de sus operaciones y daños a su reputación.

Por otra parte, Repsol depende de la reposición de las reservas de crudo y gas ya agotadas con otras nuevas probadas de una forma rentable que permita que su posterior producción sea viable en términos económicos. Sin embargo, la capacidad de Repsol de adquirir o descubrir nuevas reservas está sujeta a una serie de riesgos. Así, por ejemplo, la perforación puede entrañar resultados negativos, no sólo en caso de resultar en pozos secos, sino también en aquellos casos en los que un pozo productivo no vaya a generar suficientes ingresos netos que permitan obtener beneficios una vez descontados los costes operativos, de perforación y de otro tipo. A lo anterior hay que sumar que, por lo general, las autoridades gubernamentales de los países donde se hallan los bloques de producción suelen subastarlos y que Repsol hace frente a una fuerte competencia en la presentación de las ofertas para la adjudicación de dichos bloques, en especial de aquellos con unas reservas potenciales más atractivas. Esa competencia puede dar lugar a que Repsol no logre los bloques de producción deseables o bien a que los adquiera a un precio superior, lo que podría entrañar que la producción posterior dejara de ser económicamente viable.

Si Repsol no adquiere ni descubre y, posteriormente, tampoco desarrolla nuevas reservas de gas y petróleo de manera rentable o si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, su negocio, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse significativa y negativamente afectados.

Localización de las reservas

Parte de las reservas de hidrocarburos de Repsol se hallan en países que presentan o pueden presentar inestabilidad política o económica.

Tanto las reservas como las operaciones de producción relacionadas pueden conllevar riesgos, entre los que se incluyen el incremento de impuestos y regalías, el establecimiento de límites de producción y de volúmenes para la exportación, las renegociaciones obligatorias o la anulación de contratos, la nacionalización o desnacionalización de activos (véase factor de riesgo "Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A."), los cambios en los regímenes gubernamentales locales y en las políticas de dichos gobiernos, los cambios en las costumbres y prácticas comerciales, el retraso en los pagos, las restricciones al canje de divisas y el deterioro o las pérdidas en las operaciones por la intervención de grupos insurgentes. Además, los cambios políticos pueden conllevar variaciones en el entorno empresarial. Por su parte, las desaceleraciones económicas, la inestabilidad política o los disturbios civiles pueden perturbar la cadena de suministro o limitar las ventas en los mercados afectados por estos acontecimientos.

Si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, los negocios del Grupo, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse significativa y negativamente afectados.

Estimaciones de reservas de petróleo y gas

Para el cálculo de las reservas probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas de la Securities and Exchange Commission (SEC) y los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE). De acuerdo con estas normas, las reservas probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que, conforme al análisis de información geológica, geofísica y de ingeniería, sea posible estimar con certeza razonable, que podrán ser producidas –a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos, y bajo las condiciones económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales existentes– con anterioridad al vencimiento de los contratos por los cuales se cuente con los derechos de operación correspondientes, independientemente de si se han usado métodos probabilísticos o determinísticos para

realizar dicha estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado, o el operador debe contar con certeza razonable de que comenzará dicho proyecto dentro de un tiempo razonable.

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, algunos de los cuales están fuera del control de Repsol. Entre los factores que Repsol controla destacan los siguientes: los resultados de la perforación de pozos, las pruebas y la producción tras la fecha de la estimación, que pueden conllevar revisiones sustanciales, tanto al alza como a la baja; la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos, y su interpretación y valoración; el comportamiento de la producción de los yacimientos y las tasas de recuperación, las cuales dependen significativamente en ambos casos de la tecnología disponible, así como de la habilidad para implementar dichas tecnologías y el know-how; la selección de terceras partes con las que se asocia el Grupo; y la precisión en las estimaciones iniciales de los hidrocarburos de un determinado yacimiento, que podrían resultar incorrectas o requerir revisiones significativas. Por otro lado, entre los factores que se encuentran fundamentalmente fuera del control de Repsol, destacan los siguientes: fluctuaciones en precios del crudo y del gas natural, que pueden tener un efecto en la cantidad de reservas probadas (dado que las estimaciones de reservas se calculan teniendo en cuenta las condiciones económicas existentes en el momento en que dichas estimaciones fueron realizadas); si las normas tributarias, otros reglamentos administrativos y las condiciones contractuales se mantienen iguales a las existentes en la fecha en que se efectuaron las estimaciones (que pueden traducirse en la inviabilidad económica de la explotación de las reservas); y determinadas actuaciones de terceros, incluyendo los operadores de los campos en los que el Grupo tiene participación.

Como resultado de lo anterior, la medición de las reservas no es precisa y está sujeta a revisión. Cualquier revisión a la baja de las estimaciones de reservas probadas podría impactar negativamente en los resultados e implicaría un incremento de los gastos de amortización y depreciación, y una reducción en los resultados o del patrimonio atribuible a los accionistas.

Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado

El precio del gas natural suele diferir entre las áreas en las que opera Repsol, a consecuencia de las significativas diferencias de las condiciones de oferta, demanda y

regulación, además de poder ser inferior al precio imperante en otras regiones del mundo. Además, la situación de excesiva oferta que se registra en determinadas zonas no se puede aprovechar en otras, debido a la falta de infraestructuras y a las dificultades para el transporte del gas natural.

Por otra parte, Repsol ha suscrito contratos a largo plazo para la compra y el suministro de gas natural en distintos lugares del mundo. Se trata de contratos que prevén distintas fórmulas de precios que podrían traducirse en unos precios de compra superiores a los de venta que se podrían obtener en mercados cada vez más liberalizados. Asimismo, la disponibilidad de gas puede estar sujeta al riesgo de incumplimiento del contrato por las contrapartes de los mismos, en cuyo caso sería necesario buscar otras fuentes de gas natural para hacer frente a posibles faltas de suministro, lo que podría entrañar el pago de unos precios superiores a los acordados en esos contratos.

Repsol dispone también de contratos a largo plazo para la venta de gas a clientes, principalmente en Bolivia, Venezuela, España, Trinidad y Tobago, Perú y México, que presentan riesgos de otro tipo, al estar vinculados a las reservas probadas actuales en, Bolivia, Venezuela, Trinidad y Tobago y Perú. En el caso de que no hubiera suficientes reservas disponibles en tales países, puede ocurrir que Repsol no sea capaz de cumplir sus obligaciones contractuales, algunas de las cuales prevén sanciones por incumplimiento. Los riesgos arriba mencionados podrían afectar de un modo adverso al negocio, resultados y situación financiera de Repsol.

Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica

La industria petroquímica está sujeta a grandes fluctuaciones, tanto de la oferta como de la demanda, que reflejan la naturaleza cíclica del mercado petroquímico a nivel regional e internacional. Dichas fluctuaciones afectan a los precios y a la rentabilidad de las empresas que operan en el sector, incluida Repsol. Además, el negocio petroquímico de Repsol está sujeto también a una exhaustiva regulación estatal y a intervención en materias tales como la seguridad y los controles medioambientales. Tanto las fluctuaciones, como los cambios en la regulación podrían tener un efecto adverso en el negocio, en la posición financiera y en los resultados de las operaciones de Repsol.

Proyectos y operaciones desarrolladas a través de negocios conjuntos y empresas asociadas.

Muchos de los proyectos y operaciones del Grupo Repsol se llevan a cabo a través de negocios conjuntos y empresas asociadas. En aquellos casos en los que Repsol no actúa como operador, su capacidad para controlar e influir en el funcionamiento y la gestión de las operaciones, así como para identificar y gestionar los riesgos asociados es limitada. Adicionalmente, podría darse la circunstancia de que alguno de los socios de Repsol o resto de miembros en un negocio conjunto o empresa asociada pudiera no atender al cumplimiento de sus obligaciones financieras o de otra índole, lo que podría llegar a afectar a la viabilidad de algún proyecto.

La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol está sujeta podría no ser suficiente

Como se explica en varios de los factores de riesgo ya mencionados en este documento, las operaciones de Repsol están sujetas a extensos riesgos económicos, operativos, regulatorios y legales. Repsol mantiene una cobertura de seguros que le cubre ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas, en línea con las prácticas de la industria, incluyendo pérdidas o daños a las propiedades e instalaciones, costes de control de pozos, pérdidas de producción o ingresos, remoción de escombros, filtración, polución, contaminación y gastos de limpieza de eventos súbitos y accidentales, reclamaciones de responsabilidades por terceras partes afectadas, incluyendo daños personales y fallecimientos, entre otros riesgos del negocio. Adicionalmente, la cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las responsabilidades incurridas. Además, las pólizas de seguros de Repsol contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos. Por otro lado, Repsol podría no ser capaz de mantener un seguro adecuado con costes o condiciones que considere razonables o aceptables o podría no ser capaz de obtener un seguro contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si sufre un incidente contra el que no está asegurada, o cuyo coste excede materialmente de su cobertura, éste podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones.

RIESGOS FINANCIEROS

Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros:

Riesgo de liquidez. Está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Ver capítulo sobre liquidez en el apartado de “Prudencia financiera” de este Informe de Gestión.

Riesgo de crédito. La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible, entre otras, a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, las cuales se miden y controlan por cliente o tercero individual. Para ello, el Grupo cuenta con sistemas propios alineados con las mejores prácticas que permiten la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por las entidades financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere parcialmente a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

Adicionalmente, el Grupo también tiene exposición al riesgo de contrapartida derivado de operaciones contractuales no comerciales que pueden derivar en impagos. En estos casos, el Grupo realiza análisis de las contrapartidas con las cuales se mantienen o pudieran mantener relaciones contractuales no comerciales.

Riesgos de mercado

- **Riesgo de fluctuación del tipo de cambio:** Las variaciones en los tipos de cambio pueden afectar de manera adversa a los resultados de las operaciones y al valor del patrimonio de Repsol.

  Con carácter general, esta exposición a riesgo de tipo de cambio tiene su origen en la existencia en las sociedades del Grupo de activos, pasivos y flujos monetarios

denominados en una divisa distinta de la moneda funcional de la sociedad, teniendo especial relevancia el hecho de que:

- los flujos monetarios de las operaciones de comercio internacional sobre crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares americanos.

- gran parte de los activos e inversiones financieras de Repsol están denominados igualmente en dólares americanos.

Adicionalmente ha de tenerse en cuenta que:

- los flujos monetarios de las operaciones que se realizan en los países en los que Repsol tiene actividad están expuestos a variaciones en los tipos de cambio de las monedas locales correspondientes contra las principales divisas en las que se cotizan las materias primas que sirven de referencia para la fijación de precios en la moneda local.

- Repsol presenta sus estados financieros en euros, para lo cual los activos y pasivos de las sociedades participadas cuya moneda funcional es distinta del euro, deben ser convertidos a dicha moneda.

Para mitigar el riesgo de tipo de cambio, y cuando así lo considera adecuado, Repsol realiza operaciones financieras de inversión o financiación en las divisas en las que se han identificado exposiciones de riesgo y puede contratar coberturas a través de instrumentos financieros derivados para aquellas divisas en las que existe un mercado líquido y con costes de transacción razonables.

En la nota 21, "Gestión de riesgos financieros y del capital", y en la 22, "Operaciones con derivados", de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado y las operaciones de cobertura realizadas.

- **Riesgo de precio de materias primas (commodities):** Como consecuencia del desarrollo de operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo Repsol están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, del gas natural y de sus productos derivados (véase los factores de riesgo "Posibles fluctuaciones de

las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol" y "Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado"). En la nota 22, "Operaciones con derivados", de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado.

- **Riesgo de tipo de interés:** Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar a los ingresos y gastos por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a tipos de interés variable, así como al valor razonable de activos y pasivos financieros contratados a tipo de interés fijo.

  Para mitigar el riesgo de tipo de interés, y cuando así lo considera adecuado, Repsol puede contratar coberturas a través de instrumentos financieros derivados para los que existe un mercado líquido y con costes de transacción razonables.

  En la nota 21, "Gestión de riesgos financieros y del capital", y en la 21, "Operaciones con derivados", de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado y las operaciones de cobertura realizadas.

- **Riesgo de la calificación crediticia:** Actualmente, las calificaciones crediticias asignadas a Repsol, S.A. por parte de las agencias de rating son las siguientes:

PLAZO	STANDARD & POOR'S	MOODY'S	FITCH RATINGS
Largo	BBB-	Baa3	BBB-
Corto	A-3	P-3	F-3
Perspectiva	Estable	Negativa	Estable
Fecha de la última revisión	22 de junio de 2012	29 de junio de 2012	31 de enero de 2013

  Las calificaciones crediticias afectan al coste y otras condiciones en las que el Grupo Repsol obtiene financiación. Cualquier descenso en la calificación crediticia de Repsol, S.A. podría restringir o limitar el acceso a los mercados financieros del Grupo, incrementar los costes de cualquier nueva financiación y afectar negativamente a su liquidez.

ÁREAS DE NEGOCIO

Las principales magnitudes operativas del Grupo se detallan a continuación:

	2012	2011
Upstream:		
Producción neta de hidrocarburos (1)	**121.671**	**109.059**
GNL:		
Producción trenes licuación (2) (3)	**5,4**	**5,4**
GNL comercializado (3)	**10,2**	**11,0**
Downstream:		
Capacidad de refino (4)	**998**	**998**
Europa (5)	896	896
Resto del mundo	102	102
Crudo procesado (6)	**37,0**	**31,5**
Europa	33,4	27,9
Resto del mundo	3,6	3,6
Número de estaciones de servicio	**4.549**	**4.506**
Europa	4.216	4.211
Resto del mundo	333	295
Ventas de productos petrolíferos (7)	**42.744**	**37.805**
Europa	38.277	33.548
Resto del mundo	4.467	4.257
Ventas de productos petroquímicos (7)	**2.308**	**2.659**
Por Región:		
Europa	1.997	2.311
Resto del mundo	311	348
Por producto:		
Básicos	731	889
Derivados	1.577	1.770
Ventas de GLP (7) (8)	**2.537**	**2.698**
Europa	1.414	1.486
Resto del mundo (8)	1.123	1.212
Gas Natural Fenosa:		
Ventas de distribución de gas natural (9)(10)	409.774	395.840
Ventas de distribución de electricidad (9)(10)	54.362	54.067

(1) Miles de barriles equivalentes (kbep).
(2) Incluye la producción de los trenes de licuación por su porcentaje de participación. Trinidad [Tren 1 (20%), Tren 2 y 3 (25%), Tren 4 (22,22%)]; Peru LNG (20%). De esta producción, 3,3 en 2012 y 3,2 bcm en 2011 corresponden a sociedades que consolidan en el Grupo Repsol por el método de la participación.
(3) Billones de metros cúbicos (bcm).
(4) Miles de barriles por día (kbbl/d)
(5) La capacidad reportada incluye la participación en ASESA.
(6) Millones de toneladas.
(7) Miles de toneladas.
(8) En 2011 no incluye ventas de YPF Gas
(9) Incluye el 100% de las ventas reportadas por Gas Natural Fenosa, aunque Repsol tiene una participación del 30,01% a 31 de diciembre de 2012, y se contabiliza aplicando el método de integración proporcional.
(10) Gigavatios hora (GWh).

Abreviaturas de unidades de medida

"bbl"……	Barriles
"bcf"……	Billones de pies cúbicos
"bcm"……	Billones de metros cúbicos
"bep"…….. ……..	Barriles equivalentes de petróleo
"Btu"…… ……	British thermal unit
"GWh"…… ……..	Gigavatios por hora
"kbbl"……	Miles de barriles
"kbbl/d"……..	Miles de barriles por día
"kbep"……	Miles de barriles equivalentes de petróleo
"kbep/d"……	Miles de barriles equivalentes de petróleo por día
"km²"……..	Kilómetros cuadrados
"Mbbl"…… ……..	Millones de barriles
"Mbep"……... ……..	Millones de barriles equivalentes de petróleo
"Mm^3/d"…… ……..	Millones de metros cúbicos por día
"Mscfd"…… ……..	Millones de pies cúbicos diarios
"MW"……..	Megavatios
"MWe"……	Megavatios eléctricos
"MWh"……	Megavatios por hora
"TCF"……	Trillones de pies cúbicos

UPSTREAM

ACTIVIDADES

El área de Upstream de Repsol engloba las actividades de exploración y producción de petróleo y de gas natural, y gestiona su cartera de proyectos con el objetivo de alcanzar un crecimiento rentable, diversificado, sostenible y comprometido con la seguridad y con el medio ambiente. Los pilares de su estrategia, definidos en el Plan Estratégico 2012-2016, son el aumento de la producción y de las reservas, el mantenimiento de la intensa actividad exploratoria, que tan buenos resultados ha proporcionado en los últimos años, la diversificación geográfica con el incremento de su presencia en países de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE), la excelencia operativa y la maximización de la rentabilidad de sus activos. Para ello, durante los últimos años se ha invertido en capital humano para favorecer este crecimiento, se ha definido una estructura organizativa adecuada a los objetivos estratégicos y orientada a la calidad de las operaciones, se han rediseñado y estandarizado procesos técnicos y comerciales y se han desarrollado las capacidades tecnológicas para operar exitosamente en aguas profundas.

Desde un punto de vista geográfico, el área de Upstream centra su estrategia tanto en las zonas clave tradicionales, localizadas en Latinoamérica (Trinidad y Tobago, Perú, Venezuela, Bolivia, Colombia y Ecuador, fundamentalmente) y en el norte de África (Argelia y Libia), como en las áreas estratégicas de crecimiento a corto y medio plazo consolidadas en los últimos años. Entre estas últimas destacan especialmente Estados Unidos (tanto por el importante campo Shenzi, como por los activos del yacimiento Mississippian Lime), el offshore de Brasil (con los proyectos Sapinhoá –ex Guará-, Carioca y BM-C-33) y Rusia (en el marco del acuerdo con la compañía Alliance Oil para constituir la sociedad conjunta AROG).

Asimismo, el crecimiento estratégico a corto y medio plazo también se potenciará con los importantes proyectos que se están desarrollando en Venezuela (Carabobo y Cardón IV que previsiblemente iniciarán su producción en 2013 y 2014, respectivamente), Perú, Bolivia y Brasil y, más a largo plazo, con la cartera de activos que se está consolidando en Noruega, Canadá, África Occidental, Indonesia y Alaska.

Dentro de la estrategia de diversificación geográfica, la compañía inició en 2012 su presencia en nuevos países como Namibia, Australia, Bulgaria y Aruba, que han incorporado activos exploratorios de alto potencial.

En junio de 2012 Repsol adquirió a la compañía Arcadia Petroleum Ltd una participación como operador del 44% y la operación en la licencia exploratoria 0010, situada en las costas de Namibia y que comprende los bloques offshore 1910A, 1911 y 2011A. Los otros socios en la licencia exploratoria son Arcadia (26%) y Tower/Neptune (30%). Se considera que esta área tiene un alto potencial dadas las similitudes geológicas que pudieran existir con el pre-salino de Brasil.

En agosto de 2012, el gobierno de Australia otorgó a Repsol la licencia de exploración WA-480-P, tras ganar la licitación de abril de 2012. El nuevo bloque, que tiene 12.548 km^2 y una lámina de agua de entre 1.000 y 4.500 metros, está situado a unos 280 kilómetros del puerto de Hedland en la región de Pilbara (oeste de Australia), en la cuenca septentrional de Carnavon, la más prolífica de Australia. En los próximos dos años está previsto realizar una campaña de registro de sísmica 3D y 2D. Esta nueva licencia exploratoria, que se encuentra en una zona de frontera de alto potencial y que se alinea con la estrategia de Repsol de crecer en países de la OCDE, supone la entrada de Repsol en una nueva región como compañía operadora.

También en agosto las autoridades de Bulgaria adjudicaron a un consorcio formado por Repsol (30%), Total (operador con el 40%) y OMV (30%) el bloque exploratorio marino Han Asparuh, ubicado en el Mar Negro. Cubre un área de 14.220 km^2 y está situado en la subcuenca occidental del Mar Negro, a una profundidad de entre 200 y 2.000 metros de lámina de agua. Con esta adjudicación, Repsol suma una nueva área exploratoria a su portafolio. Se trata de una zona fronteriza compleja geológicamente y de alta prospectividad. El bloque se encuentra 25 kilómetros al sur de un importante descubrimiento de gas anunciado en enero de 2012 por ExxonMobil y OMV en aguas de Rumanía.

En diciembre de 2012 Repsol firmó en Aruba un contrato de reparto de producción (PSC) para la exploración de una buena parte de sus aguas territoriales. El área del contrato supera los 14.000 km^2 y abarca profundidades de agua entre los 50 y los 3.000 metros. El contrato contempla un periodo exploratorio de ocho años dividido en cuatro fases. En 2013 Repsol abrirá una oficina en Aruba y realizará el registro de 3.000 kilómetros de sísmica 2D.

En 2012, Repsol ya obtuvo producción de hidrocarburos en cuatro de sus diez proyectos estratégicos de crecimiento, lo que demuestra el grado de cumplimiento de los compromisos adquiridos; la primera fase de Margarita-Huacaya, los activos de Mississippian Lime (Estados Unidos), AROG (Rusia) y Lubina y Montanazo (España). Adicionalmente el campo Sapinhoá (ex Guará) situado en aguas profundas de Brasil, entró en su fase inicial de producción a principios de enero de 2013. Estos importantes hitos para la compañía garantizan el cumplimiento de los niveles de producción establecidos en el Plan Estratégico para el período 2012-2016. Muchos de estos proyectos provienen de descubrimientos exploratorios logrados en los últimos años.

Durante el ejercicio se produjeron cinco descubrimientos con los sondeos Sagari (Perú), Pão de Açúcar (Brasil), Tihalatine South-1 (Argelia) y Chipirón T2 y Caño Rondón Este (Colombia). Estos hallazgos han permitido añadir un importante volumen de recursos contingentes de hidrocarburos superior incluso al previsto en 2012.

Con el fin de mantener e incrementar la actividad offshore de la compañía en 2012 se contrataron los servicios de dos barcos de perforación para aguas ultra profundas, *"Ocean Rig Mylos"* y *"Rowan Renaissance"*, que serán utilizados en próximas campañas exploratorias. Ambos son de última generación y en la actualidad se están construyendo en astilleros de Corea del Sur. Los contratos de servicio tienen una duración de tres

años e incluyen una opción de extensión a uno o dos años. Con el *"Ocean Rig Mylos"*, la compañía se asegura la perforación de los pozos de delineación y el desarrollo del prolífico bloque BM-C-33 (Brasil), que contiene los importantes descubrimientos de Pão de Açúcar, Gávea y Seat. Por otra parte, el *"Rowan Renaissance"* realizará los sondeos de las campañas en Namibia, Angola, Canarias, Golfo de México y en otros potenciales destinos que pudieran surgir a medio plazo. Ambos barcos estarán disponibles en 2013.

En sus operaciones, especialmente en aguas profundas, Repsol aplica las mejores prácticas y recomendaciones dentro de los estándares más exigentes de la industria, y cumple estrictamente con todas las regulaciones.

Al cierre del ejercicio 2012, el área de Upstream de Repsol participaba en bloques de exploración y producción de petróleo y gas de 28 países, directamente o a través de sus participadas. La compañía era el operador en 26 de ellos.

Repsol logró en 2012 un elevado ratio de reemplazo de reservas probadas con un 204%, lo que incluso mejora los muy buenos ratios de 2011 (162%) y 2010 (131%), incorporando recursos que fortalecen significativamente su crecimiento futuro.

Pozos exploratorios terminados

	2012 (1)							
	Positivos		**Negativos**		**En evaluación**		**Total**	
	Brutos	**Netos**	**Brutos**	**Netos**	**Brutos**	**Netos**	**Brutos**	**Netos**
Europa	-	-	1	*	-	-	**1**	*****
América del Sur	4	*	4	1	1	*	**9**	**2**
Perú	1	*	1	*	-	-	**2**	**1**
Trinidad y Tobago	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Venezuela	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Resto de países de América del Sur	3	*	3	*	1	*	**7**	**1**
América Central	-	-	1	*	-	-	**1**	*****
América del Norte	-	-	1	*	2	1	**3**	**2**
África	1	*	1	*	2	*	**4**	**1**
Asia	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Oceanía	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Total	**5**	**1**	**8**	**3**	**5**	**2**	**18**	**6**

	2011 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	-	-	1	*	-	-	**1**	*****
América del Sur	2	*	1	*	-	-	**3**	*****
Perú	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Trinidad y Tobago	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Venezuela	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Resto de países de América del Sur	2	*	1	*	-	-	**3**	*****
América Central	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
América del Norte	-	-	1	*	-	-	**1**	*****
África	1	*	4	2	-	-	**5**	**3**
Asia	-	-	1	-	-	-	**1**	**-**
Oceanía	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Total	**3**	*****	**8**	**3**	**-**	**-**	**11**	**4**

(1) Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.
* Menos de un pozo exploratorio.

Pozos de desarrollo terminados

	2012 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
América del Sur	75	16	5	1	4	1	**84**	**18**
Perú	3	*	1	*	-	-	**4**	*****
Trinidad y Tobago	4	1	-	-	1	*	**5**	**1**
Venezuela	20	5	1	*	1	*	**22**	**6**
Resto de países de América del Sur	48	9	3	*	2	*	**53**	**10-**
América Central	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
América del Norte	254	26	1	*	5	*	**260**	**26**
África	2	*	-	-	-	-	**2**	*****
Asia	4	3	-	-	-	-	**4**	**3**
Oceanía	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Total	**335**	**44**	**6**	**2**	**9**	**2**	**350**	**48**

	2011 (1)							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
América del Sur	75	22	6	2	-	-	**81**	**24**
Perú	4	1	-	-	-	-	**4**	**1**
Trinidad y Tobago	2	*	-	-	-	-	**2**	*****
Venezuela	15	6	1	*	-	-	**16**	**6**
Resto de países de América del Sur	54	13	5	2	-	-	**59**	**15**
América Central	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
América del Norte	2	*	1	*	-	-	**3**	*****
África	3	*	-	-	-	-	**3**	*****
Asia	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Oceanía	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Total	**80**	**23**	**7**	**3**	**-**	**-**	**87**	**25**

(1) Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

* Menos de un pozo de desarrollo.

Actividad presente de Repsol por área geográfica						
	A 31 de Diciembre de 2012					
	Dominio minero				Nº de pozos exploratorios en perforación (1)	
	Nº de bloques (3)		Área neta (km^2) (2)			
	Desarrollo	Exploración	Desarrollo	Exploración	Brutos	Netos
Europa	12	41	389	18.170	-	-
América del Sur	50	27	5.685	41.301	4	*
Perú	2	5	202	19.017	-	-
Trinidad y Tobago	7	-	2.363	-	-	-
Venezuela	8	1	849	207	-	-
Resto de países de América del Sur	33	21	2.271	22.078	4	*
América Central					-	-
América del Norte	7	474	559	9.791	-	-
África	5	37	2.692	107.470	1	*
Asia	14	20	1.181	22.376	-	-
Oceanía		1		12.548		-
Total	**88**	**600**	**10.506**	**211.657**	**5**	*****

Actividad presente de Repsol por área geográfica						
	A 31 de Diciembre de 2011					
	Dominio minero				Nº de pozos exploratorios en perforación (1)	
	Nº de bloques		Área neta (km^2) (2)			
	Desarrollo	Exploración	Desarrollo	Exploración	Brutos	Netos
Europa	11	31	348	13.648	-	-
América del Sur	51	31	6.020	43.718	8	2
Perú	2	5	202	20.866	-	-
Trinidad y Tobago	7	-	2.363	-	-	-
Venezuela	8	1	849	207	-	-
Resto de países de América del Sur	34	25	2.606	22.645	8	2
América Central	-	1	-	2.108	-	-
América del Norte	7	444	479	7.698	-	-
África	5	34	2.692	119.371	2	*
Asia	-	16	-	29.251	-	-
Oceanía	-	-	-	-	-	-
Total	**74**	**557**	**9.539**	**215.792**	**10**	**2**

(1) Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.
(2) El área bruta de dominio minero es aquella en la que Repsol es propietaria de una participación. El área neta de dominio minero es la suma del área bruta de cada dominio minero por sus respectivas participaciones.
(3) El número de bloques no incluye el activo no convencional Mississippian Lime en Estados Unidos.

Dominio minero

La siguiente tabla muestra la información de dominio minero desarrollado y no desarrollado de Repsol por área geográfica a 31 de diciembre de 2012:

	2012			
	Desarrollado (1)		No desarrollado (2)	
(km2)	Bruto (3)	Neto (4)	Bruto (3)	Neto(4)
Europa	22	17	42.024	18.543
América del Sur	1.485	393	102.395	46.593
Perú	153	15	38.828	19.203
Trinidad y Tobago	175	64	5.404	2.299
Venezuela	709	175	2.789	882
Resto de países América del Sur	449	139	55.374	24.209
América Central	-	-	-	-
América del Norte	589	71	28.072	10.280
África	613	170	183.828	109.992
Asia	331	284	36.686	23.274
Oceanía	-	-	12.548	12.548
Total	**3.041**	**935**	**405.553**	**221.228**

(1) El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero, tanto de explotación como de exploración.

(2) El dominio minero no desarrollado abarca la superficie en la que no han sido perforados pozos o éstos no se han terminado hasta el punto en que permita la producción de cantidades económicas de petróleo y gas, independientemente de si dicha superficie contiene reservas probadas.

(3) El dominio minero bruto es aquel en el que Repsol posee una participación.

(4) El dominio minero neto es la suma de las fracciones de participación que se posee en el dominio minero bruto.

Principales concesiones productivas por países

La siguiente tabla muestra la información de las principales concesiones productivas y en desarrollo del área de Upstream de Repsol detalladas por países a 31 de diciembre de 2012, indicando también el porcentaje que posee Repsol en cada una de ellas.

	Principales bloques	% Repsol	Operado (O) / No operado (NO)	Líquidos (L) / Gas (G)
Europa				
España	Poseidón Norte	100,00%	O	G
España	Lubina	100,00%	O	L
España	Montanazo	72,44%	O	L
América del Sur				
Trinidad y Tobago	West Block (BPTT)	30,00%	NO	L - G
Trinidad y Tobago	TSP (POUI)	70,00%	O	L - G
Resto de países de América del Sur				
Brasil	Albacora Leste	6,00%	NO	L - G
Brasil	BM-S-9 (Carioca)	15,00%	NO	L
Brasil	BM-S-9 (Sapinhoá)	15,00%	NO	L
Bolivia	Margarita - Huacaya	37,50%	O	L - G
Bolivia	Sábalo	24,46%	NO	L - G
Bolivia	San Alberto	24,46%	NO	L - G
Colombia	Cravo Norte	5,63%	NO	L
Ecuador	Block 16	35,00%	O	L
Ecuador	Tivacuno	35,00%	O	L
Perú	Bloque 56	10,00%	NO	L - G
Perú	Bloque 88	10,00%	NO	L - G
Perú	Bloque 57 (Kinteroni)	53,84%	O	L - G
Venezuela	Quiriquire (Gas)	60,00%	O	G
Venezuela	Cardón IV (Perla)	50,00%	O	G
Venezuela	Barua Motatan	40,00%	O	L
Venezuela	Quiriquire	40,00%	O	L - G
Venezuela	Mene Grande	40,00%	O	L
Venezuela	Carabobo	11,00%	O	G
América Central	---	---	---	---
América del Norte	---	---	---	---
Estados Unidos	Shenzi	28,00%	NO	L - G
Estados Unidos	Mississippian Lime (área original)	16,23%	NO	L - G
Estados Unidos	Mississippian Lime (área extendida)	25,00%	NO	L - G
África				
Argelia	Tin Fouyé Tabenkor (TFT)	30,00%	O	L - G
Argelia	TFR, TIM y BEQ (Issaouane)	59,50%	O	L
Argelia	Reggane	29,25%	O	G
Libia	NC-115	20,00%	O	L
Libia	NC-186	16,00%	O	L
Asia				
Rusia	SNO (AROG)	49,00%	O	L
Rusia	TNO (AROG)	49,00%	O	L
Rusia	SK / YK	100,00%	O	G

Precios medios de realización de crudo y gas por área geográfica

	A 31 diciembre 2012		A 31 diciembre 2011	
	Precios de realización medios de crudo (€/Bbl)	Precios de realización medios de gas (€/Boe)	Precios de realización medios de crudo (€/Bbl)	Precios de realización medios de gas (€/Boe)
Europa	85,70	50,67	80,06	54,49
América del Sur	59,13	15,90	53,25	13,79
Perú	81,99	12,62	77,18	11,18
Trinidad y Tobago	88,90	13,32	77,25	13,31
Venezuela	80,91	11,40	71,58	10,14
Resto de países de América del Sur	37,09	36,83	34,40	24,63
América Central	-	-	-	-
América del Norte	80,78	29,13	76,04	47,09
África	85,86	-	74,81	-
Asia	50,70	-	-	-
Oceanía	-	-	-	-
TOTAL	69,23	16,24	60,51	14,23

Nota: corresponde a un dato origen en dólares convertido a tipo de cambio medio acumulado dólar/euro de cada periodo.

RESULTADOS

Millones de euros **Resultado de explotación**	**2012**	**2011**	**Variación 2012/2011**
América del Norte y Brasil	380	419	(9%)
Norte de África	1.298	99	1.211%
Resto del mundo	530	895	(41%)
Total	**2.208**	**1.413**	**56%**

El resultado de explotación del área de Upstream en 2012 fue de 2.208 millones de euros, frente a los 1.413 millones obtenidos en el ejercicio anterior, impulsado por el aumento de la producción y de los precios de realización, así como la apreciación del dólar frente al euro. El incremento de la producción se debe principalmente a la reanudación de la actividad en Libia, la puesta en marcha de la Fase I de Margarita (Bolivia) y a la buena evolución de Estados Unidos como consecuencia de los pozos de desarrollo realizados tras el levantamiento de la moratoria de perforación y el inicio de producción en Mississippian Lime. En Trinidad y Tobago, por el contrario, la producción ha disminuido respecto del año anterior por las paradas de mantenimiento en el ejercicio.

El EBITDA ascendió a 3.438 millones de euros frente a los 2.072 millones de 2011.

El precio medio de venta de la cesta de líquidos de Repsol fue de 87,35 US$/barril (67,98 €/barril), frente a los 83,3 US$/barril (59,8 €/barril) de 2011. El precio medio del gas se situó en los 3,7 dólares por mil pies cúbicos, lo que supone un incremento del 5,4% respecto al del ejercicio anterior.

El coste de extracción (*lifting cost neto*) alcanzó los 3,8 dólares por barril. Esta cifra es similar a la correspondiente al ejercicio 2011 (3,6 dólares por barril). En cuanto al coste de descubrimiento (*finding cost*) sobre reservas probadas, la media para el período 2010-2012 ha sido de 9,02 dólares por barril equivalente.

DESCUBRIMIENTOS

En 2012 se produjeron cinco descubrimientos exploratorios con los sondeos Pão de Açúcar (Brasil), Sagari (Perú) Tihalatine South-1 (Argelia) y Chipirón T2 y Caño Rondón Este 1 (Colombia).

Repsol Sinopec Brasil realizó en el primer trimestre de 2012 un gran descubrimiento en aguas profundas de la cuenca de Campos. El sondeo descubridor, denominado Pão de Açúcar, está situado en el bloque BM-C-33, bajo una lámina de agua de 2.789 metros, a una profundidad total de 7.210 metros y a 195 kilómetros de la costa. Se encontraron hidrocarburos en dos niveles diferentes, con una columna total, sumando el espesor de ambos, de 480 metros, una de las más altas hasta ahora en Brasil. Tras el descubrimiento, se llevaron a cabo pruebas de producción que dieron como resultado 5 kbbl/d de crudo ligero y 28,5 Mscfd de gas, estando aún el caudal limitado por las instalaciones. Se van a realizar trabajos adicionales para confirmar la extensión del descubrimiento. Pão de Açúcar se suma a los descubrimientos Seat y Gávea, todos ellos en el bloque BM-C-33. Gávea fue incluido por IHS dentro de la lista de los 10 mayores descubrimientos del mundo en 2011 y Pão de Açúcar se ha incorporado a esta lista en 2012, confirmando el elevado potencial del área. El bloque está operado por Repsol Sinopec Brasil (35%), en asociación con Statoil (35%) y Petrobras (30%). El offshore de Brasil es una de las áreas con mayor crecimiento en reservas de hidrocarburos del mundo. Si las elevadas expectativas se confirman, será el primer gran yacimiento operado por una compañía petrolera extranjera en Brasil. Este

descubrimiento establece un nuevo hito para Repsol en la perforación en aguas profundas.

En agosto de 2012 se produjo en Perú un nuevo descubrimiento exploratorio de gas y condensado en el bloque 57, en el área subandina del país. El sondeo, denominado Sagari, resultó exitoso en dos formaciones diferentes llamadas Nia Superior y Nia Inferior. Repsol es el operador del bloque, con una participación de 53,84%, mientras que Petrobras tiene el 46,16% restante. El hallazgo de Sagari refuerza el potencial de esta zona de Perú, donde también se encuentra el campo Kinteroni. Las pruebas de producción de Sagari, realizadas a profundidades de entre 2.691 y 2.813 metros, dieron como resultado un flujo de 26 Mscfd con 1.200 barriles diarios de condensado (hidrocarburos líquidos) en una de las formaciones y de 24 Mscfd y 800 barriles diarios de condensado en la otra. Entre ambas pruebas se obtuvieron niveles de casi 11 kbep/d. Una vez constatado el alto potencial, Repsol continúa con la exploración de otras estructuras en este bloque.

En octubre de 2012 finalizó con éxito la perforación del sondeo Tihalatine South-1 (Argelia), ubicado en el bloque Sud-Est Illizi. Este descubrimiento exploratorio de gas se sitúa en la cuenca de Illizi, en el sureste del país. Este sondeo descubridor es el primero que se perfora en el bloque. El consorcio liderado por Repsol (25,725% y operador), se adjudicó el bloque Sud-Est Illizi en 2010, en la segunda convocatoria nacional e internacional de ofertas de bloques exploratorios y en desarrollo. Los socios en este proyecto son Enel SpA (13,475%) y GDF Suez (9,8%). El 51% restante está en manos de la compañía estatal argelina Sonatrach. El descubrimiento se produjo a una profundidad de 1.073 metros y las primeras pruebas de producción dieron un volumen de gas de 105.000 metros cúbicos diarios (3,7 millones de pies cúbicos diarios). El consorcio perforará otros cuatro pozos exploratorios como parte de las actividades para concretar el potencial de este bloque.

En Colombia se descubrieron hidrocarburos con los sondeos exploratorios Chipirón T2 en el bloque Chipirón y Caño Rondón Este 1, en el bloque Rondón, ambos situados en la cuenca de Llanos. El sondeo Chipirón T2 se completó con resultado positivo en el mes de abril y el de Caño Rondón Este 1, en el mes de junio. En ambos bloques, Repsol tiene una participación del 12,5%. Ecopetrol aceptó la comercialidad de ambos hallazgos en abril y agosto, respectivamente.

PRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos de Repsol se cifró en 332.434 bep al día en 2012, lo que supone un aumento del 11,3% respecto a 2011.

La reanudación de las operaciones en Libia tras la suspensión de las mismas de marzo a noviembre de 2011 explica la parte más significativa de este incremento. Adicionalmente la puesta en marcha del proyecto de desarrollo de gas de Margarita-Huacaya en mayo 2012 ha permitido elevar la producción total de gas de 3 a 9 Mm^3/d.

Por otro lado, se ha experimentado una disminución de la producción de gas en Trinidad y Tobago por tareas de mantenimiento tanto en los trenes de licuefacción de Atlantic LNG como en las plataformas de producción; en Ecuador por el declino de los campos y la venta de un 20% de participación en los contratos de servicios del bloque 16 y Tivacuno en septiembre de 2012; de menor entidad es el declino natural de Albacora Leste (Brasil).

Producción neta de líquidos y gas natural por área geográfica:

	2012			2011		
	Líquidos	**Gas natural**	**Total**	**Líquidos**	**Gas natural**	**Total**
	(Mbbl)	**(bcf)**	**(Mbep)**	**(Mbbl)**	**(bcf)**	**(Mbep)**
Europa	1	2	1	1	2	1
España	1	2	1	1	2	1
América del Sur	24	372	90	26	370	92
Bolivia	2	45	10	2	35	8
Brasil	2	*	2	2	*	2
Colombia	1	-	1	1	-	1
Ecuador	7	-	7	9	-	9
Perú	3	39	10	3	37	10
Trinidad y Tobago	4	240	47	5	250	49
Venezuela	5	48	13	5	47	13
América Central	-	-	-	-	-	-
América del Norte	10	5	11	10	3	10
Estados Unidos	10	5	11	10	3	10
África	17	12	19	4	12	7
Argelia	1	12	3	1	12	3
Libia	16	-	16	3	-	3
Asia	1	-	1	-	-	-
Rusia	1	-	1	-	-	-
Oceanía	-	-	-	-	-	-
Producción total neta	**52**	**391**	**122**	**40**	**387**	**109**

(*) Valor de la producción comprendido entre 0 y 1

Pozos productivos por área geográfica

	A 31 de diciembre de 2012 (1)			
	Petróleo		Gas	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	9	6	1	1
América del Sur	1.083	338	166	61
Perú	-	-	21	2
Trinidad y Tobago	96	67	48	16
Venezuela	333	133	23	10
Resto de países de América del Sur	654	138	74	33
América Central	-	-	-	-
América del Norte	304	33	-	-
África	240	48	83	25
Asia	332	163	-	-
Oceanía	-	-	-	-
Total	**1.968**	**588**	**250**	**87**

	A 31 de diciembre de 2011 (1)			
	Petróleo		Gas	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	8	6	-	-
América del Sur	1.056	357	163	64
Perú	-	-	20	2
Trinidad y Tobago	99	69	48	16
Venezuela	319	128	22	11
Resto de países de América del Sur	638	160	73	36
América Central	-	-	-	-
América del Norte	14	4	-	-
África	113	27	79	24
Asia	-	-	-	-
Oceanía	-	-	-	-
Total	**1.191**	**394**	**242**	**88**

(1) Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

RESERVAS

Al cierre de 2012, las reservas probadas de Repsol, estimadas de conformidad con el marco conceptual definido para la industria de petróleo y gas por la US Securities and Exchange Commission (SEC) y de acuerdo con los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE), ascendían a 1.294 Mbep, de los cuales 428 Mbep (33,1%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 866 Mbep (66,9%), a gas natural.

El 25,4% del total de las reservas se localizan en Trinidad y Tobago, 54,4% de las mismas se sitúan en el resto de los países de Sudamérica (Venezuela, Perú, Brasil, Ecuador, etc.), el 11,8% en el norte de África (Argelia y Libia), el 4,1% en Norteamérica (Estados Unidos) y aproximadamente un 4,3% en Europa y Asia (España y Federación Rusa).

En 2012, la evolución de las citadas reservas fue positiva, con una incorporación total de 248 Mbep, procedentes del Proyecto Cardón IV en Venezuela, incorporaciones en Sapinhoá (ex Guará) en Brasil, la inclusión de los proyectos en la Federación Rusa y Estados Unidos, y la revisión de los planes de desarrollo en Libia. En 2012, se consiguió un ratio de reemplazo de reservas (cociente entre las incorporaciones totales de reservas probadas en el periodo y la producción del periodo) de 204% para petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural (168% en petróleo crudo, condensado y GLP, y 231% en gas natural).

INVERSIONES

El área de negocio de Upstream realizó unas inversiones de explotación en 2012 que ascendieron a 2.423 millones de euros, un 33,6% superiores a las del ejercicio 2011 (1.813 millones de euros). La inversión en desarrollo representó el 60% del total y se realizó principalmente en Estados Unidos (31%), Brasil (14%), Trinidad y Tobago (13%), Venezuela (11%), Bolivia (9%) y Perú (8%). Las inversiones en exploración representaron un 18% de la inversión total y han sido realizadas fundamentalmente en Estados Unidos (34%), Perú (21%) y Brasil (12%). El resto corresponde a la incorporación de los activos en Rusia (Saneco y TNO) y Mississippian Lime en Estados Unidos.

DESINVERSIONES

En Ecuador, en septiembre de 2012 se firmó la venta de la sociedad Amodaimi Oil Company, la cual posee una participación del 20% en los contratos de servicios del bloque 16 y Tivacuno, ambos en producción, a Tiptop Energy Ltd., una subsidiaria de la compañía china Sinopec.

ACTIVIDADES EN LAS PRINCIPALES ZONAS GEOGRÁFICAS

Norteamérica

Estados Unidos

En enero de 2012 se ratificó el importante acuerdo anunciado en diciembre de 2011 con la petrolera estadounidense Sand Ridge Energy, para adquirir el 16% y el 25% de dos extensas áreas de recursos no convencionales en el gran yacimiento Mississippian Lime, ubicado entre los estados de Kansas y Oklahoma. Repsol ya incorporó en sus libros producción y reservas provenientes de este proyecto de desarrollo en la primera mitad de 2012. Durante el ejercicio se ha llevado a cabo una intensa campaña de perforación con cerca de 300 pozos productores, y una previsión de 700 en 2013.

La compañía también participa con un 28% en el activo en producción de Shenzi, situado en aguas profundas del Golfo de México. En el segundo trimestre de 2012 se perforó y completó el sondeo en evaluación Shenzi 9, que resultó positivo y comenzó a producir conectado al nuevo colector Manifold H a finales de junio. Para mantener la presión y potenciar los niveles de producción, entre mayo y septiembre de 2012 se inyectó agua en el yacimiento mediante dos sondeos. Dentro de los trabajos adicionales de desarrollo del campo, en 2013 se perforarán nuevos sondeos inyectores, y se perforará un sondeo infill en el flanco oeste y un sondeo de desarrollo en el flanco noreste. En diciembre de 2012 se encontraban en producción trece sondeos a través de la plataforma Shenzi y dos más a través de la plataforma Marco Polo. Hasta el momento, el comportamiento de los reservorios es el previsto en los modelos desarrollados por Repsol.

En 2012 se definieron los parámetros para la perforación del segundo sondeo de evaluación del descubrimiento Buckskin, que se espera perforar en el primer semestre de 2013. Después de los resultados positivos del primer sondeo de evaluación, en 2011, con este nuevo sondeo se terminará de confirmar el gran potencial de recursos del yacimiento y se definirá el plan de desarrollo del campo, orientado al inicio de la producción entre 2017 y 2018. Repsol, como operador del proyecto en su fase exploratoria, realizó en 2009 este importante descubrimiento a una profundidad total de

unos 9.000 metros, lo que lo convirtió en el pozo más hondo operado hasta ese momento por Repsol y uno de los más profundos perforados en la zona.

El Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) anunció en junio de 2012 los resultados de la ronda exploratoria 216/222 en Estados Unidos. Repsol obtuvo cinco nuevos bloques exploratorios en el sector central marino del Golfo de México y es la compañía operadora en tres de ellos. Ésta fue la primera ronda desde el incidente en el pozo de Macondo y la moratoria impuesta por las autoridades estadounidenses.

En el importante proyecto exploratorio de Alaska North Slope se iniciaron en febrero de 2012 los trabajos de perforación y se encontraron indicios de hidrocarburos que están en evaluación y que se confirmarán con pozos adicionales. En 2013 está previsto perforar tres sondeos exploratorios más. Repsol entró a formar parte de este proyecto, situado en una de las zonas más prolíficas de Alaska, en marzo de 2011 tras el acuerdo alcanzado con las compañías “70 & 148, LLC” y “GMT Exploration, LLC” para la exploración conjunta de la zona. Repsol es la compañía operadora y cuenta con una participación del 70%. El North Slope de Alaska es una zona especialmente prometedora, con importantes yacimientos descubiertos y un riesgo exploratorio reducido. Con la entrada en este proyecto, Repsol incrementa su presencia en países de la OCDE y fortalece su estrategia de equilibrar el portafolio de exploración con activos de bajo riesgo a través de oportunidades onshore en un entorno estable.

A principios de 2012 el Departamento de Recursos Naturales anunció los resultados preliminares de la ronda NS-2001 W, en la cuenca de Alaska North Slope, que tuvo lugar el 7 de diciembre de 2011. Repsol se adjudicó 13 nuevos bloques exploratorios que suman una superficie de 186 km^2.

También en Alaska, el Departamento de Recursos Naturales anunció en noviembre de 2012 los resultados preliminares de las rondas NS-2012W y BS-2012W. En la primera Repsol fue la compañía que consiguió más bloques (24) en la cuenta de North Slope, que suman una superficie de 158 km^2. En la segunda ronda Repsol se adjudicó un bloque adicional de 13 km^2 en la cuenca de Beaufort Sea.

La diversificada cartera de proyectos de Repsol en Estados Unidos, que incluye activos en producción y proyectos exploratorios de gran materialidad en ambos casos tanto onshore como offshore, sitúa a este país como una de las grandes áreas estratégicas

de crecimiento de la compañía. Repsol participa en Estados Unidos en más de 440 bloques, así como en los activos de Mississippian Lime.

Canadá

En el primer trimestre de 2012 se incorporaron al dominio minero de la compañía los bloques offshore EL-1125 y EL-1126 adjudicados en el East Canada Bid Round en noviembre de 2011. El consorcio está formado por Repsol (10%), Statoil (50% y operador) y Chevron (40%). Los bloques se encuentran en la Flemish Pass Basin, cerca de las costas de Newfoundland y de la península del Labrador.

En febrero de 2012 se anunció el acuerdo con la compañía Chevron para adquirir un 20% de su participación en el bloque EL-1074R, situado en la cuenca de Orphan, frente las costas canadienses de la provincia de Terranova y Labrador. Tras dicho acuerdo, el bloque está participado por Chevron (65% y operador), Repsol (20%) y Statoil (15%)

El Canada – Newfoundland & Labrador Offshore Board adjudicó en noviembre de 2012 un bloque exploratorio de 2.089 km^2 situado en la cuenta de Flemish Pass a un consorcio formado por Repsol (25%), Husky (40% y operador) y Suncor (35%). Este bloque es adyacente al EL-1110 donde Repsol también participa junto a Husky y Suncor.

La entrada en 2012 en estos nuevos bloques exploratorios que se unen a los ya existentes, demuestra el compromiso de Repsol con la creación de un importante portafolio de proyectos en el offshore de Canadá, en línea con su estrategia de diversificación geográfica y crecimiento en países de la OCDE.

Latinoamérica

Brasil

El plan de desarrollo de Sapinhoá (ex Guará), en el bloque BM-S-9, en aguas profundas de la cuenta de Santos, uno de los proyectos de crecimiento clave para la compañía, avanzó significativamente en 2012 según lo planificado, lo que permitió la puesta en producción del primer pozo productor en el área sur a principios de enero de 2013. La producción del área sur de Sapinhoá (ex Guará) se realiza a través de la plataforma (Floating Production, Storage and Offloading, FPSO) *"Cidade de São Paulo"* con

capacidad para procesar 120 kbbl/d de crudo y 5 millones de metros cúbicos diarios de gas. A lo largo de 2013 y 2014 se conectarán a la plataforma nuevos pozos, con los que se espera alcanzar una producción total de crudo de 120 kbbl/d en el primer semestre de 2014. Los socios de este importante proyecto son Petrobras (45% y operador), BG (30%) y Repsol Sinopec Brasil (25%). En 2012 se perforó el sondeo de desarrollo Sapinhoá ADR2 y el de inyección I6S, y se realizaron las pruebas correspondientes. Asimismo, se completó el pozo Sapinhoá Norte con el objetivo de iniciar la prueba extensa de producción (EWT) a principios de 2013. Dentro del mismo plan de desarrollo se perforó el sondeo Sapinhoá P3S y se iniciaron los sondeos Sapinhoá P4S y Sapinhoá P5S. El plan de desarrollo también contempla la realización de una EWT en Sapinhoá Norte en el primer semestre de 2013, la finalización de la instalación del gasoducto de 18" Guara-Tupi y la conclusión del sondeo Sapinhoá Sur. En 2012 se adjudicó el contrato para el alquiler del FPSO *"Cidade de Ilhabela"* durante un periodo de 20 años. Esta plataforma, con una capacidad de producción diaria de 150 kbbl/d de crudo y 6 millones de metros cúbicos diarios de gas, se empleará para la producción del campo Sapinhoá Norte cuyo inicio se prevé en el segundo semestre de 2014.

Dentro del plan de evaluación y desarrollo del proyecto Carioca, también en el prolífico bloque BM-S-9, en 2012 se perforó el pozo avanzado Carioca Norte para definir de manera más precisa el potencial y la extensión del área de Carioca, una vez finalizado el sondeo Carioca Sela. Los positivos resultados obtenidos en el último trimestre del año con el pozo Carioca Norte confirman la extensión del campo Carioca. Para determinar la capacidad de flujo de este pozo se realizará un test de producción en 2013 y nuevos trabajos de evaluación para definir el potencial total del área de Carioca. Para ello, la Agencia Nacional de Petróleo brasileña (ANP) aprobó un programa adicional de actividades y extendió la fecha límite para la declaración de comercialidad hasta el 31 de diciembre de 2013. El proyecto de desarrollo y puesta en producción del área de Carioca avanza según lo establecido y se mantiene el objetivo de iniciar la producción en 2016.

Tras el descubrimiento exploratorio realizado en 2012 con el sondeo Pão de Açúcar, Repsol confirmó el gran potencial del bloque BM-C-33, en el presalino brasileño. Los socios, Repsol Sinopec Brasil (35% y operador), Statoil (35%) y Petrobras (30%), están trabajando en la definición de un plan de evaluación y futuro desarrollo para la zona. Este bloque alberga los descubrimientos de Seat (2010), Gávea (2011) y Pão de Açúcar (2012). Este último, situado bajo una lámina de agua de 2.789 metros y a 195 kilómetros

de la costa, tiene una columna de hidrocarburos de 480 metros y, según la compañía IHS, fue uno de los mayores descubrimientos del mundo en 2012.

Repsol participó durante el ejercicio en el plan de evaluación y desarrollo del campo Piracucá (bloque BM-S-7) con el análisis de las opciones más adecuadas. Como operador, Petrobras está valorando el desarrollo de Piracucá de forma integrada con otros descubrimientos de la misma área (Panoramix, Vampira y Guaiamá) para ver la viabilidad de un desarrollo conjunto y bajo el mismo esquema, lo que permitiría sinergias que redundarían en la rentabilidad de todos estos proyectos. Los sondeos de desarrollo realizados hasta la fecha en Piracucá han servido para definir mejor los recursos totales del campo en la zona sur-oeste y quedan pendientes de definir los de la zona noreste, donde se prevé perforar un sondeo en 2014. Los parámetros básicos del plan de desarrollo del campo se definirán previsiblemente en 2013.

El plan de evaluación del descubrimiento Panoramix, situado en el bloque BM-S-48 (S-M-674), avanza de acuerdo con la propuesta presentada en agosto de 2011 a la ANP, e incluye la perforación de un sondeo de evaluación con una prueba de producción DST contingente, así como la posibilidad de un segundo sondeo.

Los positivos resultados obtenidos en Brasil desde 2011 se han alcanzado en el marco de la alianza firmada en 2010 entre Repsol (60%) y la compañía china Sinopec (40%), que supuso la creación de la sociedad Repsol Sinopec Brasil, una de las mayores compañías energéticas privadas de Latinoamérica. Repsol Sinopec Brasil es una de las empresas energéticas independientes líderes en exploración y producción de Brasil, dispone de una posición estratégica en las áreas de mayor potencial del presalino brasileño y lidera la actividad exploratoria en la prolífica cuenca de Santos, junto con Petrobras y BG. La compañía cuenta en el país con una importante y diversificada cartera de activos, que incluye un campo en producción (Albacora Leste) y activos con grandes descubrimientos realizados en los últimos años en los bloques BM-S-9 y BM-C-33, así como el campo Piracucá, situado en el bloque BM-S-7, que actualmente está en fase de desarrollo y Panoramix, en el bloque BM-S-48 (S-M-674).

Los importantes descubrimientos exploratorios de los últimos años, los proyectos de desarrollo que se están materializando y la alianza establecida con Sinopec refuerzan la estrategia de la compañía en el offshore brasileño, una de las mayores áreas de crecimiento en reservas de hidrocarburos del mundo, y representan proyectos clave de crecimiento en el área de Upstream.

Bolivia

A principios de mayo de 2012 se inauguró la planta de procesamiento de gas y entró en producción la primera fase del importante proyecto de desarrollo de gas de Margarita-Huacaya. La puesta en marcha de la planta, junto con el sistema de recolección de fluidos y gasoductos y la completación de pozos, permitió elevar la producción total de gas de 3 a 9 Mm^3/d. Margarita-Huacaya, uno de los grandes proyectos del Plan Estratégico de Repsol comenzó a aportar en 2012 un importante volumen de producción. La primera fase se completó en el plazo previsto y por debajo del presupuesto aprobado. En la actualidad están en curso los trabajos de la segunda fase, con la construcción de un nuevo módulo en la planta de tratamiento y la perforación de pozos productores adicionales. Está previsto que la segunda fase se ponga en operación en el cuarto trimestre de 2013 y en la segunda mitad de 2014 se alcance ya una producción de gas total de 14 Mm^3/d. El inicio de la primera fase de Margarita-Huacaya supone la puesta en producción del primer proyecto de desarrollo clave del Plan Estratégico y es un paso importante que demuestra la capacidad de Repsol de cumplir su compromiso de crecimiento en Upstream y también en materia de seguridad.

En febrero de 2012 se inauguró el tercer tren de la planta de gas del campo Sábalo, lo que permitió incrementar la capacidad de procesamiento de 13,4 a 22,1 Mm^3/d. Entre el 65% y el 70% de la producción de este campo se destina a cubrir el Gas Supply Agreement (GSA) de Brasil, cuya demanda estacional supera los 30 Mm^3/d, particularmente en invierno. El campo Sábalo está operado por Petrobras (35%), en asociación con Total (15%), e YPFB Andina (50%), compañía participada por Repsol con un 48,92%.

En mayo de 2012 se suscribieron entre YPFB y Repsol dos nuevos convenios de estudio para la exploración de las áreas de Carahuaicho 8C, de 975 km^2 y situada en el departamento de Santa Cruz, y Casira, de 1.950 km^2 y que se encuentra situada en el departamento de Potosí. Repsol está evaluando el potencial de estas áreas y, en función de los resultados, tendrá la opción de firmar un contrato de servicios para su exploración y desarrollo.

En el marco de la ronda exploratoria 2012, en diciembre la compañía nacional boliviana YPFB comunicó, a través de resolución administrativa, la adjudicación a YPFB-Andina, Petrobras y BG Bolivia de 10 áreas de estudio donde se realizarán actividades para evaluar el potencial de las mismas.

Perú

A lo largo del primer trimestre de 2013 se iniciará la producción de Kinteroni, otro de los proyectos clave de crecimiento de la compañía. El plan de desarrollo del campo Kinteroni Sur, iniciado a mediados de 2010, incluye la perforación, completación, y las pruebas de los pozos productivos, así como la construcción de las instalaciones de superficie y el sistema de tuberías hasta la planta de Malvinas. El campo Kinteroni se encuentra en el bloque 57, que está ubicado en la zona centro-oriental de Perú, al este de la cordillera de los Andes, en la cuenca Ucayali-Madre de Dios. Kinteroni se descubrió en enero de 2008 y fue uno de los mayores hallazgos del mundo ese año. Los socios del bloque son Repsol (53,84% y operador) y Petrobras (46,16%).

En 2012 se realizó un segundo gran descubrimiento exploratorio en el bloque 57 con el sondeo Sagari, que resultó positivo en dos formaciones. Este importante hallazgo aumenta significativamente el potencial del bloque, donde también se encuentra el campo Kinteroni.

Ecopetrol y Repsol Exploración acordaron en 2012 la venta de una participación del 30% del lote 109, del que Repsol tenía el 100%. Este bloque, que está situado en las cuencas de Santiago y Huallaga se encuentra en su tercer periodo exploratorio. La operación está pendiente de ratificación oficial.

En 2012 el suministro de gas natural del campo Camisea, donde Repsol tiene una participación del 10%, continuó con normalidad a la planta de licuación de Peru LNG, en la que la compañía tiene a su vez un 20%. El campo Camisea está formado por los bloques 56 y 88, y su producción está destinada al mercado local y al abastecimiento de Peru LNG. La Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del Ministerio de Energía y Minas de Perú aprobó en abril de 2012 el estudio de impacto ambiental para poder explorar y desarrollar el área de San Martín Este, situada en el bloque 88 de Camisea. En este bloque se encuentran en producción los campos Cashiriari y San Martín.

Venezuela

Las autoridades de Venezuela aprobaron en agosto de 2012 la declaración de comercialidad y el plan de Desarrollo del campo Perla, ubicado en el bloque Cardón IV, en el Golfo de Venezuela. Tras esta declaración, el socio principal, Petróleos de

Venezuela (PDVSA), de acuerdo con los términos de la licencia de gas, tiene derecho a participar con un 35% en el desarrollo del proyecto, con lo que Repsol y Eni mantendrían el 65% restante, repartido a partes iguales. El plan de desarrollo de este proyecto clave contempla tres fases en función de los volúmenes de gas natural no asociado a ser producidos: una primera de 300 Mscfd y un inicio de producción previsto para 2014; una segunda fase de 800 Mscfd; y una tercera de 1.200 Mscfd. El desarrollo conllevará una serie de trabajos que deben abordarse simultáneamente, tanto en tierra como en mar, entre los que destacan la re-entrada de pozos perforados en la fase exploratoria y la perforación de nuevos pozos, la construcción e instalación de plataformas marinas, la instalación de gasoductos de producción, la construcción de la planta de procesamiento y tratamiento de gas en tierra y la línea desde la planta de tratamiento hasta el punto de entrega del gas a PDVSA Gas. La licencia de gas contempla varias aportaciones sociales a la comunidad, de acuerdo con lo establecido por el Ministerio de Energía y Minería, y como contribución al desarrollo de las comunidades de la zona. En 2012 se gestionaron las órdenes de compra de los materiales de larga de entrega (LLI) y llegaron a la zona de Cardón las tuberías para la construcción de la línea de flujo que comunicará las plataformas con la futura planta de tratamiento en tierra. También se iniciaron los trabajos de ingeniería de detalle para la planta de procesamiento en tierra y se avanzó en el proceso de adjudicación del contrato del equipo de perforación que prevé iniciar los trabajos en el cuarto trimestre de 2013.

El megacampo Perla, uno de los proyectos clave de crecimiento, fue descubierto por Repsol y Eni en 2009 en el bloque Cardón IV, que está situado en aguas someras del Golfo de Venezuela, a 50 kilómetros de la costa. Se han perforado cinco pozos que se pondrán en producción mediante plataformas y conexiones submarinas que llevarán el gas a la costa para ser procesado y enviado a la red de distribución de gas venezolana, de acuerdo con el plan de desarrollo.

En el otro proyecto clave de crecimiento en Venezuela, el de crudos pesados de Carabobo, se avanzó en 2012 en los trabajos de desarrollo con el objetivo de iniciar una producción temprana acelerada en 2013 y la producción temprana del proyecto en torno a 2014. Las instalaciones permanentes de producción, actualmente en proceso de selección de la ingeniería que realizará el FEED (Front End Engineering Design), está previsto que estén operativas en 2016, alcanzándose previsiblemente el plateau de producción de 400.000 barriles de petróleo en 2017 con la puesta en marcha del mejorador. Éste, con una capacidad para procesar 200 kbbl/d, permitirá incrementar la

calidad del crudo hasta los 32º API. En 2012 se llevó a cabo la primera fase de la campaña sísmica 3D en todo el bloque y finalizó la perforación de siete pozos estratigráficos. También se completó la ingeniería conceptual del proyecto de producción temprana acelerada, se aprobó la contratación de una planta de procesamiento con capacidad para 30 kbbl/d y concluyó la ingeniería conceptual de las instalaciones permanentes. A finales de diciembre de 2012, se anunció el inicio de producción del primer pozo previsto en el plan de desarrollo acelerado del campo Carabobo.

El proyecto Carabobo fue adjudicado por el gobierno venezolano en febrero de 2010 a un consorcio de compañías internacionales liderado por Repsol, que cuenta con una participación del 11%. Este importante proyecto consiste en el desarrollo, junto con PDVSA, de las reservas de crudo pesado de los bloques Carabobo 1 Norte y Carabobo 1 Centro, situados en la Faja Petrolífera del Orinoco. Esta área es una de las que cuentan con las mayores reservas de hidrocarburos sin desarrollar del mundo. En Carabobo se alcanzará una producción de 400.000 barriles de petróleo diarios durante un período de 40 años. Parte del crudo pesado de este proyecto se destinará a las refinerías españolas de Repsol, lo que permitirá sacar partido a la apuesta de la compañía por el uso de avanzadas técnicas de conversión profunda en sus complejos industriales.

Trinidad y Tobago

Repsol tiene un porcentaje de participación del 30% en la sociedad BPTT, que opera una extensa área productora de hidrocarburos en el offshore del país. La producción de estos campos se destina a abastecer los trenes de licuación de la planta de Atlantic LNG, donde Repsol también participa.

A finales de 2012 BPTT anunció un descubrimiento de gas con el sondeo de evaluación Savonette 4, que permite inicialmente duplicar la estimación de recursos del campo de gas Savonette. Este pozo de evaluación, ya en producción desde noviembre de 2012, se perforó al este del campo, a una profundidad de 90 metros en la cuenca de Columbus a 80 kilómetros de la costa este de Trinidad. La profundidad total del pozo fue de 5.700 metros. Savonette fue descubierto en 2004 con el sondeo de exploración Chachalaca y entró en producción en 2009.

Repsol es el operador de los bloques marinos productivos TSP, con una participación del 70%. En 2012 se completaron las tareas de procesamiento de la sísmica 3D registrada un año antes. El objetivo es finalizar la cobertura sísmica del área y evaluar el potencial exploratorio remanente en el activo. Durante el ejercicio también se identificaron nuevos prospectos perforables.

Otros países de Latinoamérica

En Colombia, en el tercer trimestre de 2012, la asociación integrada por Repsol y Ecopetrol, con una participación del 50% cada una, se adjudicó un nuevo bloque de exploración de hidrocarburos en aguas profundas. El bloque, denominado Guajira Offshore 1, tiene una superficie de 12.271 km² y está situado a profundidades de entre 1.500 y 3.000 metros. El bloque está sujeto a un contrato de evaluación técnica y tiene una duración de 36 meses.

También en Colombia, en 2012 la compañía obtuvo dos nuevos éxitos exploratorios, uno en el bloque Chipirón con el sondeo Chipirón T2 y otro en el bloque Rondón con el sondeo Caño Rondón Este 1, ambos situados en la Cuenca de Llanos.

En México, Repsol opera el bloque Reynosa-Monterrey a través de un contrato de servicios múltiples. A finales de 2012 había 46 pozos en producción. Dicha producción no se recoge en los libros de Repsol por pertenecer a Pemex. En 2013 se realizarán trabajos adicionales de desarrollo e infraestructura, y está previsto reparar unos 20 pozos para incrementar la producción del área. En 2014 se llevarán a cabo obras y servicios de mantenimiento.

En Guyana, en julio de 2012 se suspendió la perforación del sondeo exploratorio Jaguar-1X por encontrarse condiciones de presión muy superiores a las esperadas a casi 5.000 metros de profundidad. Se obtuvieron muestras de crudo ligero con alto contenido en gas en dos intervalos, lo que confirma el potencial generador de hidrocarburos del área. En la actualidad se trabaja con la información obtenida en el diseño de la ingeniería de un nuevo pozo que pueda superar las condiciones de presión y temperatura encontradas y alcanzar los esperanzadores objetivos previstos.

En Ecuador, en septiembre de 2012 se firmó la venta de la sociedad Amodaimi Oil Company, la cual posee una participación del 20% en los contratos de servicios del bloque 16 y Tivacuno, ambos en producción, a Tiptop Energy Ltd., una subsidiaria de la

compañía china Sinopec. La transferencia de acciones se efectuó tras la autorización previa del Estado ecuatoriano recibida en agosto. Tras esta transacción, Repsol, que adquirió este 20% en 2009 a la compañía Murphy Oil, retorna a su participación histórica del 35% en los bloques 16 y Tivacuno. El consorcio queda con Repsol como compañía operadora, en asociación con OPIC (31%), Tiptop Energy (20%) y Sinochem (14%).

En Cuba tras los resultados negativos del sondeo Jagüey terminado en el primer semestre de 2012, se procedió, una vez cumplidos los requisitos establecidos por las autoridades del país, a cancelar el contrato de exploración en el área, por lo que Repsol a 31 de diciembre de 2012 no tenía participación en ningún bloque de exploración y producción en Cuba.

África

Repsol tiene una importante presencia en el norte de África, especialmente en Argelia y Libia, donde participa en importantes proyectos que apoyan el crecimiento sostenido y rentable previsto en los próximos años. Asimismo, está consolidando su presencia en África occidental, fundamentalmente en Angola, Sierra Leona y Liberia.

Libia

Tras la resolución del conflicto se reinició en octubre de 2011 la producción en los bloques NC-115 y NC-186. A lo largo de 2012 se alcanzaron niveles similares a los anteriores al conflicto, con una media anual en el entorno de 300.000 barriles diarios y con picos de producción de más de 330.000 barriles al día para el total de los dos bloques.

El 8 de marzo se comunicó a la compañía nacional Libia NOC el levantamiento de la Fuerza Mayor, declarada en 2011, para la reanudación también de la actividad exploratoria en los bloques NC-115 y NC-186. Se solicitó a las autoridades libias y fue aprobada la extensión de la concesión por el período de suspensión, ampliándolo hasta el 6 de agosto de 2014. En 2012 se buscó una unidad de perforación para realizar la campaña de sondeos exploratorios comprometida y se reactivó la adquisición de sísmica 3D con el contratista seleccionado previamente.

Argelia

Actualmente, Repsol participa en la explotación de dos proyectos productivos (Issaouane y Tin-Fouye Tabankort), un gran proyecto de desarrollo de gas (Reggane Nord) y otro exploratorio (SE Illizi).

Las autoridades argelinas autorizaron en noviembre de 2011 el plan de desarrollo del proyecto Reganne Norte y en 2012 se realizaron las tareas previas al inicio de los primeros pozos de desarrollo. Este importante proyecto de gas en el Sahara argelino contempla el desarrollo de seis campos (Reggane, Kahlouche, Kahlouche Sur, Sali, Tiouliline, y Azrafil Sureste) que se ubican en la cuenca de Reggane a unos 1.500 kilómetros al suroeste de Argel. El objetivo es comenzar la producción en el año 2016. El desarrollo del área incluye la perforación y finalización de 104 pozos así como la construcción de una planta de tratamiento de gas con capacidad para 8 millones de metros cúbicos al día, un sistema de acumulación de gas, un gaseoducto para la exportación e infraestructuras, con una pista de aterrizaje y un sistema eléctrico. Repsol tiene una participación del 29,25% en el consorcio que está desarrollando este proyecto, formado y operado conjuntamente con la empresa estatal argelina Sonatrach (40%), la alemana RWE Dea AG (19,5%) y la italiana Edison (11,25%). Reggane es uno de los proyectos clave de exploración y producción de Repsol contemplados en su Plan Estratégico.

Como operador del bloque exploratorio Sud-Est Illizi, Repsol descubrió gas en el tercer trimestre de 2012 con el sondeo Tihalatine South-1, el primero que se perfora en el bloque. La compañía tiene una participación del 25,725% y cuenta como socios con Enel SpA (13,475%), GDF Suez (9,8%) y Sonatrach (51%).

Angola

En enero de 2012 se incorporaron al dominio minero de la compañía los bloques exploratorios 22, 35 y 37. La firma de estos contratos con Sonangol tuvo lugar el 20 de diciembre de 2011. Repsol es la compañía operadora en el bloque 22 donde participa con un 30%, tiene un 25% en el bloque 35 (operado por Eni) y un 20% en el bloque 37 (operado por ConocoPhillips). En 2012 se adquirió la sísmica 3D comprometida en los tres bloques.

Sierra Leona

En 2012 se perforó en aguas de Sierra Leona el sondeo exploratorio Jupiter-1, con buenos resultados que actualmente están siendo evaluados. El consorcio, participado por Repsol (25%), Anadarko (55% y operador) y Tullow (20%), perforó este pozo en el bloque SL-07B-10, a una profundidad de 6.465 metros y bajo una lámina de agua de 2.200 metros, en la misma área que el sondeo Mercury-1, completado en 2010. Se encontró una columna de hidrocarburos de 30 metros, lo que parece reforzar el alto potencial de hidrocarburos de una región que apenas ha sido explorada.

Liberia

En junio de 2012 se decidió pasar a la siguiente fase exploratoria en el bloque LB-15, donde Repsol participa con un 27,5%. El sondeo Montserrado-1 ha cubierto las obligaciones de este periodo en el bloque.

En julio de 2012 también se dio el paso a la siguiente fase exploratoria en el bloque LB-10, donde Repsol posee un 10%. Se están interpretando los prospectos para priorizar los objetivos, además de estimar los posibles recursos y los riesgos geológicos.

Túnez

Se han evaluado en los últimos años diversas oportunidades de exploración en el norte de África. En Túnez se adquirieron en 2011 tres bloques offshore en los que Repsol es el operador con el 100% de participación. En 2012 se reprocesaron 6.768 kilómetros de la sísmica 2D existente para ampliar el conocimiento del área.

Asia

Rusia

En agosto de 2012, Repsol y Alliance Oil completaron la primera fase de su proyecto conjunto de exploración y producción de hidrocarburos con la incorporación de activos a la sociedad conjunta AROG por parte de Alliance Oil y la adquisición de acciones por parte de Repsol. Dicho proyecto fue aprobado mediante un acuerdo firmado en diciembre de 2011. AROG servirá de plataforma de crecimiento para ambas compañías en la Federación Rusa, el mayor productor de gas y petróleo del mundo. Alliance Oil

aportó en agosto 2012 su filial Saneco, que engloba las actividades de exploración y producción en la región de Samara (cuenca Volga-Urales), con reservas probadas y probables en 11 campos de petróleo ya en producción. Por su parte, Repsol adquirió acciones de la sociedad y suscribió nuevas hasta alcanzar el 49% de participación en la misma. En el tercer trimestre de 2012 Repsol incorporó en sus libros producción y reservas provenientes de este importante proyecto. En diciembre 2012 Alliance incluyó también en AROG los activos de su filial Tatnefteodatcha (TNO), que se localizan en la región rusa de Tatarstan (cuenca Volga-Urales) y constan de dos campos petrolíferos y sus respectivas licencias de exploración y producción. Por su parte, Repsol a finales de enero de 2013 incluyó los activos de la compañía Eurotek en AROG que incluye dos importantes campos de gas: Syskonsyninskoye (SK), que se estima sea puesto en producción en la primera mitad de 2013 y Yuzhno-Khadyryakhinskoye (YK) que está en fase final de evaluación, previo a su puesta en desarrollo. Con todo ello a finales de enero de 2013 quedó completada la formación de la empresa conjunta AROG entre Alliance Oil (51%) y Repsol (49%).

Este acuerdo combina el conocimiento y el acceso a oportunidades de exploración y producción que Alliance Oil posee en Rusia, con las capacidades técnicas y financieras de Repsol, creando así una alianza en exploración y producción a largo plazo. El acuerdo incluye también la búsqueda conjunta de nuevas oportunidades de crecimiento mediante la adquisición de activos de petróleo y gas en Rusia.

En 2012 se adjudicaron a Eurotek-Yugra (100% Repsol) tres licencias de exploración: Karabashskiy-78, Karabashskiy-79 y Kileyskiy por un periodo de cinco años. Estas licencias están situadas en Western Siberia-Khanty-Mansiysk (Yugra) Okrug en la cuenca de Ural-Frolov.

En octubre de 2012 se recibió la comunicación del otorgamiento del bloque Salymsky 6, por el que se ofertó en la ronda de junio-julio de 2012, lo que elevaría a 11 el número de áreas de exploración controladas al 100% por Repsol en Rusia.

También se avanzó en la preparación de dos sondeos exploratorios en los bloques Karabashki 1 y 2 con el objetivo de iniciar la perforación en enero de 2013.

Indonesia

En 2012 se llevó a cabo la campaña sísmica comprometida en Cendrawasih Bay II con la adquisición de 2.691 kilómetros, el primer trabajo realizado por Repsol como operador en este bloque. Se completó en tiempo y dentro del presupuesto sin ningún incidente, a pesar de las dificultades de un área tan sensible y remota, situada a unos 3.000 kilómetros de Jakarta. Se prevé finalizar la interpretación completa de estos datos en el primer trimestre de 2013.

También en 2012 se realizó una campaña de adquisición de toma de muestras marinas de East Bula y Seram, y se adquirió una campaña de gravimetría y magnetismo aéreo para el mejor conocimiento de estos bloques.

Irak

En los bloques exploratorios Piramagrun y Qala Dze, obtenidos en 2011 en la región oriental del Kurdistán, empezó en el segundo trimestre de 2012 la campaña de registro de la sísmica 2D y se finalizaron las inspecciones previas al registro de la gravimetría. También continuaron las operaciones de geología de campo iniciadas en 2011. Se está procesando la información geológica final. Todos estos trabajos sirven para evaluar el potencial del área en hidrocarburos del área.

Europa

Noruega

Repsol ha venido consolidando en los últimos años una importante cartera de proyectos en este país escandinavo, en línea con la estrategia de diversificación geográfica y aumento de la presencia en la OCDE. En diciembre de 2012 Repsol participaba en 14 licencias exploratorias en aguas de Noruega, en tres de ellas como operador (PL-541, PL-531 y PL-642).

En la licencia PL-531, obtenida mediante la toma de una participación del 20% a la operadora Marathon en enero de 2011 y operada por Repsol, se han realizado durante el ejercicio los trabajos previos al inicio de la perforación del sondeo exploratorio Darwin, previstos para el primer trimestre de 2013. Este sondeo será el primer pozo operado por Repsol en Noruega, más concretamente en el Mar de Barents.

En la licencia PL-529 obtenida mediante la toma de una participación del 10% a la operadora Eni en enero de 2011 y ubicada en aguas profundas al suroeste del Mar de Barents, se perforó un pozo piloto en agosto de 2012 como preparación del sondeo Bønna, que se acometerá durante el tercer trimestre de 2013.

En la licencia PL-356 operada por DetNorske (60%) y en la que Repsol tiene un 40% de participación se terminó en el tercer trimestre de 2012 el sondeo exploratorio Ulvetanna con resultado negativo.

En enero de 2013 las autoridades de Noruega adjudicaron a Repsol en la ronda Awards in Predefined Areas (APA) una licencia en el mar de Noruega (PL 692, formada por los bloques 6509/3, 6510/1, 6510/2). Repsol será la compañía operadora con una participación del 40%, en asociación con Edison (30%) y Skagen44 AS (30%).

Irlanda

Durante 2012 se trabajó en la preparación del primer sondeo exploratorio Dunquin en la licencia FEL 3/04, donde Repsol participa con un 25%. Se espera perforar el sondeo en 2013.

En marzo de 2012, la compañía Providence transfirió a Repsol la operación en la licencia de exploración LO 11/11, situada en la cuenca Goban Spur. Esta licencia, fue concedida en 2011 en la “Atlantic Margin Round” y la participación en el bloque es la siguiente: Repsol (40% y operador), Providence (40%) y Sosina (20%).

Portugal

En septiembre de 2012 se formalizó el intercambio de activos acordado con la compañía Partex. Gracias a este acuerdo, Repsol intercambió un 10% de su interés en los bloques del Algarve (Lagosta y Lagostim), donde redujo su participación al 90% por un 15% de participación en los bloques de Peniche (Camarao, Mexilhao, Almeijoa y Ostra). En estos últimos están presentes Petrobras (operador, con un 50%), Galp (30%), Repsol (15%) y Partex (5%).

En los bloques Lagosta y Lagostín se adquirieron en 2012 un total de 1.506 km^2 de sísmica 3D para su procesado. En 2013 se realizarán los trabajos de interpretación

sísmica e identificación de prospectos con el objetivo inicial de perforar un sondeo exploratorio en 2014.

España

Tras la obtención de todos los permisos oficiales requeridos, en octubre de 2012 entraron en producción los campos Lubina y Montanazo, ubicados en el Mediterráneo español. Ambos campos fueron descubiertos por Repsol en 2009 y se han conectado a la plataforma Casablanca para su operación. Repsol es el operador en ambos casos, con una participación del 72,44% en Montanazo y del 100% en Lubina.

Repsol continuó en 2012 con los trabajos previos a los futuros sondeos exploratorios en los bloques Canarias 1 a 9, que incluyeron el procesamiento en detalle del volumen sísmico 3D existente en la zona de estudio, así como la elaboración del informe de implantación y del estudio de línea base, dentro del estudio de impacto ambiental.

GAS NATURAL LICUADO (GNL)

Las actividades de GNL comprenden la licuefacción, el transporte, la comercialización y la regasificación de gas natural licuado, además del negocio de generación eléctrica de Bahía Bizkaia Electricidad (BBE) en España y la comercialización de gas natural en Norteamérica.

Tras el accidente de Fukushima en marzo de 2011 y la posterior crisis nuclear, se incrementó la demanda de GNL en la cuenca pacífica. Esto produjo un aumento gradual de los precios en el Lejano Oriente, llegando durante el segundo trimestre de 2012 hasta el nivel de los 17 y 18 dólares por millón de Btu, y produciéndose un desacople significativo con respecto a los marcadores en Europa [NBP (National Balancing Point) en el nivel de los 9 dólares por millón de Btu], y más aún en relación al Henry Hub, que se mantuvo estable en torno a los 3 dólares por millón de Btu.

Otra característica destacable del mercado fue la poca disponibilidad de flota, así como las altas tarifas de contratación de flota spot como consecuencia del incremento de los trayectos al desviarse grandes cantidades de GNL de la cuenca atlántica a la pacífica debido al desacople de precios y la caída de la demanda en Europa.

En España, lo más destacable fue la disminución en el consumo de gas en un 2,8% respecto al año anterior y el consecuente descenso de las importaciones de GNL. Los principales factores que incidieron en este mercado fueron la actividad económica, variables climatológicas y la competencia de otras energías.

En cuanto al mercado de generación eléctrica, el precio medio aritmético del pool eléctrico español fue de 47,26 euros por MWh en 2012, lo que supone una disminución del 5% respecto a 2011. La demanda bruta de energía eléctrica en la Península Ibérica durante 2012 fue de 252,19 GWh, un 1,2% inferior a la del ejercicio anterior. La mayor parte de las tecnologías registraron caídas de producción respecto al año anterior, como la hidráulica, que lo hizo en un 4%, y la de ciclo combinado en un 5%, mientras que las centrales de carbón incrementaron su producción respecto a 2011 en un 5%. La generación solar se mantiene a unos niveles similares al 2011, representando un 1% la solar fotovoltaica y un 3% la solar termoeléctrica. Hay que destacar que el Gobierno español lanzó en septiembre de 2012 un proyecto de ley que incluye un impuesto sobre la producción de energía eléctrica y sobre el consumo de combustible para la generación de la misma. El impacto se verá a lo largo de este año, ya que empezó a aplicarse en enero.

RESULTADOS

El negocio de Gas Natural Licuado (GNL) generó en 2012 un resultado de 535 millones de euros, frente a 386 millones de euros a 31 de diciembre de 2011, debido fundamentalmente a los mayores márgenes de GNL durante el ejercicio.

ACTIVOS Y PROYECTOS

El año 2012 fue el segundo ejercicio completo de funcionamiento de la planta de licuación Peru LNG, situada en Pampa Melchorita, que entró en producción en junio de 2010, y en la que Repsol participa con un 20%, junto a Hunt Oil (50%), SK Energy (20%) y Marubeni (10%). El suministro de gas natural a la planta procede del consorcio Camisea, también participado por Repsol en un 10%.

La planta, con una capacidad nominal de 4,4 millones de toneladas/año, procesa 17 millones de metros cúbicos al día de gas. Cuenta con los dos mayores tanques de almacenamiento de Perú (con 130.000 metros cúbicos de capacidad cada uno de ellos) y una terminal marina de más de un kilómetro que recibe buques con capacidades de entre 90.000 y 173.000 metros cúbicos.

Además, el proyecto contempla la comercialización en exclusiva por parte de Repsol de toda la producción de la planta de licuación. El acuerdo de compraventa de gas suscrito con Peru LNG tiene una duración de 18 años desde su entrada en operación comercial y, por su volumen, se trata de la mayor adquisición de GNL realizada por Repsol en toda su historia.

En septiembre de 2007, Repsol se adjudicó la licitación pública internacional promovida por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para el suministro de GNL a la terminal de gas natural en el puerto de Manzanillo, en la costa mexicana del Pacífico. El contrato contempla el abastecimiento de GNL a la planta mexicana durante un período de 15 años por un volumen superior a los 67 bcm. La planta de Manzanillo, que suministrará a las centrales eléctricas de la CFE de la zona centro-occidental de México, se abastecerá del gas procedente de Peru LNG. Si bien estaba prevista su puesta en marcha en el segundo semestre de 2011, finalmente entró en funcionamiento en 2012.

La planta de Peru LNG produjo 5,2 bcm (3,8 millones de toneladas/año) en 2012, en línea con el 2011 a pesar de la parada principal de mantenimiento programada.

En junio de 2009 empezó a producir la planta de regasificación Canaport LNG, participada por Repsol (75%) e Irving Oil (25%). Se trata de la primera planta de regasificación de GNL de la costa este de Canadá. Ubicada en Saint John (New Brunswick) y con una capacidad inicial de suministro de 10 bcm/año (1.000 millones de pies cúbicos/día), esta terminal es una de las más grandes de Norteamérica y abastece a los mercados de la costa este de Canadá y del noreste de Estados Unidos. Repsol es el operador de la planta y suministra el GNL que alimenta a la terminal, correspondiéndole la totalidad de la capacidad de regasificación. El tercer tanque, que entró en operaciones en mayo de 2010, permite recibir cargamentos de los mayores metaneros diseñados hasta el momento.

En 2010 se firmó con Qatargas un acuerdo plurianual de abastecimiento de GNL para la planta de Canaport LNG. Para el suministro se utilizan buques Q-Flex y Q-Max, los de

mayor tamaño del mundo, con capacidades de 210.000 y 260.000 metros cúbicos, respectivamente, siendo Canaport LNG una de las pocas plantas del mundo capaz de acoger este tipo de buques en su terminal. El acuerdo fortalece la posición de Repsol como suministrador fiable, diversificado y flexible de gas natural para los mercados de Canadá y el noreste de Estados Unidos.

En 2012 cabe destacar la menor disponibilidad de GNL y la mayor actividad de trading de gas natural, que se duplicó respecto a 2011 y el comienzo de un proyecto que permitirá a la planta adaptarse a las necesidades del mercado de venta de gas y que finalizará en 2013. Asimismo se prevé continuar con la senda de crecimiento de la actividad de comercialización de gas natural en Norteamérica.

Repsol está presente en el proyecto integrado de GNL de Trinidad y Tobago, en el que participa, junto con BP y BG, entre otras compañías, en la planta de licuación Atlantic LNG. Su estratégica posición geográfica permite abastecer en condiciones económicas ventajosas a los mercados de la cuenca atlántica (Europa, Estados Unidos y Caribe) y, en el futuro, al mercado asiático gracias a la ampliación del canal de Panamá, que se prevé inaugurar en 2014.

Esta planta tiene en operación cuatro trenes de licuación con una capacidad conjunta de 15 millones de toneladas al año. La participación de Repsol es del 20% en el tren 1, del 25% en los trenes 2 y 3, y del 22,22% en el tren 4. Este último es uno de los mayores del mundo, con una capacidad de producción de 5 millones de toneladas/año. Además de participar en los trenes de licuación, Repsol desempeña un papel protagonista en el suministro de gas y es uno de los principales compradores de GNL.

En España, Repsol posee una participación del 25% en Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE). Esta sociedad tiene como activo una central eléctrica de ciclo combinado que cuenta con una potencia instalada de 800 MWe. La electricidad producida abastece a la red y se destina tanto al consumo doméstico como al comercial e industrial. Esta instalación, que está situada en el puerto de Bilbao, recuperó en 2012 unos altos niveles de disponibilidad, después de que en 2011 se viese afectada por la reparación y posterior sustitución de una carcasa de una turbina, pese a lo cual siguió vendiendo el gas excedentario sin perjuicio económico para la compañía.

En diciembre de 2007, Repsol y Gas Natural SDG firmaron un acuerdo de accionistas con Sonangol Gas Natural (Sonagas) para llevar a cabo trabajos de desarrollo de un

proyecto integrado de gas en Angola. Esta iniciativa consiste en evaluar las reservas de gas para, posteriormente, acometer las inversiones necesarias para desarrollarlas y, en su caso, exportarlas en forma de gas natural licuado. De acuerdo con la planificación, Repsol y Gas Natural SDG, a través de la empresa Gas Natural West Africa (GNWA), han participado en los trabajos de exploración que en la actualidad desarrolla Sonagas, el operador del consorcio, en el que GNWA posee una participación del 20%, seguido de Sonagas (40%), ENI (20%), Galp (10%) y Exem (10%).

Por otra parte, en 2011 se realizó la perforación de los pozos Garoupa-2 y Garoupa North, que hoy en día están en evaluación, y cuya evolución permitirá contrastar las expectativas de recursos de gas que posee el consorcio en dicho campo. Actualmente, se sigue con los trabajos asociados a las actividades de sísmica.

TRANSPORTE Y COMERCIALIZACIÓN DE GNL

La sociedad conjunta Repsol-Gas Natural LNG (Stream), participada al 50% por ambas compañías, es una de las empresas líderes a nivel mundial en comercialización y transporte de GNL, y uno de los mayores operadores en la cuenca atlántica. Entre las misiones de esta compañía figura la optimización de la gestión de la flota de ambos socios, que asciende a 15 metaneros, así como de otros fletados a corto o medio plazo.

Repsol comercializó en 2012, con el apoyo de la gestión de Stream, un volumen de GNL de 10,2 bcm, un 7% menos que en 2011, procedentes en su mayor parte de Perú LNG, que se puso en marcha en junio de 2010, y de Trinidad y Tobago. El destino principal de los cargamentos es España, el mercado asiático y Canaport LNG, realizándose ventas tanto en la cuenca atlántica (Europa y América) como en la pacífica.

En cuanto a la flota de metaneros, al cierre de 2012 Repsol contaba con siete metaneros y compartía propiedad de otros dos al 50% con Gas Natural Fenosa, todos ellos bajo la modalidad de time chárter y con una capacidad total de 1.248.630 metros cúbicos. Cuatro de estos metaneros fueron incorporados en 2010 en relación con la puesta en marcha del proyecto Peru LNG, uno con Naviera Elcano y tres con Knutsen OAS.

Adicionalmente, Repsol ha realizado arrendamientos de metaneros a corto y medio plazo en función del mercado y de la gestión de la flota.

INVERSIONES

El área de negocio de GNL invirtió 35 millones de euros en 2012, frente a los 18 millones del ejercicio anterior 2011. Esta cantidad se destinó principalmente a mantenimiento y proyectos de desarrollo.

VENTA NEGOCIOS GNL

El 26 de febrero de 2013 Repsol ha firmado un acuerdo con Shell para la venta de sus activos y negocios de GNL (no se incluyen los negocios de GNL en Norteamérica ni el proyecto de Angola). Esta operación no tiene ningún efecto en los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio 2012. Ver Nota 38, “Hechos Posteriores”, de las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2012.

DOWNSTREAM

El negocio de Downstream del Grupo Repsol consiste en el suministro y trading de crudos y productos, el refino de petróleo, la comercialización de productos petrolíferos y GLP, y la producción y comercialización de productos químicos.

RESULTADOS

Millones de euros **Resultado de explotación**	**2012**	**2011**	**Variación 2012/2011**
Europa	723	1.012	(29%)
Resto del mundo	290	170	71%
Total	**1.013**	**1.182**	**(14%)**

El resultado de explotación del área de Downstream se situó en 1.013 millones de euros, frente a los 1.182 millones del ejercicio anterior. El año 2012 se caracterizó por la puesta en marcha de las ampliaciones de las refinerías de Cartagena y Bilbao, lo que permitió mejorar el margen de refino gracias al aumento y optimización de la producción. No obstante, los resultados han disminuido respecto del ejercicio anterior por el impacto de la evolución de los precios del crudo y de los productos petrolíferos sobre los inventarios, por los menores volúmenes de venta en los negocios comerciales como consecuencia de la crisis económica y la caída de los márgenes y volúmenes de venta en el negocio químico por el peor entorno internacional.

REFINO

El Grupo Repsol posee y opera cinco refinerías en España (Cartagena, A Coruña, Petronor, Puertollano y Tarragona), con una capacidad de destilación total de 896.000 barriles de petróleo/día (incluida en Tarragona la participación en Asfaltos Españoles S.A.). En la refinería de La Pampilla (Perú), en la que Repsol es el operador y tiene una participación del 51,03%, la capacidad instalada se sitúa en 102.000 barriles de petróleo/día.

Entorno y actividad de refino

El ejercicio estuvo marcado, como en años anteriores, por los efectos de la crisis económica internacional. La demanda de productos petrolíferos disminuyó en los países de la OCDE, lo que afectó al negocio de refino, especialmente en Europa, donde los márgenes de refino se mantuvieron bajos. A lo largo de 2012 se sucedieron los cierres de refinerías y se prevé que esta reestructuración del sector continúe en los próximos años en Europa y Estados Unidos con la clausura de las instalaciones menos complejas y con menor competitividad. Estos cierres permitirán un mejor ajuste de la oferta a la demanda, lo que previsiblemente conducirá a una recuperación de los márgenes, especialmente los de aquellas refinerías que estén orientadas a la producción de destilados medios y con capacidad para procesar crudos pesados. En cualquier caso, y según los datos de la Agencia Internacional de la Energía, el incremento de demanda se producirá fundamentalmente en los países emergentes, con China e India a la cabeza.

El índice de margen de refino en España se situó en 2012 en 5,3 dólares por barril, superior al de 2011 (1,6 dólares por barril). En cuanto a Perú, el índice de margen de refino anual se situó en 3,9 dólares por barril, frente a los 1,8 dólares por barril de 2011.

La siguiente tabla muestra la capacidad de refino de los complejos industriales en los que Repsol participaba a 31 de diciembre de 2012:

	Destilación primaria	**Índice de conversión (2)**	**Lubricantes**
Capacidad de refino (1)	(Miles de barriles por día)	(%)	(Miles de toneladas por año)
España			
Cartagena	220	76	155
A Coruña	120	66	-
Puertollano	150	66	110
Tarragona	186	44	-
Bilbao	220	63	-
Total Repsol (España)	**896**	**63**	**265**
Perú			
La Pampilla	102	24	-
Total Repsol	**998**	**59**	**265**

(1) Información presentada de acuerdo con el criterio de consolidación del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo. La capacidad reportada de Tarragona incluye la participación en ASESA.
(2) Definido como el ratio entre capacidad equivalente de Craqueo Catalítico en lecho Fluidizado ("FCC") y la capacidad de destilación primaria.

En este contexto, las refinerías de Repsol gestionadas por la división de Downstream procesaron 37 millones de toneladas de crudo, lo que representa un aumento del 17,4% respecto a 2011, debido en parte al aumento de la capacidad de la refinería de Cartagena. La utilización media de la capacidad de refino fue del 74% en España, superior al 71% del año anterior. En Perú, el grado de uso también fue superior al de 2011, pasando del 69% al 70% en 2012.

En la siguiente tabla se desglosa la producción de las refinerías de acuerdo con los principales productos:

PRODUCCIÓN Miles de toneladas	2012	2011
Materia prima procesada (1)		
Crudo	36.960	31.483
Otras materias primas	8.213	9.053
Total	**45.173**	**40.536**
Producción de refino		
Destilados intermedios	21.863	17.835
Gasolina	7.165	8.145
Fuelóleo	4.474	6.287
GLP	961	1.056
Asfaltos (2)	970	1.272
Lubricantes	184	242
Otros (excepto petroquímica)	5.827	2.858
Total	**41.444**	**37.695**

(1) Información presentada de acuerdo con el criterio de consolidación del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo.

(2) Incluye el 50% de la producción de asfalto de Asfaltos Españoles S.A. (ASESA), una compañía participada al 50% por Repsol y Cepsa. Repsol comercializa el 50% de los productos de ASESA

A continuación, se muestra la procedencia de los crudos procesados en las refinerías del Grupo, así como las ventas de productos petrolíferos.

ORIGEN DEL CRUDO PROCESADO	2012	2011
Oriente Medio	17%	28%
Norte de África	13%	6%
África occidental	6%	9%
Latinoamérica	40%	26%
Europa	24%	31%
Total	**100%**	**100%**

VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

Miles de toneladas	2012	2011
Ventas por áreas geográficas		
Ventas en Europa	**38.277**	**33.548**
Marketing propio	**19.417**	**20.558**
Productos ligeros	16.618	17.580
Otros productos	2.799	2.978
Otras ventas (1)	**7.131**	**6.400**
Productos ligeros	6.567	4.814
Otros productos	564	1.586
Exportaciones (2)	**11.729**	**6.590**
Productos ligeros	4.554	1.754
Otros productos	7.175	4.836
Ventas resto del mundo	**4.467**	**4.257**
Marketing propio	**1.999**	**1.862**
Productos ligeros	1.788	1.579
Otros productos	211	283
Otras ventas (1)	**1.583**	**1.548**
Productos ligeros	1.214	1.231
Otros productos	369	317
Exportaciones (2)	**885**	**847**
Productos ligeros	344	264
Otros productos	541	583
Ventas totales	**42.744**	**37.805**
Ventas por canales de distribución		
Marketing propio	**21.416**	**22.420**
Productos ligeros	18.406	19.159
Otros productos	3.010	3.261
Otras ventas (1)	**8.714**	**7.948**
Productos ligeros	7.781	6.045
Otros productos	933	1.903
Exportaciones (2)	**12.614**	**7.437**
Productos ligeros	4.898	2.018
Otros productos	7.716	5.419
Ventas totales	**42.744**	**37.805**

(1) Incluyen ventas a operadores y bunker.
(2) Expresadas desde el país de origen.

En el último trimestre de 2011 tuvo lugar la puesta en marcha de las ampliaciones y mejoras de las refinerías de Cartagena (C10) y Bilbao (URF). Durante 2012 se consolidó la operación en las nuevas unidades y en el segundo semestre se mejoró el margen de refino, en línea con las expectativas previstas.

Con la finalización de estos proyectos, Repsol cumple con los objetivos inicialmente previstos en su estrategia inversora:

- Incrementar la capacidad de destilación y de conversión del sistema de refino para maximizar la producción de destilados medios, en un entorno claramente deficitario, disminuyendo la producción de fuelóleos procesando crudos más pesados.
- Mejorar la eficiencia energética, la seguridad y el respeto al medio ambiente.
- Colocar el esquema de refino de Repsol entre los mejores y más eficientes.

El proyecto C10 ha permitido incrementar la capacidad de producción del complejo de Cartagena hasta los 11 millones de toneladas (220.000 barriles al día). Orientada a la producción de destilados medios -más del 50%-, y con capacidad para procesar crudos pesados y de mayor valor añadido, la refinería ampliada permite mejorar la balanza comercial de España al reducir la importación de combustibles de automoción. Se trata del mayor proyecto industrial de la historia de España, que ha generado riqueza durante la etapa de construcción (3.100 millones de euros de inversión aproximada y participación de más de 20.000 personas, con una media de empleo de 3.000 personas durante tres años) y seguirá generándola en la fase de explotación (1.600 empleos directos y más de 8.000 inducidos). Con la finalización del proyecto, la refinería de Cartagena es una instalación moderna y se sitúa entre las más eficientes de Europa desde los puntos de vista energético y medioambiental.

Con el proyecto URF, la refinería de Bilbao incrementa significativamente su capacidad de conversión, procesando crudo pesado y maximizando la producción de destilados medios.

Ambas obras se realizaron con excelentes ratios de seguridad, en el plazo previsto y por debajo del presupuesto aprobado.

Forman parte del programa de Repsol para adaptar sus instalaciones a la producción de combustibles limpios para el transporte, impulsar el uso de biocarburantes (biodiésel) y mejorar la eficiencia energética, la seguridad y el respeto medioambiental.

En 2012 se avanzó en las etapas de ingeniería y construcción de la nueva planta de producción de bases lubricantes de nueva generación, instalación conjunta con la empresa coreana SKL. El día 27 de noviembre tuvo lugar el acto de colocación de la

primera piedra de la planta, con la presencia de autoridades autonómicas y locales, así como con la alta dirección de los dos socios de la compañía.

La planta, anexa a la refinería de Cartagena, supondrá una inversión estimada de 250 millones de euros y su puesta en marcha está prevista en 2014. Las refinerías de Cartagena y Tarragona proporcionarán la materia prima que alimentará la planta.

Las bases producidas son necesarias para la formulación de lubricantes para motores Euro IV/V, e implican una importante reducción de emisiones y consumo.

A finales de 2012, y en el marco del plan de integración del Grupo Repsol, 86 personas con capacidades diferentes formaban parte de la plantilla en los diversos complejos industriales y en las oficinas centrales.

MARKETING

Repsol comercializa su gama de productos mediante una amplia red de estaciones de servicio. Además, la actividad de marketing incluye otros canales de venta y la comercialización de gran variedad de productos, como lubricantes, asfaltos, coque y derivados.

Las ventas totales del marketing propio cerraron en 21.416 miles de toneladas, lo que supone una disminución de un 4,5% respecto al año anterior. Este descenso obedeció a la contracción de la demanda, que fue especialmente acusada en España. Los descensos del consumo nacional se han visto compensados con crecimiento internacional y nuevas oportunidades de negocio.

En este sentido, hay que destacar el éxito en la apertura de nuevas líneas de comercialización de productos en el exterior, el mantenimiento de la cuota en el mercado de gasolinas y gasóleos en España, y la mejora de la posición en Portugal.

En este difícil entorno, la gestión del margen de comercialización y del riesgo de crédito permitieron, tanto al canal de estaciones de servicio como al de ventas directas dirigidas al consumidor final, obtener resultados positivos.

A finales de 2012, Repsol contaba con 4.549 estaciones de servicio en los países adscritos a la división de Downstream. En España, la red estaba compuesta por 3.615 puntos de venta, de los cuales el 70% tenía un vínculo fuerte y el 30% eran de gestión propia. En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal (427), Italia (174) y Perú (333).

Los puntos de venta (estaciones de servicio y unidades de suministro) del negocio de Downstream a 31 de diciembre de 2012 eran los siguientes:

Puntos de venta	Controladas por Repsol (1)	Abanderadas (2)	Total
España	2.522	1.093	3.615
Portugal	264	163	427
Perú	116	217	333
Italia	53	121	174
Total	**2.955**	**1.594**	**4.549**

(1) Propiedad de Repsol o controlado por Repsol en virtud de contratos comerciales a largo plazo u otro tipo de relaciones contractuales que garantizan una influencia directa a largo plazo sobre dichos puntos de venta.
(2) El término “abanderadas” se refiere a estaciones de servicio propiedad de terceros con las que Repsol ha firmado un contrato de nuevo abanderamiento que le proporciona los derechos de (i) convertirse en proveedor exclusivo de dichas estaciones de servicio y (ii) dar su marca a la estación de servicio. En la UE, la vigencia máxima de los contratos es de cinco años.

Repsol comercializa carburante en España bajo las marcas Repsol, Campsa y Petronor, con la siguiente distribución a 31 de diciembre de 2012:

Marca	Puntos de venta
Campsa	161
Repsol	3.128
Petronor	301
Otras	25
Total	**3.615**

La compañía mantiene su política de asociación con empresas líderes del mercado, como El Corte Inglés, cuya campaña promocional conjunta ofrecía cheques descuento por compras de un determinado valor, tanto en las estaciones de servicio de Repsol como en las tiendas de la cadena de grandes almacenes. También ha consolidado su alianza estratégica con Burger King y ha avanzado en su plan de implantación de establecimientos de Auto King en estaciones de servicio de la red de Repsol en España.

Como empresa implicada con la innovación tecnológica, Repsol, junto con La Caixa ha apostado por la implantación del sistema de pago rápido "contactless", el más ágil que existe en el mercado, sin necesidad de contacto con el cliente y de gran utilidad en establecimientos con gran afluencia como las estaciones de servicio. Repsol es la primera empresa del Ibex35 que utiliza esta tecnología. En 2012 también se lanzó al mercado la tarjeta de fidelización Repsol Más, que permite el descuento inmediato en el momento de realizar las operaciones en estaciones de servicio.

Repsol se convirtió en el primer productor y comercializador a nivel europeo de coque verde, adquiriendo una nueva dimensión en este negocio y triplicando el volumen de ventas a pesar de la complicada situación del mercado. En la actualidad se está acometiendo un proceso de expansión internacional, fundamentalmente en el área mediterránea y el norte de África.

En línea con esta idea de crecimiento y consolidación, Servicios Logísticos de Combustibles de Aviación (SLCA), sociedad en la que Repsol posee el 50%, ha iniciado las operaciones de puesta a bordo en los dos principales aeropuertos españoles: Madrid-Barajas y Barcelona-El Prat. Gracias a ello SLCA se ha convertido en el segundo operador más importante en toda España por número de aeropuertos y por volumen de actividad. En el actual entorno económico, es reseñable la contratación de 100 personas en esta área.

Siguiendo la línea estratégica de la compañía de consolidar la posición comercial en Portugal, se han iniciado los proyectos logísticos de Boa Nova y Sines, lo que permitirá obtener una mejor posición para el aprovisionamiento en el país.

Confirmando la estrategia de crecimiento y consolidación, más del 60% de las ventas de especialidades se realizan en el mercado internacional, operando en más de 100 países y con 40 distribuidores internacionales de lubricantes. Cabe destacar la firma del

acuerdo de fabricación de lubricantes para Rusia así como el inicio de la construcción de la planta de bases de tercera generación en Cartagena.

Fiel a su compromiso con la sociedad, Repsol consolidó en 2012 el empleo y la integración de personas con capacidades diferentes e impulsó el compromiso de sostenibilidad, de respeto medioambiental y de seguridad de las personas, renovando el aceite Repsol Bio Telex 46, con la concesión de la Etiqueta Ecológica Europea (Ecolabel) y desarrollando en el Centro de Tecnología Repsol productos respetuosos con el entorno, como el aceite Repsol Bio Telex 68 y los asfaltos verdes.

Adicionalmente, la Dirección Ejecutiva de Marketing Europa recibió el Premio de Plata de Eventoplus en la categoría de Mejor Convención 2011 por su innovadora puesta en escena, con el reemplazo de los elementos impresos por proyecciones sobre el escenario, construido con materiales reutilizables.

GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO (GLP)

Repsol es una de las principales compañías de distribución minorista de GLP en el mundo, siendo la primera en España y Perú, además de mantener posiciones de liderazgo en Portugal y Ecuador. Durante el año 2012, ha estado presente en siete países de Europa y Latinoamérica.

Las ventas de GLP en 2012 ascendieron a 2.537 miles de toneladas. Por su parte, las ventas totales en España descendieron un 6% en comparación con el ejercicio anterior, principalmente por menores ventas minoristas en la línea de envasado y mayoristas por menor consumo petroquímico de GLP. En España, Repsol distribuye GLP envasado, granel, canalizado por redes de distribución colectiva y AutoGas, contando con más de 5 millones de clientes activos. Del total de las ventas minoristas de GLP en España, las ventas de envasado representaron el 62% en 2012, realizadas a través de una red de 225 agencias.

Miles de toneladas

Volumen de ventas de GLP	2012	2011
Europa	1.414	1.486
España	1.271	1.325
Resto Europa (1)	143	161
Latinoamérica	1.123	1.212
Perú	622	625
Ecuador	374	375
Chile	112	194
Resto Latinoamérica (2)	15	18
Total	**2.537**	**2.698**
Envasado	1.367	1.497
A granel, canalizado y otros (3)	1.170	1.201
Total	**2.537**	**2.698**

(1) En 2012 Portugal y en 2011 Portugal y Francia

(2) En 2012 Colombia y en 2011 Brasil

(3) Incluye ventas al mercado de automoción, de operadores de GLP y otros.

En España, continúan regulados los precios de venta de GLP canalizado y del envasado con cargas entre 8 y 20 kilogramos, excluidos los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante. El sistema de determinación de los precios ordenado por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo en septiembre de 2009 (ITC 2608/2009) vigente en envasado en los nueve primeros meses del año ha impactado significativamente en los márgenes comerciales de este producto. En dicha fórmula, el precio que se aplica en un trimestre depende en un 25% de los precios internacionales del trimestre anterior decalado un mes y en un 75% del precio máximo que ha estado vigente en ese trimestre que concluye.

El Tribunal Supremo dictó sentencia del 19 de junio (publicada en el BOE del 20 de julio), estimando parcialmente el recurso presentado por la Asociación de Operadores de GLP (AOGLP), siendo su efecto más relevante la declaración de nulidad de la Orden ITC 2608/2009, vigente a esa fecha, sobre actualización de precios del GLP envasado regulado. Los precios del cuarto trimestre de 2012 publicados por el Ministerio de Industria se calcularon según la anterior Orden Ministerial ITC 1858/2008.

En el BOE del 31 de Diciembre del 2012 se publicó el Real Decreto Ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social.

El Real Decreto Ley mencionado dispone que a partir del 1 de enero de 2013, el precio máximo de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados, definidos en el apartado segundo de la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio, será el determinado en la Resolución de 24 de septiembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publican los nuevos precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados, en envases de capacidad igual o superior a 8 kilogramos, e inferior a 20 kilogramos, excluidos los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante, hasta la siguiente revisión prevista para el 1 de marzo de 2013, de conformidad con lo establecido en la disposición final primera de la citada orden.

En Portugal, Repsol distribuye GLP envasado, granel, canalizado y AutoGas al cliente final y suministra a otros operadores. En 2012 alcanzó unas ventas de 143.000 toneladas, lo que convierte a la compañía en el tercer operador, con una cuota de mercado del 21%. En 2012 se lanzó el producto “Conta Gas 12” con el objetivo de dar un servicio nuevo a los clientes en esta época de crisis económica. Es un producto pionero de GLP en Portugal que permite a un segmento de clientes de granel poder efectuar el pago por cuotas mensuales.

En Latinoamérica, Repsol comercializa GLP envasado, granel, canalizado y automoción en los mercados doméstico, comercial e industrial, con unas ventas de 1.123 miles de toneladas.

El AutoGas (GLP para automoción) es el carburante alternativo más utilizado en el mundo, con más de 21 millones de vehículos (ocho millones en Europa). Aunque en España su penetración todavía es limitada, el crecimiento de las ventas se cifró en un 22% en 2012, lo que demuestra un aumento en la demanda de este combustible económico y que ayuda a preservar la calidad del aire en las ciudades. La industria prevé que en cinco años habrá en circulación unos 200.000 vehículos a AutoGas en España.

Repsol, consciente del interés por este combustible alternativo, contaba a finales de 2012 con 375 puntos de suministro de AutoGas en el mundo, de los que más de 160

están en España. Adicionalmente en instalaciones de clientes ya existen 280 puntos de suministro.

En Perú, en julio de 2012 el Ministerio de Energía y Minas promulgó el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) que, entre otras medidas, establece la entrega de cupones descuento de 16 soles por balón de GLP de 10 kilogramos, lo que supone facilitar el acceso de los sectores más desfavorecidos del país al consumo de GLP y, por tanto, la sustitución de otras fuentes, como queroseno y leña. El programa de entrega de cupones se inició con un piloto en la provincia de La Convención (Cusco).

En 2012 GLP Perú, con el apoyo de la Fundación Repsol, entregó cerca de 9.000 cocinas en hogares de Piura y tiene prevista la entrega a otros 7.500 hogares en Cajamarca, como continuación al proyecto NINA, de sustitución de consumo doméstico de queroseno y leña por GLP, establecido por el Ministerio de Energía y Minas de Perú en 2009.

Con el fin de mejorar las condiciones de vida en situaciones graves, como puedan ser las generadas por seísmos e inundaciones, Repsol ha realizado el desarrollo de kits de emergencia. La Fundación Repsol ha donado a la Unidad Militar de Emergencias de España (UME) más de 1.000 kits de este tipo para su distribución entre la población afectada en aquellas situaciones en las que por la gravedad de los acontecimientos sea necesario.

QUÍMICA

La actividad química produce y comercializa una amplia variedad de productos, y abarca desde la petroquímica básica hasta la derivada. Comercializa sus productos en más de 90 países y lidera el mercado en la Península Ibérica.

La producción se concentra en tres complejos petroquímicos, situados en Puertollano, Tarragona (España) y Sines (Portugal), en los que existe un alto nivel de integración entre la química básica y la química derivada, así como con las actividades de refino en el caso de los complejos de España. Repsol cuenta también con diferentes compañías subsidiarias y filiales, a través de las cuales dispone de plantas dedicadas a la fabricación de derivados del estireno, especialidades químicas y caucho sintético, este

último a través de Dynasol, alianza al 50% con el grupo mexicano KUO, con plantas en España y México y otra más en construcción en China junto con un socio local, Shanxi Northern Xing'an Chemical Industry.

La debilidad de la demanda, el alto nivel de incertidumbre sobre el crecimiento de la economía y la imposibilidad de trasladar a tiempo a los precios la subida del coste de las materias primas condicionaron los resultados del ejercicio. Por otro lado, la consolidación de fuertes medidas de reducción de costes y ajustes de la producción en las plantas, y la optimización del margen integrado permitieron minimizar las pérdidas en 2012.

Las ventas a terceros ascendieron a 2.309 millones de toneladas, frente a los 2.659 millones de toneladas de 2011.

En 2012 se invirtió principalmente en la mejora y optimización de los activos existentes, en el impulso de la eficiencia, en la reducción de los costes y en la mejora de los estándares de calidad, seguridad y respeto medio ambiental. Hay que mencionar las inversiones para la diferenciación del portafolio. En este sentido, en el Complejo de Puertollano durante el año 2012 se pone en marcha, tras la transformación de una unidad ya existente, una unidad para la producción de EVA, que ha supuesto un incremento de capacidad de 15.000 toneladas de producto diferenciado

Miles de toneladas

MAGNITUDES OPERATIVAS QUÍMICA	**2012**	**2011**	**Variación 2012/2011**
Capacidad			
Petroquímica básica	2.808	2.808	0%
Petroquímica derivada	2.942	2.933	0,3%
TOTAL	**5.750**	**5.741**	**0,2%**
Ventas por productos			
Petroquímica básica	731	889	(18%)
Petroquímica derivada	1.577	1.770	(11%)
TOTAL	**2.308**	**2.659**	**(13%)**
Ventas por mercados			
Europa	1.997	2.311	(14%)
Resto del mundo	311	348	(11%)
TOTAL	**2.308**	**2.659**	**(13%)**

La tabla que sigue muestra la capacidad de producción de los principales productos petroquímicos, principalmente en Europa, a 31 de diciembre de 2012.

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN
Miles de toneladas

Productos petroquímicos básicos	**2.808**
Etileno	1.362
Propileno	904
Butadieno	202
Benceno	290
Etil terc-butil éter	50
Derivados petroquímicos	**2.942**
Poliolefinas	
Polietileno (1)	883
Polipropileno	520
Productos intermedios	
Óxido de propileno, polioles, glicoles y estireno monómero	1.189
Acrilonitrilo/Metil metacrilato	166
Caucho (2)	115
Otros (3)	69

(1) Incluye los copolímeros de etileno vinilacetato (EVA) y etileno butilacrilato (EBA).
(2) Incluye 55.000 toneladas de capacidad de producción situada en México.
(3) Incluye derivados del estireno y especialidades.

NUEVAS ENERGÍAS

El Grupo Repsol creó en 2010 la unidad de Nuevas Energías para impulsar y dar sentido de negocio a nuevas iniciativas que contribuyan a la visión de un futuro de la energía más diversificado y menos intensivo en emisiones de dióxido de carbono.

Esta nueva unidad de negocio se encarga de identificar oportunidades, promover proyectos y llevar a cabo iniciativas en ámbitos como la bioenergía y las energías renovables aplicadas al transporte y a otras áreas que puedan presentar sinergias con los actuales negocios de Repsol y con los entornos geográficos en los que opera.

En 2012 Nuevas Energías continuó con el desarrollo de los proyectos iniciados desde su creación, que consisten en el desarrollo de proyectos de bioenergía, en la investigación en microalgas y en la promoción de proyectos eólicos.

Repsol siguió desarrollando en 2012 el negocio de la movilidad eléctrica través de IBIL e IBILEK. En este sentido, IBIL extendió su ámbito de actividad a toda España mediante la apertura de siete delegaciones comerciales. Además, se puso en marcha un centro de control para la monitorización y el seguimiento integral de la infraestructura y el negocio, único en España. IBIL ya cuenta con más de 300 puntos de recarga operativos, tanto en el ámbito público como en el privado. En esta línea, ha iniciado el desarrollo de una infraestructura de carga rápida en estaciones de servicio del Grupo Repsol. Por su parte, IBILEK ofrece servicios de movilidad eléctrica a través del alquiler público de coches eléctricos por horas (operativo en las tres provincias vascas) y corporativo (entre las tres sedes de Repsol en Madrid).

En 2011, Repsol adquirió el 100% de la empresa británica Sea Energy Renewables, posteriormente denominada Repsol Nuevas Energías U.K., dedicada a la promoción y desarrollo de parques eólicos offshore con base en Escocia. Con esta compra, Repsol obtuvo derechos de promoción en tres parques eólicos offshore en la costa escocesa.

En el marco de esta operación, Repsol alcanzó un acuerdo con EDP Renováveis para desarrollar conjuntamente dos de estos parques, en concreto, Moray Firth, de 1.500 MW, e Inch Cape, de 905 MW. Tras esta operación, Repsol controla un 33% y un 51%, respectivamente. Además, la compañía dispone del 25% del parque Beatrice, en el que la empresa Scottish and Southern Renewables tiene el 75% restante. Repsol cuenta, en función de este acuerdo, con derechos para la promoción, construcción y explotación de 1.190 MW en el Reino Unido.

Durante 2012, Repsol ejecutó el plan de inversiones en estos tres proyectos, de acuerdo con la planificación prevista, e incorporó las capacidades necesarias para garantizar su desarrollo. Como hitos principales, se presentaron las solicitudes para el desarrollo tanto del parque eólico marino de Beatrice (en abril) como del de Moray Firth (en agosto). Adicionalmente, se sigue trabajando en la presentación de la solicitud de Inch Cape en el primer semestre de 2013.

Durante la fase de desarrollo de los proyectos, que finalizará entre 2014 y 2015, se realizarán los estudios y trabajos necesarios para obtener los permisos de construcción y operación de las instalaciones, cuya puesta en marcha tendría lugar, en su caso, entre 2015 y 2020. Estos proyectos permitirán que Repsol aplique su capacidad tecnológica en operaciones offshore, así como su experiencia en grandes obras de ingeniería.

Adicionalmente a la gestión de las inversiones efectuadas en 2010 y 2011, Nuevas Energías ha realizado las siguientes inversiones en 2012, todas ellas a través de Repsol New Energy Ventures, S.A., filial al 100% del Grupo Repsol.

En junio 2012, Repsol adquirió el 31% de la compañía portuguesa Windplus dedicada al desarrollo y a la demostración de la tecnología Windfloat de plataformas flotantes semisumergibles para la instalación de parques eólicos off-shore. Windplus ya cuenta con un prototipo en funcionamiento a escala real situado en la costa norte portuguesa.

Repsol compró en julio de 2012 el 50% de la sociedad NEOL Biosolutions, creada a partir de la división bioindustrial de Neuron Biopharma. NEOL, con sede en Granada, tiene como misión la selección y mejora de microrganismos, y el desarrollo de patentes propias de procesos de producción de biocombustibles de segunda generación.

Repsol New Energy Ventures e Innvierte Economía Sostenible firmaron en octubre de 2012 un compromiso de inversión de 21 millones de euros para acometer, durante los próximos cinco años, inversiones conjuntas en pequeñas y medianas empresas españolas que desarrollen iniciativas tecnológicas innovadoras en los sectores de bioenergía, generación renovable, movilidad eléctrica, almacenamiento de energía y eficiencia energética.

Estas inversiones, efectuadas a través de Repsol New Energy Ventures en sociedades de marcado carácter tecnológico, tienen por objeto participar e impulsar el desarrollo de tecnologías innovadoras relacionadas con las líneas de negocio de la unidad de Nuevas Energías.

Adicionalmente, el 16 de enero de 2013, Repsol New Energy Ventures, S.A. adquirió el 18% de la sociedad holandesa Tocardo, BV, empresa dedicada al desarrollo de tecnología de generación eléctrica en ríos y corrientes marinas.

INVERSIONES

En el área de Downstream, las inversiones de explotación ascendieron a 666 millones de euros, frente a los 1.704 millones del ejercicio anterior, lo que representa una disminución del 61% que responde principalmente a la finalización de los grandes

proyectos de refino. La mayor parte de esta cantidad se destinó a mejoras operativas, de las instalaciones y de la calidad de los carburantes, así como de la seguridad y del respeto al medio ambiente.

DESINVERSIONES

En 2012, Repsol alcanzó un acuerdo con un consorcio de inversores chilenos, liderado por LarrainVial, para la venta del 100% de su filial Repsol Butano Chile por un importe aproximado de 540 millones de dólares. Repsol Butano Chile poseía una participación del 45% de Lipigas, compañía presente en el mercado chileno y colombiano de comercialización de GLP, además de otros activos financieros.

La venta de estas filiales supone para Repsol un paso más en el cumplimiento del Plan Estratégico, que contempla la venta selectiva de activos de Downstream no estratégicos.

GAS NATURAL FENOSA

RESULTADOS

El 30% de Repsol en Gas Natural Fenosa generó un resultado de explotación de 920 millones de euros en 2012, frente a los 887 millones de euros de 2011, pese a contar con una menor aportación de plusvalías por venta de activos con respecto al ejercicio anterior.

La evolución positiva se explica principalmente por la diversificación y contribución creciente del ámbito internacional y el equilibrio aportado por el perfil de negocio de Gas Natural Fenosa que permite compensar el efecto en resultados de las desinversiones llevadas a cabo durante 2011 y el estancamiento en los resultados del negocio eléctrico regulado en España por el impacto del Real Decreto-ley 13/2012.

A continuación se describen las principales magnitudes del negocio. Para mejor comprensión, las cifras corresponden a los importes generados por Gas Natural Fenosa, si bien la participación del Grupo en la sociedad asciende al 30%.

Distribución de gas

España

El negocio en España incluye la actividad retribuida de distribución de gas, los ATR (servicios de acceso de terceros a la red) y el transporte secundario, así como las actividades no retribuidas de distribución (alquiler de contadores, acometidas a clientes, etc.).

En el marco del plan de actuaciones aprobado por la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) en relación con el proceso de compra de Unión Fenosa, .el 30 de junio de 2011 se cerró la venta de 304.456 puntos de suministro de gas natural, con un consumo de 1.439 GWh en la Comunidad de Madrid que fueron adquiridos por el Grupo Madrileña Red de Gas.

En 2012, las ventas de la actividad regulada de gas en España ascendieron a 195.769 GWh, con un descenso del 2,7% respecto al año anterior.

Gas Natural Fenosa ha continuado con la expansión de su red de distribución y del número de puntos de suministro, si bien hay que tener en cuenta que las cifras se ven afectadas por las desinversiones realizadas en 2011. La baja actividad en el mercado de nueva construcción sigue condicionando el incremento de puntos de suministro que se está compensando con un mayor número de conexiones en el mercado de la finca habitada.

Al cierre del ejercicio, la red de distribución de gas alcanzó los 46.541 kilómetros, con un incremento del 6,1% respecto del año anterior, y el número de puntos de suministro se cifra en 5.124.000, un 1,5% superior.

Latinoamérica

Corresponde a la actividad de distribución de gas en Argentina, Brasil, Colombia y México. En 2012, la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanzó los 6.090.470 clientes. Se han mantenido las elevadas tasas de crecimiento interanual, con un incremento de 207.565 puntos de suministro, destacando Colombia, con un aumento de 111.159.

Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica (gas y servicios de acceso de terceros a la red) ascendieron a 210.358 GWh, con un incremento del 10,1% respecto a las registradas el año anterior.

La red de distribución de gas se incrementó en 1.503 kilómetros en los últimos 12 meses, alcanzando los 67.334 kilómetros a finales de diciembre de 2012, lo que representa un crecimiento del 2,3%.

Italia

El negocio en este país incluye la actividad de distribución regulada y comercialización de gas.

Gas Natural Fenosa alcanzó en Italia la cifra de 448.967 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, aumentando un 2,0% respecto al ejercicio 2011.

La actividad de distribución de gas se situó en los 3.647 GWh, con un aumento del 1,9% respecto al 2011 debido principalmente a una climatología favorable. La red de distribución se incrementó en 149 kilómetros y alcanzó los 6.885 kilómetros al cierre del ejercicio.

Distribución de electricidad

España

Este negocio incluye la actividad regulada de distribución de electricidad y las actuaciones de servicios de red con los clientes, principalmente los derechos de conexión y enganche, medida de los consumos y otras actuaciones asociadas al acceso de terceros a la red de distribución del ámbito de la compañía. Los puntos de suministro

de electricidad experimentaron un ligero incremento del 0,6% en 2012, hasta alcanzar la cifra de 3.772.495.

En 2012 la energía suministrada se mantuvo en niveles similares respecto a 2011 alcanzando los 33.763 GWh, a pesar de que la demanda de electricidad homogeneizada ha experimentado una caída del 1,7%, en línea con el comportamiento a nivel nacional.

Latinoamérica

Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia, Nicaragua y Panamá.

Desde el 1 de junio de 2011 deja de incorporarse al perímetro de consolidación el negocio de distribución de electricidad en Guatemala por haberse llevado a cabo su enajenación.

Las ventas de actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanzaron los 18.074 GWh, con un incremento del 2,1%, a pesar de que el año anterior recogía las ventas de las distribuidoras de Guatemala. El número de puntos de suministro presenta un aumento del 3,8% y alcanza los 3.700.934.

Moldavia

El negocio en distribución de electricidad en este país consiste en la distribución regulada de electricidad y comercialización a tarifa de la misma en el ámbito de la capital y en zonas del centro y sur del país. El ámbito de la distribución de Gas Natural Fenosa en Moldavia representa el 70% del total del país.

La energía suministrada se incrementó un 3,3% y los puntos de suministro, que se situaron en 836.000, también aumentaron respecto al año anterior. Las ventas de la actividad de distribución de electricidad alcanzaron 2.525 GWh.

El plan de mejora de la gestión que se está desarrollando en Moldavia está permitiendo cumplir los objetivos planificados y la mejora de los indicadores operativos básicos.

Electricidad

España

Este negocio incluye las actividades de generación de electricidad de España, la comercialización mayorista y minorista de electricidad en el mercado liberalizado español, el suministro de electricidad a tarifa de último recurso y el trading de electricidad en mercados mayoristas.

En 2012, la demanda eléctrica nacional se sitúa en 251.749 lo que supone una disminución anual de un 1,4% respecto al año anterior. Corregida la demanda por los efectos de laboralidad y temperatura, la demanda descendió un 1,8% en el conjunto del año.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 37.144 GWh durante 2012, de los cuales 34.425 GWh corresponden a la generación en Régimen Ordinario y 2.719 GWh, a la generación en Régimen Especial. Respecto al año anterior, presenta una disminución del 2,5% en su conjunto, un descenso del 3,6% en el Régimen Ordinario fundamentalmente debido a las desinversiones y a la menor producción hidráulica y un incremento del 14,2% en el Régimen Especial. La cuota acumulada de Gas Natural Fenosa en generación de electricidad en Régimen Ordinario a 31 de diciembre de 2012 se situó en el 20,7%, igual a la del año anterior.

La producción hidráulica alcanzó 1.665 GWh, con un descenso respecto a 2011 del 42,4% como consecuencia de un año muy seco desde el punto de vista hidrológico. La generación de electricidad con ciclos combinados en 2012 alcanzó 20.602 GWh, un 14,0% inferior a la registrada el año anterior, cifra afectada por las desinversiones en ciclos combinados. La producción nuclear registró un leve aumento respecto a la de 2011. La entrada en vigor del Real Decreto de Garantía de Suministro ha supuesto para Gas Natural Fenosa que los grupos de carbón nacional, afectados por dicho Real Decreto, funcionasen de manera continuada, con una producción de 7.724 GWh, frente a los 4.464 GWh en 2011.

Las ventas en la actividad de comercialización de electricidad se cifraron en 35.910 GWh.

Latinoamérica

Corresponde a los activos de generación en México, Puerto Rico, Panamá y la República Dominicana.

La energía generada en Latinoamérica fue de 18.188 GWh en 2012, superior a la del ejercicio anterior fundamentalmente en México y Puerto Rico.

Kenia

Incluye la generación de electricidad en este país. En 2012, la producción con fuel en Kenia alcanzó los 646 GWh, una cifra inferior en un 15,8% a la registrada en 2011 debido a la menor demanda de producción térmica en el país, fruto de la mayor hidraulicidad durante el año y, consecuentemente, al incremento de los niveles de agua embalsada.

Infraestructuras

Este negocio incluye el desarrollo de los proyectos integrados de gas natural licuado, la exploración, desarrollo, producción y almacenamiento de hidrocarburos, la gestión del transporte marítimo y la operación del gasoducto del Magreb-Europa.

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz representó un volumen total de 116.347 GWh, un 4,0% superior al del año anterior. De esta cifra, 79.475 GWh fueron transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 36.872 GWh para Portugal y Marruecos, con un crecimiento del 17,9%.

En relación a las actividades de exploración y producción, se va a proceder al abandono del permiso de investigación de Villaviciosa, se han realizado labores de investigación geológica y geofísica en la zona del Bages (Barcelona) y se continúa avanzando con la tramitación de cinco proyectos en el área del Valle del Guadalquivir.

Aprovisionamiento y comercialización

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas (mayorista y minorista) tanto en España como en el exterior, y de otros productos y servicios relacionados con la comercialización minorista y la de gas a tarifa de último recurso en España.

La comercialización y aprovisionamiento a terceros de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español alcanzó los 238.451 GWh, con un aumento del 0,7% respecto al año anterior, fundamentalmente por una mayor comercialización a clientes finales que aumenta en un 5,3%, mientras que el aprovisionamiento a terceros en el mercado español descendió un 11,0%.

El suministro al mercado internacional aumentó notablemente, hasta 89.607 GWh, lo que supone un incremento del 24,9%.

Unión Fenosa Gas

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas realizadas por Unión Fenosa Gas e incluye las infraestructuras de licuefacción en Damietta (Egipto), de regasificación de Sagunto y la gestión de la flota de buques.

El gas suministrado al mercado español alcanzó un volumen de 55.683 GWh, lo que supone un descenso del 2,2% respecto al año anterior. Adicionalmente, se gestionó una energía de 28.200 GWh en operaciones de ventas internacionales en distintos mercados.

Inversiones

Las inversiones de explotación del Grupo Repsol correspondientes a su participación en Gas Natural Fenosa alcanzaron los 432 millones de euros durante el ejercicio, frente a

los 582 millones de 2011 debido fundamentalmente a la disminución de la inversión regulada en España, compensada, en parte, por el aumento de la inversión, principalmente en Latinoamérica, siendo los principales focos de inversión, México, Brasil y Colombia.

ÁREAS CORPORATIVAS

GESTIÓN DE PERSONAS

Al cierre de 2012, Repsol contaba con una plantilla consolidada de 29.985 personas de más de 80 nacionalidades. De esta cifra, un total de 23.995 empleados pertenecían a sociedades gestionadas directamente por Repsol y a ellos se refieren todos los datos incluidos en este capítulo. Los empleados de la compañía se distribuyen en más de 30 países y se concentran en España (71%) y Perú (13%).También destaca la presencia en países como Portugal (5%) y Ecuador (4%). El 76% de los trabajadores se concentran en el área de Downstream; el 13% en Upstream y GNL,y el 11%, en áreas corporativas.

El 1% de la plantilla corresponde a personal directivo; el 8%, a jefes técnicos; el 49%, a técnicos; el 5%, a administrativos; y el 38%, a operarios. El empleo de carácter fijo supone el 91% del total y las mujeres representan un 32% del conjunto de la plantilla.

Durante el ejercicio 2012 se ha aprobado una nueva estructura organizativa que ha supuesto cambios tanto a primer nivel como en el resto de niveles organizativos y en los distintos ámbitos de la compañía. Dichos cambios refuerzan el actual modelo, favorecen el desarrollo del talento interno y brindan nuevas oportunidades de carrera a los profesionales de Repsol. En esta línea, cabe destacar la incorporación al equipo directivo de 33 personas en 2012, así como la publicación de numerosos movimientos en los diferentes negocios y áreas corporativas.

Diversidad y conciliación

El Comité de Diversidad y Conciliación ha seguido impulsando los programas iniciados en años anteriores: teletrabajo, integración laboral de personas con capacidades diferentes, jornada laboral, gestión eficiente del tiempo y diversidad cultural.

A lo largo de 2012 se continuó con la expansión del programa de teletrabajo en los complejos industriales y delegaciones comerciales de España y se ha puesto en marcha un piloto de teletrabajo en Perú en el que participan 26 empleados y en Ecuador con 10 empleados.

Al cierre del ejercicio más de mil personas adheridas al programa en todo el mundo, lo que supone un incremento anual del 45% y demuestra que se avanza positivamente en la evolución de la cultura basada en el compromiso, la eficiencia y la consecución de objetivos.

En este ejercicio se presentó y publicó el Libro Blanco del Teletrabajo, en el que se resume la experiencia de Repsol, pionera en el ámbito industrial.

Por otro lado, se deben destacar los avances de la compañía en proporcionar flexibilidad horaria a todos los trabajadores de Repsol, adaptándose a los usos y costumbres de cada país, así como su compromiso de disponer de una serie de permisos mínimos retribuidos con ámbito mundial (maternidad, paternidad, permiso por lactancia de hijo, permiso por fallecimiento de familiar y permiso por matrimonio), superando la legislación en la mayoría de los países donde Repsol está presente.

En el caso de España, se ha constatado la buena acogida por parte de los empleados de las medidas de flexibilidad horaria implantadas a raíz del VI Acuerdo Marco en la sede de Madrid:

- Flexibilidad horaria de dos horas (entrada de 7:30 a 9:30) en el horario de invierno.
- Disminución del tiempo mínimo de comida a 45 minutos.
- Cómputo mensual de jornada, que permite a los empleados una distribución de la jornada diaria de acuerdo a sus necesidades personales.
- Permanece inalterable la consideración de jornada intensiva durante todos los viernes del año con la posibilidad de poder trasladar dicha tarde libre a otra tarde de la semana, siempre previa comunicación y consenso con su superior.

En cuanto a avances y nuevas medidas en materia de conciliación:

- Se habilitó un permiso especial para atender el cuidado de un hijo/hija menor de edad por padecer enfermedad grave que requiera ingreso hospitalario de larga duración.
- La compañía renovó la bolsa de sesiones/servicios gratuitos que pueden disfrutar en sus domicilios en caso de enfermedad propia o de un familiar. Estos servicios cubren la atención de personal especializado como psicólogo, enfermero, fisioterapeuta, profesor particular para hijos en situación de

convalecencia, ayuda a domicilio, ayuda diaria a personas mayores, y algunos servicios como telefarmacia o teleasistencia para mayores dependientes o menores a cargo.

- Bajo el nombre de “Tu Banco de Tiempo” los empleados de la sede central disponen de unos servicios de conciliación que facilitan la realización de gestiones personales, como trámites administrativos, tintorería y reparaciones varias sin necesidad de moverse de su centro de trabajo. Estas medidas suponen un ahorro de su tiempo y energía y gozan de gran aceptación entre los empleados.

El Programa de Gestión Eficiente del Tiempo tiene como finalidad fomentar una gestión más flexible y eficiente del tiempo, basada entre otras cosas en la planificación y priorización del trabajo, y en la utilización de nuevas herramientas tecnológicas que agilicen los procesos de trabajo y fomenten la comunicación.

Tras las acciones de formación y sensibilización realizadas en años anteriores sobre el uso eficiente del correo electrónico, durante 2012 se desarrolló un interactivo sobre la gestión eficiente de reuniones que ha sido difundido entre los empleados a través de los distintos canales internos de comunicación.

En 2012 la compañía alcanzó la cifra de 547 personas con capacidades diferentes, en contratación directa a nivel mundial (437 en España, 17 en Portugal, 39 en Perú, 38 en Ecuador, 10 en Venezuela y 6 en Brasil) a lo que habría que sumar 170 personas equivalentes a través de las medidas alternativas en España. Estos empleados están integrados en todas las áreas de la organización y el 22% de ellos ocupa puestos técnicos cualificados. Durante el ejercicio 2012 se impulsó la incorporación de empleados con discapacidad en el ámbito industrial y se continuó realizando acciones de sensibilización.

En cuanto a diversidad cultural, en 2012 se elaboró un estudio para conocer las percepciones de los empleados y detectar posibles barreras culturales, así como experiencias de éxito, y definir un modelo de gestión que capitalice la riqueza cultural de Repsol como una ventaja competitiva.

En el estudio participaron un total de 4.916 empleados de todo el mundo, a través de una encuesta online, complementada con 27 *focus groups* y 39 entrevistas personales.

También se programaron conferencias a los empleados para dar a conocer las particularidades culturales de los países en los que la compañía está reforzando su presencia, como China, Corea del Sur, Brasil, Angola, Argelia y Rusia. También se han organizado diversos talleres sobre 'habilidades directivas en entornos multiculturales', así como otros específicos de *coaching* grupal para aquellas personas que desarrollan sus funciones dentro de entornos especialmente multiculturales.

Todos los programas de diversidad y conciliación están orientados a las personas con el compromiso de proporcionar un entorno de trabajo flexible y atractivo, y de que la diversidad es un elemento diferencial que proporciona una mayor innovación y competitividad a la organización, de ahí que su gestión e impulso sea una de las prioridades de la compañía.

Repsol ha establecido alianzas y convenios de colaboración con distintas organizaciones que asesoran a la compañía en diferentes ámbitos. Entre ellos, destaca en España el actual Convenio Marco de Cooperación entre Repsol, ONCE y sus respectivas fundaciones, con actuaciones orientadas al desarrollo y potenciación de la integración de personas con discapacidad.

En 2012 se firmó un convenio de colaboración con la Fundación Inteligencia y Sociedad con el objetivo de facilitar la incorporación a la compañía de personas con dificultades de integración social debido a su alto coeficiente intelectual. La compañía también se adhirió en julio de 2012 a un convenio de sensibilización contra la violencia de género impulsado por el Ministerio de Sanidad, Servicios Sociales e Igualdad del Gobierno de España. Este acuerdo se enmarca en la iniciativa "Empresas por una sociedad libre de violencia de género" y busca dar visibilidad a la lacra que supone la violencia de género para nuestra sociedad e incidir en la importancia de la sensibilización así como continuar con la política de inclusión laboral de las víctimas.

En el ámbito de la igualdad de género, Repsol, S.A se mantiene como una de las compañías reconocidas con el Distintivo de Igualdad en la Empresa, promovido por el Gobierno de España. Este distintivo se concede a las entidades que destacan de forma especialmente significativa en la aplicación de políticas de igualdad de trato y de oportunidades con sus trabajadoras y trabajadores.

Asimismo en 2012 se suscribió un convenio de colaboración con la Fundación Activos de Gran Experiencia (AGE), con el fin de mejorar la gestión de la edad en la organización.

Recientemente, se ha realizado un estudio de la gestión de la diversidad en la compañía desde todas sus vertientes (género, cultura, generación, personas con capacidades diferentes, etc.). El análisis incorpora y contrasta un importante número de variables relacionadas con la experiencia, el talento, la formación, la compensación y la situación laboral, entre otras, y su objetivo final es asegurar el cumplimiento de la política de respeto a la persona de Repsol y su diversidad y la igualdad de oportunidades para todas las personas. El estudio constata que se camina en la buena dirección y señala algunos posibles puntos de análisis, como el desarrollo profesional de los activos de mayor experiencia.

Los diferentes programas de diversidad y conciliación de la compañía se han visto reconocidos externamente con premios de prestigio, como son:

- Premio Reina Sofía 2012 de Inserción Laboral de Personas con Discapacidad convocado por el Real Patronato sobre Discapacidad, en reconocimiento a la labor continuada en la implantación de políticas, programadas y evaluadas, de inserción laboral de personas con discapacidad en plantilla. El jurado destacó el alto nivel de desarrollo de las actuaciones dedicadas a promover la accesibilidad en los entornos físicos y virtuales de la empresa, la contratación de personas con un alto grado de discapacidad y la labor social llevada a cabo por Fundación Repsol.
- Certificado “Empresa Inteligente” por la apuesta de Repsol por la incorporación de jóvenes de alta capacidad.
- La Confederación Española de Personas con Discapacidad Física y Orgánica (COCEMFE) ha concedido a Fundación Repsol el Premio COCEMFE 2012 en la categoría de Mejor Empresa por la mejora de la calidad de vida de las personas con discapacidad.
- Repsol ha sido galardonada con el premio “El Diamante de la Compra” en la categoría de “Los centros especiales de empleo como fuente de suministro”, otorgado por la Asociación Española de Profesionales de Compras, Contratación y Aprovisionamientos (AERCE).
- La Fundación Repsol ha sido galardonada con el premio Fundación Bobath en la categoría de entidad privada por su proyecto “Jóvenes Afectados de parálisis y

daño cerebral. Formación Profesional de Grado Medio", en reconocimiento a la labor que realiza para la integración social y laboral de este colectivo, según ha informado la institución.

Encuesta de Clima

Tras completar en 2011 la tercera encuesta de clima dirigida a todos los empleados fijos de Repsol, en 2012 destacó la finalización de los talleres de identificación de causas que se iniciaron en el último trimestre de 2011.

En total se realizaron alrededor de 350 talleres; 150 presentaciones a empleados; 89 presentaciones a comités de dirección y se han identificado un total de 23 elementos clave en la gestión de personas.

A lo largo del ejercicio 2012 se definieron los distintos planes de acción en las principales direcciones que componen la compañía. Para ello, se tuvieron en cuenta los trabajos previos sobre la identificación de causas, las líneas de acción transversales y los ítems anteriormente comentados.

También, durante este periodo se inició la monitorización de estas acciones en algunos de los ámbitos y negocios.

Proceso de cambio cultural

Uno de los hitos de 2012 fue la identificación y descripción de los valores de compañía. En el origen de los valores culturales, que deben impregnar el trabajo diario, se encuentran dos actitudes de la cultura Repsol: el respeto y el sentido de la anticipación.

A continuación se definen ambos conceptos:

Respeto: "Cada uno de los miembros del Equipo Repsol debe cuidar a las personas, la sociedad y el planeta, construyendo relaciones de confianza, empezando por el entorno dentro de la compañía. Se trata de estar abiertos a las ideas, creencias o prácticas cuando son diferentes a las propias, logrando así los mejores resultados".

Sentido de la anticipación: “En Repsol se actúa con visión de conjunto y pensando en el futuro, conscientes de que sólo así la compañía será capaz de avanzar, crear valor y hacer realidad el reto que supone su visión”.

En el caso de los valores, éstos se han concretado en los siguientes: flexibilidad, transparencia, innovación, integridad y responsabilidad.

En 2012 se incorporó la innovación como valor corporativo de la compañía y se estableció lo siguiente: “en Repsol creemos que la clave de nuestra competitividad y evolución reside en nuestra capacidad para generar ideas y llevarlas a la práctica, en un entorno de colaboración y aprendizaje colectivo”. El desarrollo de este valor permitirá al Grupo Repsol alcanzar nuevas cotas de desempeño.

El proceso de cambio cultural que el Grupo Repsol está desplegando implica una evolución en las formas de trabajar y en la gestión de las personas, que, en el caso de la innovación y la mejora continua, requieren de inteligencia colectiva, transversalidad y generosidad. Este substrato cultural común nos permite desplegar la estrategia de cambio a través de dos grandes ejes estratégicos: uno basado en actividades de mejora continua y el segundo, en iniciativas de innovación. En el centro de esta estrategia están los equipos multidisciplinares, que, sobre la base de las prioridades estratégicas de los negocios, ponen en juego los nuevos comportamientos donde el aprendizaje permanente, basado en compartir aciertos y errores, es uno de los elementos fundamentales de esta nueva actitud.

Tantos las actitudes como los valores han sido aprobados por el Comité de Dirección de Repsol y posteriormente comunicados.

Campus es uno de los proyectos que ha hecho tangible los valores de Repsol. La nueva sede supone una oportunidad espacial y arquitectónica, y al mismo tiempo una oportunidad para trabajar de otra manera y poner de relevancia lo que es Repsol como compañía. De hecho, el espacio arquitectónico ha hecho posible iniciativas que han girado en torno a las personas, como la flexibilidad horaria, la oficina sin papeles o la implantación de la modalidad de puestos avanzados, todas ellas, además, favoreciendo una nueva organización del trabajo. Desde los ámbitos de herramientas y sistemas, el puesto de trabajo ha evolucionado de acuerdo a los últimos avances tecnológicos en hardware y software, y se está realizando también todo un proceso de modernización de autogestión administrativa; entornos como la gestión de gastos, de tiempos y

modificaciones laborales ya son una realidad. Además, Campus está pensado desde el plano de cómo la tecnología presta soporte a la organización. En este sentido, los valores se han podido ver reflejados en la flexibilidad de los espacios; en las maneras de hacer; en la responsabilidad con el medio ambiente, creando un edificio sostenible; en la integridad, contemplando las necesidades de las áreas y negocios; en la transparencia, apostando, por ejemplo, por espacios abiertos y la reducción de despachos; y en la innovación, con la generación de espacios de encuentro que facilitan el intercambio de conocimiento y el apoyo de las nuevas tecnologías en los procesos.

El traslado a la nueva sede corporativa ha supuesto la puesta en marcha de una estructura y un catálogo de servicios de salud adaptados al nuevo entorno y estilo de trabajo. Se ha querido que Campus sea un espacio cardio-protegido y por ello se han instalado varios desfibriladores y también en los principales centros industriales.

En todo el proyecto de Campus se han tenido en cuenta las aportaciones de un equipo de facilitadores representativo de todas las áreas y negocios de la compañía. De esta forma, se han podido adaptar también los aspectos de cultura y de valores según sus necesidades y a lo largo del traslado y la acogida.

La atracción de los mejores

Para desarrollar la vocación profesional, Repsol ofrece distintas fórmulas para captar, motivar y comprometer a los mejores profesionales, desarrollándolos personal y profesionalmente, con un buen ambiente de trabajo, formando por competencias, y con oportunidades de promoción interna y movilidad laboral.

También cuenta con programas de incorporación de talento joven, formándolo profesionalmente para integrarse como parte del equipo. En 2012, 140 nuevos profesionales se han incorporado a uno de los tres Programas Máster que ofrece Repsol (Exploración y Producción de Hidrocarburos, Refino, Petroquímica y Gas, y Gestión de la Energía, dos ediciones de este último en 2012), brindándoles la oportunidad de conocer y comprender los diferentes negocios de la compañía, adquirir conocimientos básicos de gestión empresarial y modelos de gestión y decisión de una empresa internacional, así como desarrollar las habilidades necesarias para mejorar su efectividad profesional, vinculadas a la cultura y estilo profesional de Repsol.

Para incorporar este talento, la compañía ha participado en más de 10 foros y ferias de empleo, buena parte de ellos en los entornos industriales y se han impartido charlas y presentaciones en colegios, institutos, universidades y distintas asociaciones.

Repsol se ha adaptado a las necesidades del nuevo Plan de Estudios Europeo del Plan Bolonia, recibiendo a alumnos universitarios con prácticas curriculares. Se ha contribuido en el refuerzo de la formación de los alumnos universitarios en diferentes áreas de la compañía, a través de los más de 300 acuerdos de prácticas firmados en 2012. Estos programas se han dirigido a titulados superiores y alumnos de los últimos años de carrera, preparándolos para una futura incorporación al mercado laboral. El plan Impulsa, que consiste en cursos on-line de competencias genéricas dirigidos a titulados superiores en prácticas, se consolida como apuesta en la formación de becarios que posteriormente forman una de las más importantes fuentes de reclutamiento de la compañía.

Dentro de los distintos perfiles formativos presentes en la compañía, también se han facilitado las prácticas de Formación Profesional de más de 60 alumnos de Ciclos Formativos de Grado Medio y Superior, incorporándose a la plantilla de Repsol un alto porcentaje de estos últimos a diferentes vacantes de empleo.

Repsol participó en varios programas de acercamiento del sistema educativo y el mundo empresarial, facilitando mediante estancias educativas en la compañía que los jóvenes estén mejor preparados para afrontar su futuro profesional, motivándoles y dotándoles de las destrezas necesarias. Una decena de institutos y colegios se han beneficiado de estas iniciativas.

Dentro del Canal de Empleo de repsol.com se actualizaron los contenidos y se incluyeron nuevos vídeos de empleados. De acuerdo con las tendencias del mercado y las necesidades propias de la compañía, y tomando como referencia el KWD Webranking, ha comenzado la revisión completa del área de empleo, aprovechando esta oportunidad de mejora para cambiar el enfoque y llegar más al público objetivo.

El desarrollo y la implantación de las redes sociales ha consolidado un nuevo paradigma de comunicación, participación y relación con los principales grupos de interés. Conscientes de ello, en Repsol se mejoró la capacidad de monitorización y recogida de los atributos de imagen y posicionamiento en este nuevo entorno para establecer nuevos puntos de conexión con los grupos de interés. En este sentido, para potenciar la

imagen como empleador se ha ampliado la presencia en redes sociales, incorporando mayor información de la compañía y aumentando la capacidad de reclutamiento a través de esta red profesional.

La gestión del talento

A lo largo de 2012 se ha conceptualizado el modelo de gestión del talento de Repsol, identificando y actualizando las herramientas de evaluación y desarrollo de la compañía con el objetivo de poner a disposición de todas las personas los medios, herramientas y procesos. Todo ello está disponible para los empleados en la intranet de la compañía.

La realidad de Repsol, las complejas organizaciones que genera su actividad y el equipo de personas que en ellas trabajan, tan particular por su diversidad como por su alta especialización y cualificación técnica, demanda una guía de carrera profesional estructurada y que integre aspectos técnicos y de gestión. Por ello, en el área de Upstream se definió el modelo de carrera técnica para exploración y producción identificando los criterios y aspectos críticos de la carrera profesional: las disciplinas técnicas, los roles funcionales y el *mentoring* como herramienta básica para el desarrollo y transmisión del conocimiento técnico.

La internacionalización cada vez más creciente de la compañía hace que sea necesario apoyar a los negocios y áreas corporativas. Fruto de ello es una iniciativa que se ha puesto en marcha en el área de ingeniería, para identificar la disponibilidad de las personas (se realizaron 193 entrevistas) para dar servicio al Upstream en su dimensión internacional y las acciones que serían necesarias para potenciarlo y adaptar los perfiles de las personas a las exigencias del entorno.

Otra de las claves de 2012 fue continuar trabajando en el estilo de gestión de los jefes. Por ello, se han continuado con los talleres formativos para jefes sobre el estilo de comportamientos así como sobre técnicas para evaluar y dar *feedback*. Un total de 610 jefes pasaron por los talleres. En este contexto de reforzar el estilo de gestión de jefes, se llevaron a cabo convenciones para jefes en todos los complejos industriales, tanto de Refino como de Química así como en las áreas centrales.

También se ha formado en liderazgo a jefes, logrando una asistencia de 478 personas a los diferentes programas

- Comunicar para liderar, 402 profesionales impartido en 5 países distintos
- Liderazgo eficaz, 53 profesionales
- Liderazgo transformador, 23 directivos
- Fundamentos de management, 78 profesionales
- Management avanzado, 30 profesionales

Adicionalmente, un total de 93 directores pasaron por 6 programas formativos a lo largo del año.

Se continuó consolidando las herramientas que la organización utiliza para evaluar y desarrollar el talento de sus empleados como el *People Review*, que evalúa en detalle a las personas, generando una visión compartida de cada una de ellas: sus fortalezas, áreas de mejora, y perfil profesional. A través de estas revisiones se abren planes de desarrollo y acciones concretas que incluyen movilidades dentro de la organización. En 2012 se revisaron 2.307 en 52 sesiones de *people review*. Señalar que del total de personas revisadas, 193 han correspondido a posiciones directivas.

Se realizaron 14 *Developments Centers* (evaluación del nivel del desarrollo a través de pruebas individuales y grupales), 10 en España y 4 en otros países, alcanzando un total de 112 personas revisadas.

En 2012, se continuó utilizando la herramienta de Evaluación-Feedback que aporta una visión sobre la percepción que jefe, equipo y pares o clientes internos tienen sobre la actuación del evaluado, para los encargados de la red de estaciones de servicio en España. En este programa han sido evaluados 140 encargados en 2012 y han participado 827 personas. El programa integra la evaluación y las acciones posteriores de seguimiento y apoyo para los encargados. Adicionalmente en el área industrial se ha lanzado el piloto de Evaluación-Feedback para jefes en el complejo industrial de Tarragona, y posteriormente se desplegará en todos los complejos del área industrial progresivamente.

En 2012, se realizó un diagnóstico de calidad y distribución del conocimiento técnico en el área de Upstream, a través de una evaluación de competencias técnicas o conocimientos críticos en el que 1.277 personas fueron evaluadas.

Desde enero de 2012 se han llevado a cabo 3.330 movilidades y 1.996 cambios de clasificación profesional.

Formación

Durante 2012 destacó el lanzamiento del Máster Repsol en Gestión de la Energía (REGE), que aporta un aprendizaje activo a los nuevos profesionales que se van a incorporar a diversos puestos de gestión sobre la cadena de valor de Repsol y el contexto en el que se desarrolla su actividad, sobre sus valores, políticas, procesos, sistemas y sobre las habilidades profesionales que deben poner en práctica acordes con el Estilo Repsol. En lo referente a formación continua, en 2012 se trabajó en la simplificación e integración de la oferta de formación bajo una arquitectura homogénea y trasversal.

Se ha continuado apoyando la transformación cultural en Repsol en responsabilidad en materia de seguridad y medio ambiente mediante el programa Prisma: en 2012 se han realizado un total de 61 acciones con 1.577 asistentes, de los cuales el 62% corresponde a directivos y gerentes, a la potenciación del liderazgo en innovación mediante programas de Lean Management y talleres de creatividad y mediante la impartición de programas de mejora de competencias digitales 2.0 enfocados a asumir nuevas formas de trabajo y colaboración (nuevas herramientas de usuario Windows, Office, Lync…).

Todos estos programas combinan aprendizaje presencial en el aula con formación online y utilizan las diferentes herramientas y recursos de formación virtual que están disponibles en el Entorno Virtual de Aprendizaje de Repsol (curso scorm, blog, foros, documentación compartida, biblioteca de recursos informales, aula virtual…).

Además, se renovó la Escuela de Idiomas, constituida actualmente por distintas metodologías de aprendizaje con el fin de facilitar el dominio de los idiomas tales como cursos online, formación telefónica y programas ad hoc para las personas con necesidades críticas. Incorpora un espacio abierto de aprendizaje, el English Corner, a disposición de todos los empleados, y al que se puede acceder sin necesidad de prueba de nivel o solicitud a través del Gestor de Formación. En ese espacio hay ejercicios, videos, listening, vocabulario, gramática y eBooks, un conjunto de herramientas para que, de forma autodidacta y voluntaria, el empleado pueda practicar y reforzar su nivel de inglés.

Todos estos proyectos se han materializado en 9.301 acciones. Según se indica en la tabla adjunta hubo un total de 94.068 asistencias con 18.122 personas y 1.008.973 horas de impartición.

País	Personas	Asistencias	Horas
España	12.191	54.499	696.470
Países	5.931	39.569	312.502
Total general	**18.122**	**94.068**	**1.008.973**

En el ámbito B2C (Business to Consumer) se completó la oferta formativa para colaboradores externos, de forma que se constituye en herramienta de transformación y vehículo de transmisión de políticas comerciales y proyección de los valores de marca. En 2012 se han desarrollado un total de 387 acciones, con 3.680 asistentes y 48.010 horas de impartición.

Desde el ámbito de formación en integración profesional se ha continuado con el proceso de inserción laboral de personas con capacidades diferentes y riesgo de exclusión social, mediante planes de formación y la colaboración con instituciones (FSC Inserta, Cruz Roja…) en coordinación con las diferentes áreas de Personas y Organización de los distintos negocios, con el objetivo de incrementar la presencia de estos colectivos en la empresa. Se han realizado nueve cursos con la participación de 125 alumnos, que han facilitado la contratación de un 30% de los mismos entre Repsol y las estaciones de servicio de Red Abanderada.

Asímismo se ha completado la formación de 100 alumnos del Grado Medio de la Formación Profesional de Comercio mediante la fórmula de Formación en Centros de Trabajo (FCT), que les brinda la oportunidad de hacer sus prácticas en las estaciones de servicio de Repsol.

Carrera internacional

Repsol gestionaba un colectivo de 652 profesionales en asignación internacional a 31 de diciembre de 2012.

El ejercicio se caracterizó por dar una respuesta ágil a las necesidades derivadas de nuevos proyectos que la compañía ha iniciado en varios países; muestra de ello es la

incorporación de 166 profesionales tanto internos como externos, dentro del colectivo internacional del grupo y las 105 movilidades llevadas a cabo entre diferentes países, que aportan a la compañía experiencia específica en áreas claves para afrontar estos nuevos retos.

La actuación realizada en YPF, focalizada en la atención a los empleados y sus familias tras la expropiación ilegal, encamina el estilo de gestión del colectivo de asignación internacional, caracterizado por un proceso integral que responde tanto a las diferentes necesidades de la compañía como a las de los empleados y sus familiares.

En concreto, a 16 de abril de 2012, coincidiendo con el anuncio de la expropiación de YPF, existía un colectivo de profesionales del Grupo Repsol de siete orígenes diferentes (Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, España, Suiza y Venezuela) asignados en Argentina. Dicho colectivo ascendía a 42 personas, la mayoría desplazado con sus familias.

A dicha fecha existía un colectivo de empleados provenientes de YPF asignados en siete países diferentes donde el Grupo Repsol tiene negocios: Bolivia, Brasil, Canadá, España, Libia, Perú y Venezuela. Este colectivo ascendía a 32 personas, la mayoría desplazado con sus familias.

Ante la nueva coyuntura, surgió la necesidad de adoptar una estrategia con respecto a estos colectivos, que debió llevar a cabo el área de asignación internacional en coordinación con el área de relaciones laborales. Como consecuencia se ha procedido al retorno/reasignación del 100% de los profesionales asignados en Argentina en el momento de la expropiación.

Compensación

En 2012 se inició un proceso de comunicación y transparencia de la compensación en la Compañía. Esto se ha concretado en tres iniciativas:

1. La creación de la ficha de compensación total.
2. La comunicación a todos los empleados excluidos de convenio de las herramientas y criterios de compensación de la compañía.
3. La elaboración de auditorías de revisión salarial.

La ficha de compensación total supone comunicar todos los elementos de la compensación individual a cada empleado de manera actualizada y permanente e incluye todos los conceptos como son retribución fija, variable, incentivos, beneficios sociales, etc. Actualmente está implementado en España para el colectivo de directivos y excluidos de convenio, y en el futuro se procederá a su extensión a otros países y colectivos.

La comunicación de las herramientas y criterios de compensación da respuesta a una de las líneas a mejorar en la última Encuesta de Clima. Para ello se han iniciado talleres con el colectivo de los grupos profesionales gestionados de acuerdo a dichas herramientas y criterios.

En tercer lugar, la elaboración de informes de Auditoría de todos los procesos de revisión salarial atiende la necesidad de conocer como ha funcionado este proceso y si se ha aplicado de acuerdo a criterios de diversidad: género, nacionalidad, edad, etc., poniendo en marcha las acciones de mejora necesarias.

También dando respuesta a la necesidad de mejorar la línea de reconocimiento detectada en la última Encuesta de Clima, en 2012 se ha querido dar un impulso al reconocimiento no monetario, realizando un análisis de las mejores prácticas en todos los países y negocios del Grupo, así como de su impacto en el clima laboral. Se está trabajando en la creación de un recopilatorio de elementos de reconocimiento no monetario que estará a disposición del jefe, así como el procedimiento para su gestión.

También se han implementado en 2012 planes en países/negocios con dificultades en la retención del talento por la alta demanda de profesionales en ese mercado o por falta de expectativas de futuro del negocio, por ejemplo en México.

Asimismo, se inició la implantación del Plan de Compensación Flexible para Directivos en España, como colectivo piloto, con objeto de adaptar los conceptos retributivos a las necesidades personales de cada directivo.

Respecto a los empleados en convenio, durante 2012 se realizaron las campañas de evaluación en Repsol Exploración, Repsol Trading y Repsol S.A, atendiendo a las necesidades específicas de estos negocios.

Sistema de retribución variable para el colectivo de convenio

El año 2012 ha sido el primero en el que se ha desplegado el sistema de retribución variable para el colectivo de personas sujetas a convenio colectivo en España, vinculado a la consecución de los objetivos compartidos en cada unidad organizativa.

Se han definido objetivos compartidos para este colectivo en España en 47 áreas diferentes, abordando la totalidad de las líneas de actividad de la compañía en España.

El proceso de despliegue pretende que todas estas personas conozcan de primera mano los retos más críticos de cada una de sus unidades, y las oportunidades de aportación de cada una de ellas, poniendo el foco en:

- El contexto de su actividad y negocio.
- Las necesidades de mejora en su ámbito.
- La relación entre objetivos, indicadores y retos del negocio.
- El tipo de comportamientos y contribuciones que, desde su actividad, aportan a la consecución de los objetivos planteados.
- La necesidad de contribución que la compañía tiene de cada uno de ellos, para construir un futuro mejor para todos.
- Involucrar y comprometer para generar oportunidades de mayor contribución con sugerencias de mejora.

Resultados de la comisión de estudios del VI Acuerdo Marco

En el VI Acuerdo Marco se decidió la creación de una comisión de estudio mixta empresa-sindicatos para el desarrollo de un sistema de evaluación del desempeño de aplicación en todas las actividades relacionadas con la gestión de personas.

Asimismo, en base a los resultados de la encuesta de clima realizada en 2011, se detectó la necesidad de impulsar para el colectivo de convenio de la compañía las siguientes temáticas:

- Un mayor nivel de diálogo entre el responsable de personas y sus colaboradores.
- Un mayor conocimiento de la contribución de cada empleado a los objetivos del área/unidad.

- Una identificación individual de fortalezas y áreas de mejora para orientar el desarrollo.

Durante todo este ejercicio, la comisión mixta desarrolló este nuevo sistema, llegando al consenso en la definición de un proceso de evaluación del desempeño que será de aplicación a todo el colectivo de convenio de Repsol en España, ya que persigue la mejora continua del desempeño de los empleados y su desarrollo profesional.

El compromiso del acuerdo es su despliegue y extender el sistema al resto de países.

Estos primeros logros y acuerdos son el camino para un nuevo modelo de compañía que impulse un mayor compromiso de todos, que se adapte a la diversidad de las personas que forman Repsol y que permita un creciente desarrollo personal y profesional.

Innovación

La innovación es una disciplina que puede y debe desarrollarse. Durante 2012 se profundizó en el desarrollo de los métodos y herramientas de la gestión de innovación. El programa de liderazgo de la innovación ha desarrollado 20 seminarios y talleres, acciones formativas en las que han participado 150 profesionales de Repsol de la Red de Innovación. Estas sesiones de trabajo, muchas de ellas abiertas a otras empresas, han generado proyectos piloto de nuevas técnicas aplicadas al negocio de Repsol, como la etnografía, para entender las necesidades de los técnicos en los proyectos de movilidad en plantas industriales, o “design thinking” para la identificación de oportunidades basadas en nuevos modelos de negocio. Con un alcance más general, dos nuevas acciones formativas han llegado a su madurez y se han incorporado al currículum corporativo: el Taller de Creatividad y el Taller de Emprendedores. En el Taller de Creatividad, los profesionales de Repsol aprenden a utilizar diversas técnicas de creatividad para la resolución de problemas de negocio en el día a día. Durante 2012 se ha formado a un primer grupo de 30 formadores, capacitándoles para la extensión del programa al colectivo más amplio de sus colaboradores.

De forma paralela, el proceso de generación colectiva de ideas enfocadas a solucionar retos de negocio ha visto su consolidación con el establecimiento de una plataforma permanente y corporativa, “IdeasEnAcción”. Esta plataforma soporta el proceso de generación de ideas colectivas en Repsol y crea el Banco de Ideas para inspiración

futura donde se recogen las 1.500 mejores de 10 campañas en las que han colaborado 13.000 profesionales de todo el mundo. Para poner en común el aprendizaje obtenido en la gestión de la inteligencia colectiva, en 2012 se ha promovido en las instalaciones de la Fundación Repsol, el primer encuentro empresarial en el que siete grandes empresas han compartido sus experiencias en la gestión de ideas.

Se crearon las primeras mesas de innovación como ámbito de aprendizaje colectivo de los diversos proyectos innovadores transversales que trabajan sobre un reto de negocio común. Durante 2012 se lanzó la primera de estas mesas alrededor del reto de nuevas formas de organización con ocho equipos desarrollando propuestas imaginativas a las características del reto.

El Taller de Emprendedores, dirigido a los equipos de proyectos innovadores, busca aunar las capacidades de conocimiento y recursos corporativos con la pasión y el sentido de urgencia de una nueva empresa. A partir de la experiencia en el desarrollo de programas externos de emprendimiento, se ha desarrollado un curso intensivo de una semana para soportar la figura del intraemprendedor, dotándole de nuevas herramientas que han demostrado su efectividad con los nuevos emprendedores y apoyándole con una cultura y procesos que permitan la asignación de recursos de forma flexible y rápida.

La dimensión de organización abierta se desarrolla también fuera de Repsol. Durante 2012 se consolidaron las iniciativas con el ámbito educativo del Programa Inspire (Universidad Politécnica de Madrid) y Pasion>IE (IE Business School), ambas en su segunda edición, y la colaboración en el Consejo Social de la Universidad Carlos III de Madrid y EsadeCreapolis. En el ámbito empresarial han tenido también continuidad los programas de innovación abierta con Banesto y SEAT y se han realizado nuevas iniciativas con BBVA, DHL, Grupo Planeta y Telefónica Digital.

Iniciativas de mejora continua

El desarrollo de esta línea se ha sustentado sobre todo en una serie de proyectos (18 en 2012) basados en “Lean”, una metodología de mejora que implica crear más valor para los clientes con menos recursos y cuya filosofía radica en ver al cliente en todo lo que se hace: reducir costes, incrementar la calidad y ganar agilidad como meras consecuencias de una cultura en la que añadir valor se convierte en un reto diario.

Con el cambio cultural como foco, y el logro de resultados (mejorando los flujos de valor con impacto en clientes) como prioridad se diseñó una metodología que integra ambos factores, aplicándose en cinco pilotos (tres en la Dirección de Sistemas y dos en la de Calidad de Operaciones en Upstream) sobre la base de procesos críticos para sus resultados e incorporando al cliente de los mismos en su definición. Durante todo el año, se fomentó la formación a los responsables en técnicas y comportamientos de mejora continua. Se incluyó en el catálogo de formación de la compañía un taller de "Sensibilización en Lean Management", que adapta los contenidos de esta metodología a las necesidades de Repsol. En 2012 se sensibilizó a más de 200 personas, de las cuales más de 70 eran participantes de proyectos en curso.

De forma adicional, durante el ejercicio se diseñó y registró otra metodología de mejora propia e innovadora. La iniciativa "BeyondBenchmarking" supone una evolución del *benchmarking* tradicional basado en la comparación de resultados de los procesos críticos de Repsol con compañías líderes de otros sectores y permite identificar, compartir y poner las mejores prácticas e ideas en ejecución con un enfoque de innovación abierto.

Acompañamiento al cambio

La innovación parte de una efectiva movilización del talento de los profesionales de Repsol. Por ello, durante 2012 se puso el foco en la implantación de las bases tanto conceptuales como tecnológicas que permitan hacer el despliegue de una gestión del conocimiento transversal e integrada en los procesos de negocio. En la base de la participación y explicitación del conocimiento están las funcionalidades sociales que se han incorporado al entorno de la gestión del conocimiento basadas en la red social interna Yammer, que en noviembre de 2012 había alcanzado los 3.000 miembros. Se ha instalado una nueva versión de la plataforma Sharepoint que permitirá integrar estas conversaciones en los espacios más estructurados de conocimiento y colaboración, como son las comunidades de práctica. En la actualidad, existen 28 comunidades de práctica y más de 400 grupos de interés con más de 3.000 usuarios activos en los entornos de colaboración.

Un puntal en la estrategia de gestión del conocimiento del Grupo Repsol es la implantación de la herramienta de búsqueda Autonomy, que permite localizar contenidos tanto internos como externos aplicando técnicas avanzadas para su categorización y asignación de relevancia.

Durante 2012 se avanzó en la recopilación de experiencias personales en forma de narrativas, es decir, en forma de historias narradas en general en primera persona, y normalmente grabadas para facilitar su difusión audiovisual. Destacó el trabajo realizado por Refino en la gestión del conocimiento del proyecto de la ampliación de la refinería de Cartagena.

Relaciones laborales

Sigue vigente el VI Acuerdo Marco, firmado en 2011 con los sindicatos más representativos en España, CC.OO. y UGT. Dicho Acuerdo Marco regula las condiciones laborales de los trabajadores del Grupo Repsol en España. Sus contenidos se han ido trasladando a los convenios/pactos colectivos del Grupo en España. En 2012 se firmaron los convenios colectivos de las empresas Repsol S.A, Repsol Comercial, Repsol Directo, Repsol Butano, Repsol Química y Dynasol, General Química, Repsol Petróleo, Repsol Trading, Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A. (Relesa), Repsol Exploración y Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A. (Ripsa).

En el ámbito internacional, se firmó el Convenio de Repsol Polímeros en Sines (Portugal), vigente desde el 1 de abril de 2012 hasta el 30 de marzo de 2014.

El Comité Europeo, que tiene como objetivo facilitar los derechos de información y consulta de los trabajadores en las empresas y grupos de empresas de dimensión comunitaria, se reunió durante los días 4 y 5 de septiembre de 2012, con presencia de los sindicatos UGT-R.Portugal, CGTP Portugal, y CC.OO. y UGT.

Por otra parte, la coordinadora de la Red Sindical mantuvo una reunión en Cartagena los días 28, 29 y 30 de mayo de 2012 en la que se analizó la formación en el Grupo Repsol, la integración de personas con capacidades diferentes y los resultados y se firmó el II Protocolo para el funcionamiento de la Red Sindical, vigente hasta el 31 de diciembre de 2015.

Salud laboral

Durante 2012 se continuó con el despliegue del nuevo modelo de actuación de salud laboral en todo el Grupo. Esto ha supuesto difundir en el extranjero el contenido de la función (actividades, roles y órganos de coordinación), completar el análisis de la situación en países y determinar alternativas de actuación en función de las diferencias

encontradas y formular un enfoque estratégico de actuación. Cabe destacar también en este proceso la realización de una reunión de coordinación de países para el análisis de la nueva situación y el establecimiento de líneas de actuación comunes.

Se redactó una nueva norma para apoyar el desarrollo y despliegue de la función salud laboral. También se revisó el procedimiento de indicadores de salud para adaptarlo a un nuevo enfoque en la materia y el de vigilancia periódica de la salud.
Además, en una nueva fase del plan de auditoría de cumplimiento de normativa interna de salud se realizó la auditoría en los centros de General Química, Polidux y Repsol Polímeros (Sines).

Como parte del compromiso de Repsol con la salud cardiovascular, se ha lanzado Repsol Cardiosaludable, un plan a cinco años a través del cual se quiere incidir sobre los factores de riesgo cardiovascular de forma temprana antes de que el eventual daño sobre la salud sea más importante. En 2012 se han seleccionado los parámetros objeto de análisis y se ha fijado la línea base para intensificar en los próximos años el trabajo sobre los distintos factores de riesgo: tabaquismo, obesidad, hipertensión arterial, insuficiente actividad física, diabetes, etc.

Un apoyo importante en esta iniciativa es el canal de Salud y Bienestar que, dentro del portal del empleado, se puso en marcha a finales del ejercicio. El canal es una forma de poner a disposición de los empleados de Repsol la información relevante para el cuidado de su salud y bienestar.

Este canal también va a ser un instrumento eficaz de apoyo a los distintos programas de prevención y promoción de la salud en marcha. En 2012 se ha proseguido con la realización de diversas campañas en distintos países (de detección precoz de cáncer de colon y próstata, de control de la hipertensión, de prevención de enfermedades contagiosas, tabaquismo, etc.).

Este año, además de los contenidos ya tradicionales (primeros auxilios, reanimación cardiopulmonar, escuela de espalda, gestión del estrés, manipulación manual de cargas, etc.), se ha impartido formación específica a los equipos de actuación en caso de emergencia sobre la utilización de desfibriladores en aquellos centros en los que se han instalado.

Por otra parte, en coordinación con los distintos servicios de prevención, se ha continuado con la evaluación de riesgos psicosociales en distintas unidades de la compañía.

En materia de sistemas de información, se ha realizado con éxito la migración a la nueva versión de la aplicación informática de servicios médicos Win Medtra y se han incorporado nuevas funcionalidades para apoyar la vigilancia colectiva de la salud.

Por último, tanto en ámbitos nacionales, como internacionales, ha continuado la participación activa en distintos foros y asociaciones para conocer modelos de organización, políticas, tendencias, mejores prácticas, etc.

INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA

Repsol considera que la inversión en I+D+i, realizada con vocación de liderazgo es uno de los factores clave para hacer posible un sistema energético más eficiente y sostenible, capaz de dar respuesta simultáneamente a los dos grandes retos del sector: la seguridad en el suministro y la reducción de las emisiones de CO_2, manteniendo a la vez la competitividad del sistema energético. Por ello, Repsol invierte en I+D para contribuir a encontrar soluciones a retos tan importantes como los mencionados, aportando así valor a la compañía y a la sociedad.

Las incertidumbres sobre cuáles serán las tecnologías predominantes en el futuro, los plazos de maduración de los esfuerzos de I+D, los ciclos económicos y las tensiones de reducción de costes en los momentos bajos del ciclo han llevado a Repsol a elaborar un Plan Estratégico de Tecnología como parte de su estrategia empresarial. Las líneas de trabajo de dicho plan abarcan todos los negocios de la compañía: la exploración y producción de hidrocarburos, la cadena de valor del gas natural, el refino de petróleo, sus productos, la petroquímica y las nuevas energías para diversificación de la producción y uso de la energía.

En 2012, Repsol invirtió 77 millones de euros en actividades de I+D ejecutadas directamente en el Centro de Tecnología situado en Móstoles (España), a los que hay que sumar otros 6 millones de euros en proyectos llevados a cabo en diferentes unidades de negocio de la compañía. Repsol mantiene una política activa de

colaboración con centros de tecnología, universidades públicas y privadas y empresas, tanto nacionales como internacionales. El presupuesto destinado a este tipo de acuerdos fue de más de 20 millones de euros. Repsol participa en programas de financiación de I+D promovidos por diferentes administraciones. Durante 2012 el Centro de Tecnología participó en 14 proyectos impulsados por la Administración española y 6 proyectos de la Unión Europea.

El número de especialistas de Repsol en sus diferentes centros de investigación se eleva a más de 400.

Programas de I+D

Upstream. En 2012 la actividad de la Dirección de Tecnología en esta área ha supuesto un cambio muy importante tras la definición del Plan Estratégico de Tecnología E&P para el período 2011-2015.

El reto del nuevo plan es el desarrollo y la aplicación de una nueva generación de tecnologías, en el mediano plazo, que permitan abordar y acometer exitosamente los desafíos tecnológicos que demandan los grandes proyectos de inversión de Repsol en los próximos años. Este reto se ha traducido en la aprobación por la Dirección General de Exploración y Producción de nueve proyectos estratégicos, de los cuales siete se están desarrollando en la Dirección de Tecnología y el resto en la Dirección de Geofísica de la D. E. de Exploración. Los recursos presupuestarios estimados para el desarrollo de estos nueve proyectos están en el orden de 90 millones de euros.

En este contexto, uno de los proyectos estratégicos con avance significativo durante 2012, es el desarrollo de una tecnología pionera en vigilancia y detección temprana automática de manchas de hidrocarburos sobre superficies acuosas. Durante 2012 se han probado dos prototipos de esta tecnología en la refinería de Tarragona y en la plataforma Casablanca en España, con resultados preliminares muy prometedores. Estás pruebas continuarán durante el primer trimestre de 2013.

Otro de los proyectos estratégicos con logros relevantes en el año 2012, es el desarrollo de una tecnología para la evaluación de los portafolios de oportunidades de exploración/producción de una manera rápida y confiable, minimizando el riesgo implícito en la toma de decisiones bajo incertidumbre. Esta herramienta permitirá identificar yacimientos análogos, evaluar propiedades, definir la estrategia óptima de

producción, y jerarquizar oportunidades de negocio. Un aspecto destacable de este proyecto es el grado de innovación, el cual se refleja en la solicitud de cinco patentes en 2012 y cuatro adicionales que se solicitaran a principios de 2013.

Por otro lado, el desarrollo de las nuevas tecnologías desplegadas en el Plan Estratégico de Tecnología E&P 2011 – 2015, demanda el aprovechamiento de sinergias y apalancamiento con centros de desarrollo tecnológico de clase mundial, así como el contacto continuo y la cercanía a las unidades operativas demandantes de las soluciones tecnológicas. Es por ello por lo que durante 2012 algunos de los proyectos se realizan en los nuevos hubs de Houston (Estados Unidos) y Rio de Janeiro (Brasil).

Asimismo, la complejidad de los nuevos yacimientos de Repsol, requiere estar a la vanguardia en tecnologías de análisis e interpretación, para asegurar su desarrollo eficiente. Es por ello por lo que durante el año 2012, los laboratorios experimentales de roca y fluido y de modelaje avanzado de yacimientos ubicados en el Centro de Tecnología Repsol (CTR), han continuado equipándose con equipos y tecnología de última generación, así como personal de alta capacitación y experiencia en el sector.

El proyecto Perla 4x ha establecido las directrices para la implantación de un flujo de trabajo eficaz para estudios de caracterización de núcleos. El CTR aspira a ser un referente en el desarrollo de este tipo de estudios, para continuar apoyando a las distintas unidades de negocio de Repsol en todo el mundo.

Gas natural licuado (GNL) y tecnologías alternativas de monetización de gas. En esta área se continúa avanzando en el desarrollo de tecnologías de licuación flotante, dirigidas a poner en valor reservas de gas que hoy en día no se pueden explotar de forma económicamente competitiva. En ese sentido se recibe aprobación en 2012 de una patente en Estados Unidos para un proceso de licuación para sistemas flotantes.

En el área de tecnologías alternativas de monetización de reservas de gas, destacan dos prometedores proyectos de desarrollo de nuevas cadenas de valorización de gas natural, basados respectivamente en la adsorción en materiales porosos y en la conversión en hidratos de gas natural.

Downstream. En el área del refino de petróleo y sus productos derivados (gasolinas y gasóleos, GLP, asfaltos, lubricantes, especialidades…), el conocimiento tecnológico se aplica a la optimización operativa de las refinerías y a la mejora de la calidad de sus

productos, con especial atención a los avances en la eficiencia energética y en los aspectos ambientales.

Como ejemplo de desarrollos en esta área, pueden citarse las tecnologías dirigidas a alcanzar los objetivos del plan multianual de eficiencia energética de refinerías, junto con el desarrollo de herramientas de optimización de la ampliación de la refinería de Cartagena, los trabajos dirigidos a la diferenciación de combustibles mediante nuevas aproximaciones que cubren desde las gasolinas y los gasóleos hasta los fuelóleos pesados, el desarrollo de lubricantes más respetuosos con el medio ambiente -formulados con materias primas regeneradas y aceites biodegradables-, de procesos que faciliten la obtención de nuevos productos para la formulación de neumáticos en mercados más exigentes y competitivos, y de asfaltos de mayor calidad ambiental, así como apoyo a aplicaciones del GLP para automoción y sistemas integrados de mayor eficiencia energética.

En petroquímica, se ha continuado con los programas de compañía orientados a mejorar la eficiencia energética y el ahorro de costes y las líneas de desarrollo tecnológico orientadas de manera prioritaria a la obtención de nuevos productos diferenciados y especialidades. El ejercicio 2012 ha supuesto para la química derivada un impulso en el lanzamiento de productos diferenciados basados en catalizadores especialmente diseñados para generar polímeros de altas prestaciones.

En productos intermedios cabe destacar el desarrollo de tecnologías más eficientes que permiten la reducción del consumo de materias primas y de sus consiguientes costes. Dichas tecnologías se han consolidado a escala piloto y se estima que puedan ser escaladas a nivel industrial a lo largo de 2013.

Nuevas energías. El desarrollo de la tecnología se ha concretado en 2012 a través de nuevos proyectos para impulsar los retos que la compañía se plantea en su estrategia de negocio. En ese sentido, se ha reforzado la actividad relacionada con biotecnología, lo que ha dado lugar a tomar una participación en la compañía Neol para el desarrollo de biocombustibles a partir de la selección y mejora de microorganismos, y también al estudio del proceso integral para la obtención de biocombustibles a partir de microalgas, con especial énfasis en la extracción y conversión a biodiésel de los aceites que se obtienen de las mismas. Por otro lado, con el fin de desarrollar nuevos procesos asociados al gran reto de transformar el CO_2 en productos de valor añadido, se han establecido cinco colaboraciones con universidades, centros tecnológicos y empresas.

La actividad de movilidad eléctrica se ha centrado en los sistemas de recarga de electricidad para vehículos y en el desarrollo de la estrategia tecnológica en almacenamiento de energía. Finalmente, en generación eléctrica renovable la actividad se ha orientado a la selección de tecnologías de energías del mar y geotérmica, lo que ha dado lugar a participar en el segundo proyecto de energía eólica flotante marina a escala de demostración que se lleva a cabo en el mundo.

Estudios de prospección tecnológica

Para alcanzar un futuro energético sostenible hay que superar ambiciosas fronteras tecnológicas a fin de disponer de nuevas y mejores soluciones, así como analizar el impacto potencial de los acontecimientos sociales, los hallazgos científicos y la evolución de los recursos naturales. Repsol elabora de forma sistemática estudios de prospección para imaginar los escenarios futuros e identificar en relación con ellos oportunidades derivadas de la evolución a largo plazo de las tecnologías en el sector energético y petroquímico.

Se pueden mencionar los estudios sobre la evolución global de las tecnologías relacionadas con la energía, el de viabilidad de una flexibiorrefinería en función de la disponibilidad de la biomasa y la eficiencia de los procesos, la generación solar fotovoltaica, el almacenamiento de energía eléctrica renovable y escenarios del refino para 2030. Estos estudios permiten a Repsol disponer de una visión más clara del futuro para orientar su cartera de inversiones tecnológicas.

Política de patentes

Repsol, consciente de la importancia y del valor de la actividad de investigación y desarrollo, apuesta por la protección adecuada del resultado de dicha actividad. En 2012, además de las ya mencionadas, se solicitó el registro como patente de invenciones realizadas en diferentes áreas, como un catalizador para plantas de azufre, la modificación de una unidad de reformado catalítico para producción de destilados medios a partir de una corriente olefínica y otra corriente aromática o de destilación directa, copolímeros de alquenil aromáticos y dienos hidrogenados que contienen comonómeros que tienen unidades de hidruro de sililo y sus análogos funcionalizados, y la recuperación de molibdeno y ácido benzoico.

RESPONSABILIDAD CORPORATIVA

Como compañía energética que contribuye a un desarrollo sostenible, Repsol debe estar capacitada para comprender las expectativas de sus partes interesadas. Esto sólo es posible a partir de un modelo de responsabilidad corporativa que integre dichas expectativas en los procesos internos de toma de decisiones.

Tras la formalización del modelo de Responsabilidad Corporativa de Repsol y la implantación del sistema de coordinación de la responsabilidad corporativa a nivel de compañía y de país con la creación de los Comités de Responsabilidad Corporativa, durante 2012 se trabajó en el despliegue del sistema a nivel de centro operativo. Durante el ejercicio se desarrolló una metodología común de identificación e integración de expectativas de las partes interesadas de la compañía en el proceso de toma de decisiones de los principales centros productivos para poder implantar iniciativas que permitan mejorar el desempeño.

Como resultado de los procesos anteriores, durante 2012 se hizo un esfuerzo especial por conocer lo que esperan del desempeño ético, social y ambiental de Repsol sus partes interesadas. Para ello, en 2012 se desarrollaron estudios de identificación de expectativas corporativos y de país en los que se han tenido en cuenta a todas las partes interesadas. Repsol elaboró estudios de ámbito nacional en cuatro países, a través de los cuales se ha dirigido a empleados, a la cadena de valor, organismos públicos, medios de comunicación, a la comunidad local y a la sociedad civil. En 2012 se aprobó el tercer plan de sostenibilidad corporativo, con un horizonte 2013. También se aprobaron e hicieron públicos los primeros planes de sostenibilidad nacionales en cuatro países: España, Bolivia, Ecuador y Perú. A través de estos planes, se han definido las acciones que se desarrollarán durante los dos próximos años para acercar el desempeño de la compañía a las expectativas de sus partes interesadas. En total, Repsol ha comprometido públicamente, a través de sus planes de sostenibilidad, 278 acciones a corto y medio plazo, estando el 80% de las acciones comprometidas vinculadas a la retribución variable de los empleados.

Dentro de su compromiso con la transparencia, durante 2012 Repsol organizó la primera visita de miembros de la sociedad civil a una de sus principales operaciones de producción de crudo en Ecuador.

Anualmente, la compañía publica su Informe de Responsabilidad Corporativa, en el que da cuenta de su desempeño anual y de sus avances en cuestiones éticas, sociales y ambientales. Sin embargo, Repsol entiende que existen cuestiones particulares relacionadas con sus actividades y operaciones que interesan especialmente a sus públicos a nivel local, y por esto también publicó, por cuarto año consecutivo, el Informe de Responsabilidad Corporativa de Repsol Ecuador y, por primera vez, el Informe de Responsabilidad Corporativa de Repsol Perú. Al igual que el corporativo, ambos informes siguen el estándar de reporte de Global Reporting Initiative (GRI). Asimismo, se presentó el Informe de Progreso del Pacto Mundial de Naciones Unidas, con un nivel de aplicación avanzado, reforzando el compromiso con esta iniciativa a la que Repsol está adherida desde 2003.

Durante 2012 se continuó trabajando en la integración del marco de Naciones Unidas "Proteger, Respetar y Remediar" y en los principios rectores para las empresas y los derechos humanos. En este sentido, se elaboró el borrador de la Política de Derechos Humanos, que ha sido sometida a comentarios de organizaciones externas. La compañía ha fijado el objetivo de que esta política esté aprobada en 2013. También se desarrolló un curso de derechos humanos para explicar a todos los empleados de Repsol el compromiso adquirido, el marco en el que está basado y cómo se está implantando. Este curso se empezó a impartir a través de una prueba piloto dirigida a más de 400 empleados de la compañía y se extenderá al resto de áreas y negocios durante los siguientes ejercicios.

Repsol cree que una adecuada gestión de los ingresos provenientes de la actividad extractiva, allá donde opera, debe impactar positivamente en las economías de los países. Por eso, la compañía es socia fundadora de la Iniciativa por la Transparencia en la Industria Extractiva, que promueve la transparencia de los informes financieros en las empresas de la industria extractiva (minería, petróleo y gas) para evitar la corrupción, las desigualdades sociales y los conflictos.

Un año más, el desempeño de la compañía en materia de responsabilidad corporativa fue reconocido y siguió formando parte de los prestigiosos índices de sostenibilidad FTSE4Good, Ethibel Sustainability y Dow Jones Sustainability. En este último, por segunda vez consecutiva, Repsol obtuvo la máxima puntuación, convirtiéndose en líder de su sector. Gracias a todo esto, volvió a recibir la calificación de compañía Gold Class, según el Anuario de Sostenibilidad 2012, que reconoce a las empresas con mejor desempeño en sostenibilidad.

La presencia de Repsol en índices de sostenibilidad internacionales es una prueba de su firme compromiso con los valores éticos, ambientales y sociales que forman parte de su cultura corporativa. A su vez, supone un reconocimiento a la apuesta por la transparencia y la responsabilidad corporativa.

En 2012, Repsol, la Fundación Repsol y la Fundación Ayuda en Acción firmaron un convenio marco de colaboración. Una de las acciones previstas es la venta de productos de comercio justo y solidario producidos por la Fundación Ayuda en Acción en la red de estaciones de servicio de España. Esta iniciativa conjunta también será una oportunidad para compartir el conocimiento y la experiencia acumulados sobre la realidad de las comunidades y los entornos en los que la compañía trabaja; y así poder definir proyectos de colaboración que generen beneficio para dichas comunidades.

Fundación Repsol

Como expresión de la vocación de responsabilidad social de Repsol y de su voluntario compromiso con la mejora sostenida de la sociedad, la Fundación Repsol canaliza la acción social y cultural en los países en los que la compañía opera. En 2012, se reforzó ese compromiso, desarrollando actuaciones en el ámbito de la acción social, la energía y el medio ambiente, la integración y la difusión del arte, la ciencia y la cultura.

El Fondo de Emprendedores, puesto en marcha en 2011 para promover y apoyar proyectos empresariales innovadores en eficiencia energética, cerró su primera convocatoria con más de 400 propuestas presentadas. Los siete proyectos empresariales seleccionados, que se presentaron en junio de 2012, se encuentran en su fase de incubación. Su ámbito va desde la generación de energía hasta su distribución y uso final. Dichos proyectos cuentan con asesoramiento tecnológico, empresarial y legal, y un apoyo económico de entre 6.000 y 12.000 euros mensuales durante el periodo necesario para su desarrollo, así como de las infraestructuras industriales del grupo Repsol. Posteriormente, se les facilitará el contacto con potenciales inversores para su puesta en el mercado.

La segunda convocatoria del Fondo de Emprendedores, abierta el 16 de junio, se cerró el 16 de noviembre. Se han recibido 479 propuestas, el 95% procedentes de España.

La Fundación mantiene su objetivo de contribuir a un modelo energético más sostenible, eficiente y competitivo. En el marco del Observatorio de Energía, continuó con sus

estudios y publicaciones, actualizando los índices Repsol de Eficiencia Energética y de Intensidad de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), que analizan todo el ciclo de vida de la energía a través de los índices internos y del pozo al país. Además, la edición 2012 del estudio incluyó, como novedad, las proyecciones a 2020 de la evolución del consumo energético de España y sus índices internos de eficiencia e intensidad de emisiones. Con este estudio, la Fundación Repsol ofrece una herramienta para el análisis, evaluación y seguimiento de políticas destinadas tanto a la mejora de la eficiencia energética como a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

La Fundación Repsol también trabaja para promover y difundir el conocimiento científico entre los jóvenes. Para ello se ha puesto en marcha, en colaboración con la Fundación Educativa Universidad de Padres, el proyecto Educación en la Creatividad Técnica. Su objetivo, a través de la publicación mensual de la revista Energía Creadora, es contribuir a despertar el interés por la ciencia y la tecnología como fundamento del progreso científico-técnico e impulsar a los jóvenes a investigar y emprender. En este marco, también se publicó el libro blanco *Cómo construir una cultura de excelencia, innovación y emprendimiento. Una pedagogía de la acción social.*

Asimismo, desde el 25 de septiembre al 7 de noviembre de 2012 se celebraron en Puertollano (España) unos talleres científicos organizados junto al Complejo Industrial de Repsol, que permitieron a más de 1.500 estudiantes conocer la importancia del ahorro y la eficiencia energética y acercarles el mundo de la química.

En la misma línea divulgativa, en esta ocasión dirigidos a público infantil y familiar, se desarrollaron en colaboración con la Biblioteca Nacional de España talleres sobre energías sostenibles.

Con el compromiso de atender las nuevas demandas formativas, la Fundación continuó con su programa de becas en colaboración con Petronor, así como con las refinerías de A Coruña y Tarragona (España). Su objetivo es promover los estudios de Formación Profesional en las especialidades más demandadas por la compañía y facilitar la inserción laboral entre los jóvenes del entorno.

En el ámbito universitario, destacan los programas con la Universidad Rovira i Virgili de Tarragona y la Universidad Politécnica de Cartagena para facilitar la incorporación a

estudios superiores de alumnos con dificultades de carácter económico y/o social con buen expediente académico.

En el curso 2011-2012, la Fundación destinó más de 347.000 euros a becas para la formación que beneficiaron a más de 160 estudiantes.

La integración de las personas con discapacidad es una de las principales líneas de actuación de la Fundación Repsol. En este ámbito, se desarrollan programas sociales, culturales y deportivos que contribuyen, en igualdad de oportunidades, a la plena integración de este colectivo. En 2012 se llevaron a cabo 207 acciones que beneficiaron de manera directa a más de 41.700 personas.

En el marco del proyecto Recapacita, una iniciativa para sensibilizar a la población acerca de las dificultades que este colectivo se encuentra en su vida diaria, se celebraron en Tarragona, Madrid, Puertollano y Cartagena los Juegos para la Integración, con la participación de 17.000 personas. Su objetivo es favorecer la integración a través del deporte y poner de manifiesto la importancia de los valores que éste transmite y la igualdad de oportunidades.

Por otra parte, cabe destacar la continuidad del programa *Tu Formación no tiene límites. Desarrolla tu Futuro*. Realizado de manera conjunta con la Fundación ONCE, su propósito es incrementar la presencia en la universidad de los alumnos con discapacidad. En 2012 se celebraron cuatro jornadas especiales de sensibilización en Tarragona, Puertollano, A Coruña y Cartagena.

También destaca la creación de la cátedra Telefónica-Fundación Repsol de Familia y Discapacidad de la Universidad Pontificia de Comillas, con el objetivo de investigar y promover la calidad de vida de las personas con discapacidad intelectual, así como de sus familias, desde una perspectiva profesional, innovadora, crítica y comprometida con la sociedad.

Respecto al Voluntariado, en 2012 la Fundación incrementó el número de actividades, desde medioambientales hasta educativas y sociales, que beneficiaron directamente a más de 48.000 personas de colectivos diversos, gracias a la colaboración de más de 1.000 voluntarios. Por otra parte, la Fundación se adhirió al proyecto internacional de voluntariado Madrid por Madrid (Cities of Service), y también se incorporó a la red de

voluntariado corporativo *Voluntare*, y a *Engage*, única plataforma internacional que proporciona apoyo a las empresas en este ámbito.

Fuera de España, la Fundación Repsol ha continuado trabajando en programas específicos de desarrollo comunitario, salud, formación, integración social y generación de oportunidades que respondan a las necesidades reales de los colectivos sociales menos favorecidos en aquellas comunidades en las que la compañía está presente.

En el ámbito de la educación, en Perú se desarrollan programas dirigidos a jóvenes de Pachacutec y Arequipa, con escasos recursos y en riesgo de exclusión social que les permiten acceder a una mejor formación escolar y, posteriormente, universitaria.

En Bolivia, se colabora con la Escuela Nacional de Teatro con el objetivo de ofrecer formación integral a jóvenes con escasos recursos y facilitar la difusión teatral en el país.

Para dar respuesta a la problemática sanitaria identificada en cada uno de los países, se han llevado a cabo programas específicos:

- De mejora de la salud visual en Bolivia y Perú.
- Equipamiento y mejora de las infraestructuras sanitarias del Hospital San José Obrero de Portachuelo de Bolivia.
- De salud auditiva en Marruecos.
- Promoción de la seguridad alimentaria nutricional en Perú para la reducción de la anemia en niños menores de cinco años y sus madres.
- Atención a niños en situación de extrema pobreza del Centro Integral de Desarrollo Infantil de Colombia y capacitación de las madres adolescentes.
- En Trinidad y Tobago, el programa de prevención de VIH/SIDA y el de donación y trasplante de órganos.

A través de diferentes actividades y colaboraciones, la Fundación acerca a los ciudadanos la cultura, la música, la literatura y las artes. También mantiene acuerdos de colaboración y forma parte de instituciones como el Círculo de Amigos del Instituto Cervantes y de la Fundación Amigos de la Biblioteca Nacional de España, con los que contribuye a la importante labor de difusión de la cultura española.

En 2012, la labor de la Fundación Repsol fue reconocida, en distintos ámbitos, con varios galardones. El Premio COCEMFE en la categoría de Mejor Empresa por el trabajo a favor de la integración de las personas con discapacidad, el de la Fundación Bobath, por la labor para la integración de las personas con parálisis cerebral, el del grupo El Vigía, como mejor iniciativa en responsabilidad social corporativa del año, o el de la Asociación de Jóvenes Empresarios de Madrid, en reconocimiento a la labor desarrollada por la Fundación para promover y apoyar el desarrollo de los mejores proyectos empresariales a través del Fondo de Emprendedores.

Fundación Repsol Ecuador

Durante 2012 se apoyaron cinco nuevos proyectos como resultado de la resolución de la convocatoria de finales de 2011:

1- Educación emprendedora para el progreso de mi región, ejecutado por la Fundación Junior Achievement.

Dentro del programa marco de apoyo y desarrollo comunitario que desarrolla Repsol Ecuador en la Amazonía ecuatoriana, se integran poblaciones ubicadas en el área de influencia directa del trazado del oleoducto SPF-OCP, conocido como derecho de vía, mediante varias líneas de actuación social.

Con el apoyo de la Fundación Repsol Ecuador, una de las prioridades identificadas dentro de dichas comunidades, compromete la capacitación y emprendimiento educativos. El proyecto se desarrolla a partir de una alianza estratégica entre la Fundación Repsol Ecuador, OCP Ecuador y la Cooperativa de Ahorro y Crédito 29 de Octubre, a través de la Fundación Junior Achievement. En términos generales, el proyecto comprende la capacitación a docentes y estudiantes, y el desarrollo de incentivos educativos.

2- Fortalecimiento de organizaciones de mujeres y jóvenes de Sucumbíos, ejecutado por la Fundación Desarrollo Integral para el Futuro FUDEN.

El proyecto incorpora a 500 mujeres y jóvenes de los cantones Lago Agrio y Sucumbíos, en la Amazonía ecuatoriana, a procesos de desarrollo productivo y organizacional, con lo que potencia sus capacidades y mejora su calidad de vida a nivel familiar y comunitario. Además, genera y fortalece iniciativas microempresariales lideradas por

mujeres y jóvenes, y fomenta el empleo con criterios de sostenibilidad social, económica, seguridad alimentaria y preservación del medio ambiente.

Como resultado de este proceso, 400 mujeres y jóvenes participan en 125 emprendimientos organizados y cuentan ya con una actividad económica. Las principales áreas de trabajo son piscicultura, crianza de cerdos, terneros o pollos, artesanías y manualidades, panadería y actividades de servicios como puestos de comida y turismo, entre otras.

En la actualidad se prioriza el apoyo al desarrollo de las comunidades indígenas y mestizas ubicadas en territorios de influencia indirecta del bloque 16, donde opera Repsol Ecuador.

3- Profundización de servicios financieros en zonas rurales de las provincias de Orellana y Sucumbíos como una alternativa de desarrollo productivo.

Este proyecto, financiado por la Fundación Repsol Ecuador y ejecutado por la Red Financiera Rural, consiste en la incorporación de productos y servicios financieros integrales en zonas rurales y urbanas marginales del Oriente Ecuatoriano. Para su implementación se trabaja con la Cooperativa Coca y con el Fondo de Desarrollo Microempresarial (FODEMI) en procesos de fortalecimiento e implementación de servicios para los habitantes del sector.

Al finalizar la iniciativa se estima que aproximadamente 10.000 emprendedores o microempresarios tendrán acceso a servicios financieros. Además se prevé la generación de economías de escala en la zona, lo que beneficiará alrededor de 30.000 personas entre las familias de los emprendedores y otros actores de las economías locales.

4- Promoción y defensa de la cultura local como herramienta educativa para el desarrollo humano.

Para este proyecto se unieron el Gobierno de Francisco de Orellana y la Fundación Alejandro Labaka, con el Vicariato de Aguarico y el apoyo de la Fundación Repsol Ecuador en el marco del proyecto de promoción y defensa de la cultura local como herramienta de desarrollo, así como del Gobierno Vasco, con el aval del Instituto Nacional de Patrimonio Cultural de Ecuador.

5- Finanzas populares para mujeres emprendedoras de Sucumbíos y Orellana, ejecutado por la Cooperativa de Ahorro y Crédito Grameen Amazonas.

Este Proyecto intenta seguir mejorando las condiciones socio- económicas de las mujeres de los sectores rurales y urbanos marginales de las provincias de Sucumbíos y Orellana, en la Amazonía ecuatoriana, facilitándoles el acceso a servicios financieros populares que les permita el inicio y continuidad de sus pequeños emprendimientos generadores de ingresos para ellas y sus familias.

SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

La atención a la seguridad y al medio ambiente constituye para Repsol un aspecto central de la gestión de sus actividades. Los principios de la compañía en materia de seguridad y medio ambiente están definidos en su Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente, de aplicación en todas sus actividades. En ella, la compañía asume el compromiso de desarrollarlas considerando como valores esenciales la seguridad, la salud de las personas y la protección del medio ambiente.

Adicionalmente, la seguridad es uno de los valores éticos de la compañía fundamentales e irrenunciables, que deben guiar todas las acciones y compromisos.

La base de la gestión de seguridad y medio ambiente es el sistema de gestión, constituido por un cuerpo de normas, procedimientos, guías técnicas y herramientas de gestión que son de aplicación en todas las actividades de la compañía y que están en continua actualización para su adaptación a las mejores prácticas del sector.

El Comité de Dirección establece los objetivos y las líneas estratégicas de seguridad y medio ambiente, que son la base para la elaboración de los objetivos y planes de actuación de todos los negocios de la compañía. Estos planes contemplan las actuaciones necesarias para la mejora continua de la gestión, las inversiones y gastos asociados, y las adaptaciones a los nuevos requerimientos legislativos.

Adicionalmente, la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración tiene entre sus funciones conocer y orientar la política, las directrices y los objetivos de la compañía en materia de seguridad y medio ambiente.

En el Informe de Responsabilidad Corporativa 2012 de Repsol se detallan las actuaciones más destacadas que se llevaron a cabo durante el ejercicio para la mejora de la seguridad y la protección y conservación del medio ambiente, así como la evolución de los indicadores más relevantes.

Seguridad

El índice de frecuencia de accidentes con baja integrado (personal propio más contratista) descendió un 16% respecto al año anterior cumpliendo con el objetivo anual fijado. Éste forma parte de los objetivos anuales de los empleados de Repsol que disponen de retribución variable.

La meta es conseguir cero accidentes en las actividades de Repsol. En los últimos cinco años se ha reducido el índice de frecuencia con baja integrado en más de un 50%. No obstante, durante 2012 se tuvo que lamentar un total de 4 accidentes mortales de personal de empresas contratistas en el transcurso de las actividades (3 de las muertes se produjeron en accidentes de tráfico).

El sistema de gestión de la seguridad está alineado con la norma internacional OHSAS 18001 (Sistema de Gestión de Salud y Seguridad Laboral). Repsol impulsa la certificación progresiva de los centros de la compañía según dicho estándar como manera de promover la mejora continua y obtener una validación externa de los sistemas de gestión. Actualmente, están certificadas todas las refinerías y plantas químicas, prácticamente todas las instalaciones de lubricantes y especialidades, varios centros de exploración y producción y un número creciente de instalaciones de otras actividades (se pueden consultar todos los centros certificados en www.repsol.com).

Entre los hitos destacables de gestión de la seguridad en nuevos proyectos se encuentra el proyecto de ampliación de la refinería de Cartagena, que ha supuesto un importante desafío para la compañía debido a su gran magnitud. Se ha realizado la mayor inversión industrial de España para colocar a Cartagena entre las mejores refinerías del mundo en tecnología de producción, sostenibilidad ambiental y seguridad para los trabajadores. El índice de accidentabilidad durante todo el proceso de ampliación fue 50 veces inferior a la media española del sector de la construcción, incluso si incluimos el proceso de instalación industrial, con riesgos específicos durante la prueba y puesta en marcha de equipos. Con todo, durante los cinco años que ha

durado la obra y las casi 20.000 personas que han trabajado en ella, sólo se han producido lesiones de menor importancia, como torceduras o esguinces.

También fueron resaltables las tareas realizadas para la culminación de este proyecto durante las etapas de comisionado y la puesta en marcha, que por sus peculiares características exigieron un riguroso enfoque de los aspectos de seguridad. El resultado de este esfuerzo puede considerarse un éxito en el que más de 1.500 personas (entre personal propio y personal externo a la compañía) completaron la puesta en marcha, tras más de 1,5 millones de horas, sin que se haya lamentado ningún accidente grave. Las claves de este proceso han sido la adecuada dotación de personal, la óptima formación del mismo y la exigencia permanente.

Medio ambiente

El sistema de gestión del medio ambiente está alineado con la norma internacional ISO 14001. Repsol impulsa la certificación progresiva de los centros de la compañía según dicho estándar como manera de promover la mejora continua y obtener una validación externa de los sistemas de gestión. Actualmente, se encuentran certificadas todas las refinerías, plantas químicas e instalaciones de lubricantes y especialidades, prácticamente todos los centros de exploración y producción y un número creciente de instalaciones de otras actividades (se pueden consultar todos los centros certificados en www.repsol.com).

Durante 2012 se llevaron a cabo inversiones ambientales significativas destinadas a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, a la minimización de las emisiones al aire, al aumento de la eficiencia energética, a la optimización en el consumo de agua, a la reducción de la carga contaminante de los vertidos y a la mejora en los sistemas de prevención de derrames aplicando las mejores prácticas disponibles y la innovación tecnológica. Asimismo, cabe destacar el esfuerzo realizado para la identificación, evaluación y corrección de las posibles situaciones de contaminación ocurridas en el pasado. En la nota 36 de las Cuentas Anuales Consolidadas se detalla la información relativa a activos, provisiones, gastos y actuaciones futuras de naturaleza ambiental.

Desde el punto de vista ambiental, las nuevas instalaciones de la refinería de Cartagena permiten la obtención de combustibles limpios para el transporte, impulsando el uso de biocarburantes, y maximizan la eficiencia energética en el proceso de producción. El

nuevo complejo industrial de Cartagena ya es un referente mundial en sostenibilidad ambiental, seguridad y ahorro energético. A una nueva instalación de cogeneración se unen las plantas de recuperación de aguas residuales y de azufre, que superan ampliamente las mayores exigencias ambientales.

El compromiso de Repsol con el medio ambiente, que constituye uno de los principios básicos de la compañía, también se ha traducido a todas las fases de desarrollo del proyecto de edificación de las oficinas centrales de la compañía, conocidas como Campus Repsol. Se ha elegido la certificación ambiental LEED® para validar de forma externa e independiente el cumplimiento de los más prestigiosos estándares de sostenibilidad de la construcción. Esta herramienta de certificación, avalada por el Green Building Council de Estados Unidos, es la más reconocida internacionalmente, y analiza el ciclo de vida completo del edificio.

Además, Repsol fue reconocida por la revista Newsweek por segundo año consecutivo como la empresa con mejor desempeño ambiental del sector de la energía en el Green Ranking 2012. En esta evaluación se analizan las prácticas ambientales de las 500 principales compañías cotizadas del mundo, teniendo en cuenta tres categorías: impactos ambientales, sistema de gestión ambiental y transparencia en el reporte ambiental. En esta edición se ha valorado muy positivamente la transparencia de la compañía en el reporte sobre cuestiones ambientales. Asimismo, se ha obtenido una alta calificación en la categoría de sistema de gestión ambiental, gracias a los programas, iniciativas y certificaciones que son implantados en toda la organización para cumplir con los compromisos expresados en la Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente.

Este reconocimiento es resultado del esfuerzo conjunto de la compañía por mejorar en su desempeño ambiental y demuestra el compromiso de Repsol como empresa líder y referente en transparencia en su sector.

Seguridad en operaciones offshore

Repsol cuenta con experiencia en operaciones offshore y ha llevado a cabo operaciones en aguas profundas tanto en el Golfo de México como en Brasil y otras partes del mundo.

Repsol es miembro activo de la Oil and Gas Producers Association (OGP), la organización que agrupa a las empresas productoras de gas y petróleo para promover la seguridad y las operaciones sostenibles. Esta organización, con el fin de asegurar que las lecciones aprendidas de incidentes de la industria se aplican en operaciones offshore alrededor del mundo, emitió una serie de recomendaciones que son implementadas consistentemente en los proyectos de perforación de la compañía.

Estas recomendaciones permiten mejorar la prevención y la capacidad de respuesta a derrames de las operaciones de perforación offshore y entre los temas clave que forman parte de dichas recomendaciones y que han sido adoptadas por la compañía se pueden destacar los siguientes aspectos:

- Introducción de procesos de revisión y manejo de proyectos (Gestión Integral de Proyectos), de revisión por pares, auditorías de integridad de equipos, auditorías de sistemas de gestión internas y externas.
- Gestión de riesgos durante todas las fases de los proyectos de perforación, realizando estudios de análisis cualitativos y cuantitativos conforme a la normativa interna de la compañía.
- Aseguramiento de competencias con el fin de que las personas y los equipos dispongan de la capacidad de entender y gestionar riesgos. Realizando evaluaciones de competencia del personal, sobre todo en aquellos casos de personas que tienen responsabilidad sobre elementos críticos de seguridad y de medio ambiente.
- Aplicación de normas internacionales y mejores prácticas para asegurar que los estándares más actualizados sean aplicados en los proyectos de Repsol.
- Aplicación del criterio de la doble barrera en el diseño de pozos productores para evitar la descarga de hidrocarburos u otros fluidos al medio ambiente.
- Respuesta a emergencias, reforzando la implementación de los procedimientos y planes de respuesta a emergencias de la compañía en sus diferentes niveles (emergencias locales, regionales e internacionales).
- Respuesta a derrames como parte de los procedimientos de respuesta a emergencias, definiendo para cada pozo offshore los posibles escenarios de derrame y elaborando los correspondientes planes de control. Además, Repsol es miembro de Oil Spill Response (OSR), una organización internacional formada por empresas operadoras de petróleo, que está especializada tanto en la prevención y control de derrames de petróleo como en asistencia técnica relacionada.

ENERGÍA SOSTENIBLE Y CAMBIO CLIMÁTICO

En Repsol se apuesta por la construcción de un futuro mejor a través del desarrollo de energías inteligentes ofreciendo las mejores soluciones energéticas a la sociedad y al planeta. Esto significa utilizar la mayoría de las fuentes de energía y optimizar su uso a través de la gestión de la energía para alcanzar un desempeño energético excelente. Este compromiso de Repsol se articula mediante la Estrategia de Carbono Global de Compañía actualizada para el periodo 2012-2020, cuyo objetivo es impulsar la visión de compañía de un suministro de energía más diversificado y menos intensivo en carbono. El fin último de esta Estrategia de Carbono es disponer de un marco de actuación común que armonice las iniciativas existentes y detecte sinergias con un enfoque integrado.

Esta estrategia se cimienta en una gestión inteligente del riesgo, sigue el camino hacia la excelencia reduciendo la intensidad en carbono en toda la cadena de valor y da un paso hacia el futuro con el desarrollo de iniciativas en energías no fósiles.

El Comité de Dirección de Repsol es el responsable de la aprobación de la Estrategia de Carbono de la compañía y también de la evaluación de su puesta en práctica. Esta estrategia se revisa anualmente con el fin de estar siempre a la vanguardia. Adicionalmente, desde 2005 la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración tiene entre sus funciones conocer y orientar la política, las directrices y los objetivos de la compañía en materia de seguridad y medio ambiente, incluidos los aspectos de cambio climático.

Repsol ha fijado un objetivo estratégico de reducción de 2,5 millones de toneladas de CO_2 equivalente durante el periodo 2005-2013. Éste se despliega en objetivos anuales de reducción respecto a un escenario *business as usual*, los cuales son aprobados por el Comité de Dirección de la compañía y forman parte de los objetivos anuales de la mayoría de los empleados de Repsol que disponen de retribución variable ligada a la consecución de objetivos. Durante 2012 se ha producido una reducción de más de 370.000 toneladas de CO_2 equivalente mediante acciones concretas de ahorro energético. La disminución acumulada como consecuencia de todas las acciones desplegadas entre 2006-2012 asciende a más de 2,5 millones de toneladas de CO2 equivalente cumpliendo así el objetivo estratégico fijado para el periodo 2005-2013.

Uno de los principales objetivos estratégicos en materia energética es la implantación de un Sistema de Gestión de la Energía basado en la mejora continua. Este tipo de sistemas favorecen una gestión global y sistemática, fomentando el ahorro de costes y afirmando el compromiso de la compañía con el suministro sostenible de energía. En el seno de este sistema, Repsol se plantea una serie de prioridades que configuran su estrategia energética a largo plazo. Es fundamental la identificación y actualización continua del potencial de ahorro existente en la compañía para disponer de objetivos cuantificados de eficiencia energética, así como la coherencia de estos objetivos con los de largo plazo definidos en la Estrategia de Carbono de compañía.

El sistema de Gestión de la Energía de Repsol está implantado de acuerdo a los requisitos de la Norma Internacional ISO 50001. Esta norma permite el establecimiento de procesos y sistemas que mejoren el desempeño energético de las organizaciones. Ello conduce a una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y de otros impactos ambientales, a la par que disminuyen los costes de energía.

Este esfuerzo por superarse ya está dando sus frutos, por una parte la implantación de estos sistemas permiten medir y hacer un seguimiento de la eficacia de todas las acciones de ahorro acometidas. La mejora del Índice de Ahorro Energético demuestra la capacidad de ahorrar energía manteniendo la excelencia en el desempeño. En segundo lugar, la paulatina certificación de los Sistemas de Gestión de la Energía de las distintas unidades de acuerdo a la norma internacional ISO 50001, como el caso de la refinería de A Coruña en 2011, permite verificar el compromiso con la gestión eficiente de la energía ante terceros. Siguiendo con lo planificado en el año 2012, se ha conseguido la certificación ISO 50001 de la refinería de Puertollano.

Repsol tiene por objetivo disponer de una huella de compañía completa lo que implica ampliar el alcance de los inventarios de emisiones incluyendo suministradores, clientes y actividades propias. Durante este año 2012 se ha avanzado con el inventario de emisiones de CO_2 llevando verificado más de un 90% de dichas emisiones por el estándar internacional ISO 14064.

Repsol es la primera compañía del sector de la energía por su gestión del carbono, según el índice mundial del Climate Disclousure Proyect. Es la tercera vez en cinco años que ha sido reconocida por su gestión del carbono y la eficiencia energética, siendo la compañía de su sector con mayor presencia durante el último lustro en el Climate Disclosure Leadership Index (CDLI), el más prestigioso a nivel internacional en

materia de cambio climático. La gestión de los riesgos y oportunidades asociados al cambio climático, la mejora de la eficiencia energética y la elaboración de inventarios de emisiones de gases de efecto invernadero son algunos de los aspectos por los que la compañía ha sido reconocida.

COMUNICACIÓN

Repsol considera que la comunicación es un elemento clave en su relación con la sociedad y, para su adecuada gestión, pone a disposición de sus principales grupos de interés distintas herramientas online y offline con las que informar de manera eficaz y transparente sobre sus actividades y negocios. El contexto actual está marcado por un desplazamiento de las audiencias a los medios digitales y una proliferación de nuevas cabeceras en Internet, aunque la prensa y las agencias mantienen su posición como generadores de influencia y opinión. Los usuarios tienden a componer su propio menú informativo y desaparece el ciclo tradicional de la noticia, ya que las informaciones tienen un nuevo recorrido en las redes sociales. En este escenario de cambio, Repsol apuesta por una estrategia de comunicación basada en la cercanía, la veracidad y la rapidez como principios esenciales de la gestión de la Dirección General de Comunicación.

Accionistas e inversores

Estos colectivos tienen a su disposición numerosos medios para acceder a información financiera y operativa de la compañía y a los hechos que pueden afectar el valor de la acción. Repsol cuenta desde su salida a Bolsa en 1989 con la Oficina de Información al Accionista (OIA) y con la Dirección de Relación con Inversores, a través de las cuales atiende a accionistas, tanto actuales como potenciales, y analistas bursátiles, tanto de renta variable como de renta fija. En los últimos años ha habido un incremento notable de cobertura de la compañía por parte de los analistas, hasta llegar a 40 que siguen activamente la evolución de la compañía.

Para satisfacer las necesidades de información de los accionistas minoritarios, Repsol dispone de la OIA, en la que, bien personándose en sus instalaciones, a través del teléfono gratuito 900 100 100 o mediante correo postal o electrónico, éstos pueden solicitar cuanta información puedan necesitar. La OIA atendió durante 2012 unas 45.000

llamadas (una media de 170 al día). Las consultas más habituales se centraron en la cotización de la acción, la Junta General de Accionistas, la política y las fechas de pago de dividendos, la evolución de las participaciones preferentes y los hechos relevantes de la compañía.

Además, en la página web corporativa (www.repsol.com) se puede acceder a toda la información relevante, así como a contenidos específicos en el apartado "Información para accionistas e inversores". En 2012 esta sección tuvo más de 390.000 visitas. El portal también cuenta con varias direcciones de correo electrónico (la genérica es infoaccionistas@repsol.com), a las que se pueden dirigir consultas y solicitar publicaciones. En 2012 se recibieron en estos buzones más de 6.000 correos electrónicos.

La Dirección de Relación con Inversores también se comunica de forma fluida con los inversores institucionales y analistas financieros. A lo largo del ejercicio se realizaron varios *roadshow* (desplazamientos a diferentes ciudades para visitar inversores institucionales) en Europa, Estados Unidos y Asia, en el que participaron miembros de alta dirección, y los miembros del equipo de Relación con Inversores. . Se visitaron en total 488 inversores institucionales en 34 diferentes ciudades del mundo. Adicionalmente, Repsol asistió a 22 conferencias sectoriales, tanto en Europa como en Estados Unidos, en el marco de las cuales también se organizaron reuniones con inversores institucionales. Si a lo anterior se añaden las visitas recibidas en las oficinas de la compañía, se alcanza un total aproximado de 900 inversores institucionales contactados durante 2012.

Adicionalmente en el año 2012, en un esfuerzo por modernizar el acceso de la comunidad financiera a la información de la compañía, se ha desarrollado una aplicación para acceder a la información para accionistas e inversores a través de dispositivos móviles (tabletas y teléfonos inteligentes). Dicha aplicación puede ser descargada de manera gratuita a través de la página web de Repsol.

Medios de comunicación

La Dirección General de Comunicación y Presidencia tiene el objetivo de atender a los medios de comunicación bajo los principios de transparencia, inmediatez, rigor y veracidad de la información. Para ello, Repsol cuenta con distintos canales a través de los cuales gestiona las demandas informativas de los medios.

Las principales actividades llevadas a cabo por el Grupo Repsol en 2012 se dieron a conocer a los medios de comunicación a través de unos 60 comunicados, todos ellos disponibles en la Sala de Prensa de la web corporativa (www.repsol.com). A esta cifra hay que añadir los más de 70 comunicados difundidos por los cinco complejos industriales en España, los emitidos en los países donde opera la compañía, los vinculados con proyectos de patrocinio deportivo y los relacionados con negocios concretos, como los gases licuados del petróleo (GLP), o con la Fundación Repsol.

Con la finalidad de estrechar la relación con los medios de comunicación, durante 2012 se organizaron diversas ruedas de prensa y sesiones informativas. Entre ellas, cabe destacar la presentación por parte del presidente de Repsol, Antonio Brufau, del Plan Estratégico 2012-2016, que tuvo lugar el 29 de mayo. Asimismo, los profesionales de la información asistieron el 18 de abril a la inauguración de la ampliación de la refinería de Cartagena, acto presidido por el Príncipe de Asturias.

La página web de la compañía dispone de una Sala de Prensa para facilitar a los profesionales de la comunicación informaciones de interés acerca del Grupo Repsol y sus actividades. Además de notas de prensa, incluye archivos gráficos y multimedia, publicaciones, dossieres específicos y newsletter dirigidas a periodistas de todo el mundo.

En 2012 se consolidó News, una nueva herramienta de relación con periodistas que nació en 2011 para dar a conocer historias y proyectos de Repsol desde un punto de vista menos marcado por la actualidad informativa y con un enfoque más didáctico. News se difunde entre más de 2.000 periodistas, entre los que tiene una gran acogida.

Durante el ejercicio se volvió a traducir al español y a distribuir una edición especial del reconocido libro *How the energy industry works* entre periodistas, instituciones, universidades y asociaciones, así como en las oficinas de Repsol en todo el mundo. Se trata de una obra didáctica y, por tanto, de una herramienta de uso habitual para todo aquel que no sea experto en la industria energética.

Con el objetivo de dar respuesta a las peticiones informativas de los periodistas, la Dirección General de Comunicación pone a su disposición un correo electrónico (prensa@repsol.com), a través del cual se atendieron más de 4.000 consultas y solicitudes de información a lo largo de 2012. Esta cifra demuestra el gran interés de los medios de comunicación por las actividades de Repsol. Gracias a este canal, la

compañía responde a diario, de forma rápida y eficiente, a las numerosas demandas de los periodistas.

Esta labor de comunicación ha permitido que Repsol sea la empresa mejor valorada del sector energético por los periodistas especializados, según el estudio que Ipsos Public Affairs llevó a cabo en el último trimestre del ejercicio para medir la reputación corporativa de las grandes empresas españolas.

De cara al futuro, los grandes retos de comunicación tienen que ver con los nuevos lenguajes, la difusión masiva de contenidos a través de múltiples canales propia de la globalización, la necesidad de establecer estrategias de comunicación integradas y, al mismo tiempo, específicas para cada soporte, la importancia cada vez mayor del seguimiento informativo y el análisis, y la demanda creciente de materiales elaborados, como infografías, reportajes y vídeos.

Repsol en Internet

El ejercicio 2012 fue un año de avance en la comunicación digital de la compañía. La generación de contenidos en múltiples formatos y para todos los dispositivos, así como la optimización de la experiencia de usuario, se consolidaron como los ejes principales que guiaron toda la actuación de Repsol en el entorno digital.

Como hito destacable, se llevó a cabo una importante renovación de la web corporativa. Comenzando por un rediseño integral de la *home page*, que permite presentar la compañía de manera eficaz gracias a una clara jerarquización de mensajes. El diseño ha tenido muy en consideración la perspectiva de los múltiples tipos de usuarios que visitan la web y que esperan poder acceder a la información de forma ágil y sencilla.

Coincidiendo con la presentación del plan estratégico 2012-2016, al que acompañó la nueva visión de la compañía y el cambio de marca, en mayo de 2012 se produjo una profunda adaptación del portal repsol.com. Los cambios se produjeron desde el punto de vista de diseño, adecuando el mismo a la nueva identidad, y desde el de los contenidos, incorporando información que apoya la comunicación del plan estratégico y la nueva visión. Otro hito importante en 2012 ha sido la adecuación de todos los contenidos referidos a YPF tras la expropiación, en especial lo relativo a la presencia global, información financiera y oferta comercial.

La puesta en producción del nuevo canal de Productos y Servicios es otro logro del año. Un cambio radical que potencia la comunicación de la oferta de productos y servicios de Repsol y permite, gracias a una segmentación de perfiles, que actuales y potenciales clientes accedan de manera fácil e intuitiva a contenidos pensados exclusivamente para ellos. Contenidos atractivos que acercan a los clientes la apuesta de la compañía por la innovación, la calidad, el servicio al cliente y su compromiso medioambiental.

En el ámbito de los contenidos temáticos hay que destacar la consolidación de las relaciones de confianza y empatía que los canales de Guía Repsol y Competición han logrado a partir de la interacción con los usuarios y la generación de contenido interesante, atractivo y lúdico. Con más de 146.000 seguidores en las principales redes sociales: Facebook, Twitter, Google+, Flicker, Youtube, Instagram y Pinterest, los canales de Guía Repsol y Box Repsol reafirman su posición en la red y evidencian cada vez más el compromiso de Repsol por estar cerca de sus públicos, escucharlos y ofrecerles servicios de calidad.

Todo ello sin olvidar la apuesta de la compañía por tener una presencia global en los múltiples dispositivos del mercado. En 2012, a las aplicaciones de Vinos y Restaurantes de la Guía Repsol, se le sumaron tres nuevas: Box Repsol, para los aficionados del mundo de la competición; Copiloto, como compañera de ruta; e Investor Relations para el público inversor. Por otro lado, la Guía Repsol fue una de las aplicaciones disponibles en el lanzamiento mundial de Windows 8.

Así, fruto de un trabajo continuo en un entorno dinámico como el digital, repsol.com se mantiene como un referente en comunicación digital y se consolida cada día como un medio importante de comunicación de la compañía, con una audiencia promedio mensual de 2 millones de usuarios únicos, 3,5 millones de visitas y 37 millones de páginas vistas.

GESTIÓN DE INTANGIBLES

La balanza de los factores que impulsan el éxito de las empresas ha variado notablemente con respecto a la que era en el pasado. Antes bastaba con un buen resultado económico para garantizar dicho éxito. Hoy, ese resultado económico

depende en gran medida de ganarse la confianza de los grupos de interés prioritarios para una organización.

En este contexto, la generación de confianza implica tener marcas fuertes y diferenciadas, capaces de cubrir las expectativas de los grupos de interés mediante un comportamiento corporativo excelente y una comunicación oportuna y relevante. La marca es una promesa que se hace a esos grupos de interés, quienes la validarán con su experiencia. La reputación es el juicio de valor que los mismos hacen de la compañía. Una buena reputación derivará en mayor disposición y recomendación para invertir, trabajar y hacer uso de productos y servicios.

Por estas razones, para Repsol es una prioridad la gestión profesionalizada de ambos intangibles: marca y reputación. Cuenta para ello con una Dirección de Intangibles, cuyo objetivo principal es integrar la sensibilidad del contexto social con el negocio y la comunicación de la compañía para alcanzar las metas estratégicas planteadas.

En 2012 Repsol presentó su nueva visión, resultado de un proceso riguroso y participativo que definió cómo quiere ser y cómo quiere que se reconozca a la compañía. Este enunciado refleja el cambio que ya venía experimentando y, a la vez, dibuja la ruta hacia su futuro como organización.

La nueva visión y los valores sobre los que se apoya Repsol son la base de su modelo de reconocimiento y del plan de actuación en gestión reputacional.

Repsol es una empresa a la vanguardia en la gestión de este intangible, reconocida como la tercera compañía con mejor reputación en España por el prestigioso Monitor Español de Reputación Corporativa (MERCO).

Como patrono y fundador de la Fundación Corporate Excellence: Centre for reputation Leadership, Repsol forma parte de un laboratorio de ideas centrado en el conocimiento de las principales temáticas y avances en gestión reputacional. En él se integran las principales empresas españolas para el intercambio de ideas, aprendizajes y buenas prácticas.

En línea con las empresas más avanzadas a escala internacional, se entiende dicha gestión desde una perspectiva triple: la alta dirección como principal impulsor, un área

especializada en gestión reputacional y la transversalidad como requisito imprescindible para su éxito.

Desde el área de Reputación de Repsol se abordan los aspectos más relevantes en gestión reputacional: comprensión del contexto social (off y online), métricas, riesgos reputacionales, impulso de reconocimientos y comunicación.

Otra pieza imprescindible en el proceso de cambio cultural de Repsol, que nace de su nueva razón de ser, es la revitalización de la marca y los sistemas de identidad visual de la compañía.

A partir de la nueva visión y con la participación de las áreas corporativas y negocios, el Plan de Marca iniciado en 2011 ha derivado en la optimización del logotipo y la potenciación de los diferentes elementos de identidad.

En 2012 se presentó la nueva marca y la identidad visual, cuyo despliegue se ha iniciado en la red de estaciones de servicio, productos, edificios y todos los ámbitos de la compañía en el mundo.

Una de las aplicaciones más visibles es la nueva sede corporativa de Repsol en Madrid, que ofrece una nueva forma de relación con la marca. Las claves de esta nueva estrategia de marca están implícitas en todo el proceso de diseño y construcción. La nueva marca se materializa en cada uno de los cuatro edificios que componen el recinto, donde los cuatro colores corporativos se aplican y dan nombre a cada uno de ellos.

PATROCINIO DEPORTIVO

Un año más, Repsol ha sido el protagonista principal en el Mundial de Motociclismo, el campeonato internacional más exigente que supone el mejor banco de pruebas para los carburantes y lubricantes de Repsol. Precisamente, la experiencia acumulada en el desarrollo de productos específicos para la alta competición es lo que permite a Repsol mantenerse como líder en investigación y, de esta manera, ser capaz de responder a las mayores expectativas de sus clientes.

Durante la temporada 2012 se obtuvieron grandes resultados gracias al desempeño de los pilotos de Repsol que participaron en numerosas competiciones internacionales. En MotoGP, el Repsol Honda Team fue campeón del mundo por equipos. Dani Pedrosa, en el que fue su mejor año, fue segundo en esta categoría y Casey Stoner tercero. El equipo Repsol completó una temporada brillante: sus pilotos subieron al podio en 12 de las 18 carreras.

En la categoría de Moto2, Marc Márquez consiguió alzarse con el campeonato. Su presencia, junto a Dani Pedrosa, en el equipo Repsol Honda en MotoGP para la temporada 2013 será una clara garantía de éxito en el patrocinio de la compañía.

En la categoría de Moto3, Alex Rins ha sido el mejor debutante en su categoría y el resto de nuestros jóvenes pilotos finalizaron entre los 10 primeros puestos, destacando en numerosas carreras del Mundial.

En su objetivo de fomentar el deporte de base, Repsol copatrocinó el Campeonato de España de Velocidad (CEV), donde el jovencísimo piloto Alex Márquez, patrocinado por Repsol, se proclamó campeón.

Un año más, se logró el triunfo en el Campeonato del Mundo de Trial Indoor y Outdoor en la categoría masculina. Toni Bou ha ganado once campeonatos del mundo y se ha convertido, a sus 27 años, en el piloto más laureado de la historia en esta especialidad.

Repsol es una compañía comprometida con el deporte olímpico a través de su colaboración en el plan ADO, que ayuda a muchos jóvenes a cumplir su sueño de participar en unos Juegos Olímpicos. Londres 2012 reflejó el buen nivel del deporte español.

Repsol también cuenta con un programa de patrocinios formativos. Con estos programas busca dar apoyo a la educación de jóvenes a través de becas para estudios de mecánica e ingeniería en la escuela Monlau Competición.

Por segundo año, se continuó con el patrocinio del equipo Repsol de vuelo acrobático, que se proclamó campeón de España en este deporte y participó en varias exhibiciones aéreas nacionales e internacionales, una de ellas con motivo de la inauguración de la ampliación de la refinería de Cartagena.

También se mantuvo el apoyo al equipo de coches clásicos, el Repsol Classic Team.

NUEVA SEDE DE REPSOL

La construcción de la nueva sede de Repsol finalizó en mayo de 2012. A continuación se llevó a cabo el traslado de las 3.800 personas que se distribuían anteriormente en once edificios distintos de Madrid, que duró cuatro meses.

Campus Repsol es, desde la fase de diseño del proyecto, un referente en sostenibilidad y accesibilidad, que refleja la cultura y los valores de Repsol y es un ejemplo de espíritu de superación y compromiso de servicio a las personas. La nueva sede refleja fielmente la cultura de la compañía: la vocación de ser una empresa global que busca el bienestar de las personas y que se anticipa en la construcción de un futuro mejor a través del desarrollo de energías inteligentes.

Su diseño, con una estructura de marcos de acero exteriores, permite espacios interiores diáfanos en los que poder trabajar mejor y con mayor eficiencia. El jardín central facilita el contacto con la naturaleza y la comunicación entre todas las áreas de la compañía, al tiempo que contribuye a crear un espacio de trabajo que fomenta la integración y la convivencia.

Es un edificio pionero en términos de sostenibilidad, como lo demuestra la certificación LEED del Green Building Council.

Desde un principio, este proyecto se concibió pensando en las personas. Durante la fase de construcción, el índice de frecuencia de accidentes con baja acumulado fue de 5,5. Esto es diez veces menos que lo registrado en el sector y marca un nuevo hito en el sector de la construcción de edificios en España.

La nueva sede de Repsol cuenta con una planta baja más cuatro alturas de oficinas y servicios. El proyecto incluye más de 5.000 metros cuadrados donde se ofrecen diferentes servicios a los empleados. También cuenta con dos plantas subterráneas de instalaciones y un aparcamiento con capacidad para 1.800 vehículos, 200 motos y otras tantas bicicletas. Los edificios conforman un claustro con un jardín central de casi

11.000 metros cuadrados. Además, en el perímetro del campus empresarial se ha creado una nueva zona verde pública.

Por primera vez en la historia de Repsol, todas las áreas de negocio trabajan juntas en este espacio, creando sinergias en un entorno arquitectónico y paisajístico que facilita la cultura del trabajo en equipo.

Finalmente, el pasado 31 de enero de 2013 Campus Repsol fue oficialmente inaugurado por el Príncipe de Asturias.

INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO

SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS

DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR	FECHA FIN DEL EJERCICIO	2012

C.I.F. A78374725

Denominación Social: REPSOL, S.A.

MODELO DE INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO DE LAS SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS

Para una mejor comprensión del modelo y posterior elaboración del mismo, es necesario leer las instrucciones que para su cumplimentación figuran al final del presente informe.

A ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD

A.1 Complete el siguiente cuadro sobre el capital social de la sociedad:

Fecha de última modificación	Capital social (€)	Número de acciones	Número de derechos de voto
10-07-2012	1.256.178.727	1.256.178.727	1.256.178.727

Indiquen si existen distintas clases de acciones con diferentes derechos asociados:

Sí [ ] No [X]

A.2 Detalle los titulares directos e indirectos de participaciones significativas, de su entidad a la fecha de cierre de ejercicio, excluidos los consejeros:

Nombre o denominación social del accionista	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos (*)	% sobre el total de derechos de voto
Sacyr Vallehermoso, S.A.	0	122.208.433	9,73
CaixaBank, S.A.	157.375.384		12,53
Petróleos Mexicanos	0	118.484.231	9,43

(*) A través

Nombre o denominación social del titular indirecto de la participación	A través de: Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de derechos de voto directos	% sobre el total de derechos de voto
Sacyr Vallehermoso, S.A.	Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.	122.208.433	9,729
Petróleos Mexicanos	Entidades financieras	62.934.554	5,01
Petróleos Mexicanos	PMI Holdings BV	55.549.676	4,42
Petróleos Mexicanos	Pemex Internacional España, S.A.	1	0,000

Indique los movimientos en la estructura accionarial más significativos acaecidos durante el ejercicio:

Nombre o denominación social del accionista	Fecha de la operación	Descripción de la operación
Blackrock, Inc	16/03/2012	Se ha descendido del 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	06/01/2012	Se ha superado el 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	09/01/2012	Se ha descendido del 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	12/01/2012	Se ha superado el 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	18/01/2012	Se ha descendido del 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	04/06/2012	Se ha superado el 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	06/06/2012	Se ha descendido del 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	15/06/2012	Se ha superado el 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	20/06/2012	Se ha descendido del 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	18/12/2012	Se ha superado el 3% del capital social
BNP Paribas, Societé Anonyme	24/12/2012	Se ha descendido del 3% del capital social
Sacyr Vallehermoso, S.A.	10/07/2012	Se ha descendido del 10% del capital social
Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.	10/07/2012	Se ha descendido del 10% del capital social

A.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, que posean derechos de voto de las acciones de la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Número de derechos de voto directos	Número de derechos de voto indirectos (*)	% sobre el total de derechos de voto
D. Antonio Brufau Niubó	273.974	0	0,022
D. Isidro Fainé Casas	253	0	0.000
D. Juan Abelló Gallo	1.045	85.649	0,007
Dña. Paulina Beato Blanco	104	0	0,000
D. Artur Carulla Font	39.754	0	0,003
D. Luis Carlos Croissier Batista	1.254	0	0,000
D. Ángel Durández Adeva	5.950	0	0,000
D. Javier Echenique Landiríbar	0	17.981	0,001
D. Mario Fernández Pelaz	4.181	0	0,000
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	6.080	1.915	0,001

D. José Manuel Loureda Mantiñán	53	28.436	0,002
D. Juan María Nin Génova	253	0	0,000
Pemex Internacional España, S.A.	1	0	0,000
D. Henri Philippe Reichstul	50	0	0,000
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	21.189	0	0,002

(*) A través de:

Nombre o denominación social del titular indirecto de la participación	**A través de: Nombre o denominación social del titular directo de la participación**	**Número de derechos de voto directos**	**% sobre el total de derechos de voto**
D. Juan Abelló Gallo	Arbarin, Sicav, S.A.	85.649	0,007
D. Javier Echenique Landiríbar	Bilbao Orvieto, S.L.	17.981	0,001
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Prilou, S.L.	28.436	0,002

% total de derechos de voto en poder del Consejo de Administración	0,039

Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo de Administración de la sociedad, que posean derechos sobre acciones de la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	**Número de derechos de opción directos**	**Número de derechos de opción indirectos**	**Número de acciones equivalentes**	**% sobre el total de derechos de voto**

A.4 Indique, en su caso, las relaciones de índole familiar, comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, en la medida en que sean conocidas por la sociedad, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

Nombre o denominación social relacionados	**Tipo de relación**	**Breve descripción**

A.5 Indique, en su caso, las relaciones de índole comercial, contractual o societaria que existan entre los titulares de participaciones significativas, y la sociedad y/o su grupo, salvo que sean escasamente relevantes o deriven del giro o tráfico comercial ordinario:

Nombre o denominación social relacionados	**Tipo de relación**	**Breve descripción**
Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona	Societaria	Repsol participa con Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (accionista de control de Caixaholding, S.A.U. y CaixaBank, S.A.) en Gas

		Natural SDG, S.A., sociedad que tiene por objeto, entre otras actividades, el suministro, producción conducción y distribución de cualquier tipo de combustible. Asimismo, Repsol y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona tienen suscrito un acuerdo relativo a Gas Natural SDG, S.A., calificado por ambas entidades como una situación de concertación comunicada a la CNMV.

A.6 Indique si han sido comunicados a la sociedad pactos parasociales que la afecten según lo establecido en el art. 112 de la LMV. En su caso, descríbalos brevemente y relacione los accionistas vinculados por el pacto:

Sí [X] No [ ]

Intervinientes del pacto parasocial	% del capital social afectado	Breve descripción del pacto
Sacyr Vallehermoso, S.A., Petróleos Mexicanos y PMI Holdings, B.V.	29,502	Con fecha 29 de agosto de 2011, Sacyr Vallehermoso, S.A. comunicó, mediante el Hecho Relevante nº 149479, la suscripción de un pacto parasocial con Petróleos Mexicanos relativo a Repsol, S.A., cuyo objeto era, entre otros: (i) regular el ejercicio de los derechos de voto de Sacyr y Pemex de manera sindicada, y (ii) el establecimiento de determinadas condiciones a la libre de transmisión de acciones por Sacyr y Pemex.

Indique si la sociedad conoce la existencia de acciones concertadas entre sus accionistas. En su caso, descríbalas brevemente:

Sí [X] No [ ]

Intervinientes acción concertada	% del capital social afectado	Breve descripción del concierto
Sacyr Vallehermoso, S.A., Petróleos Mexicanos y PMI Holdings, B.V.	29,502	Con fecha 29 de agosto de 2011, Sacyr Vallehermoso, S.A. comunicó, mediante el Hecho Relevante nº 149479, la suscripción de un pacto parasocial con Petróleos Mexicanos relativo a Repsol, S.A., cuyo objeto era, entre otros, regular el ejercicio de los derechos de voto de Sacyr y Pemex de manera

		sindicada.

En el caso de que durante el ejercicio se haya producido alguna modificación o ruptura de dichos pactos o acuerdos o acciones concertadas, indíquelo expresamente:

Con fecha 31 de enero de 2012, Sacyr Vallehermoso, S.A. y Petróleos Mexicanos comunicaron (Hecho Relevante nº 157290) la firma de un convenio de terminación anticipada del acuerdo de accionistas suscrito el 29 de agosto de 2011 entre Sacyr Vallehermoso, S.A., Petróleos Mexicanos, y PMI Holdings, B.V., en virtud del cual las partes acordaron darlo por terminado y resolverlo de forma anticipada, reconociéndose mutuamente no tener nada que reclamarse y renunciando en los más amplios términos al ejercicio de cualquier acción o derecho que les pudiera corresponder conforme al mismo.

A.7 Indique si existe alguna persona física o jurídica que ejerza o pueda ejercer el control sobre la sociedad de acuerdo con el artículo 4 de la Ley del Mercado de Valores. En su caso, identifíquela:

Sí [ ] No [X]

Nombre o denominación social

Observaciones

A.8 Complete los siguientes cuadros sobre la autocartera de la sociedad:
A fecha de cierre del ejercicio:

Número de acciones directas	Número de acciones indirecta (*)	% total sobre capital social
63.868.692	898.826	5,05%

(*) A través de:

Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de acciones directas
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	898.826
Total:	898.826

Detalle las variaciones significativas, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1362/2007, realizadas durante el ejercicio:

Fecha de comunicación	Total de acciones directas adquiridas	Total de acciones indirectas adquiridas	% sobre capital social

Plusvalía /(Minusvalía) de las acciones propias enajenadas durante el periodo (miles de euros)	49.938

A.9. Detalle las condiciones y plazo del mandato vigente de la Junta al Consejo de Administración para llevar a cabo adquisiciones o transmisiones de acciones propias.

La Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada, en segunda convocatoria, el 30 de abril de 2010, adoptó, en su sexto punto del Orden del Día, el acuerdo que se transcribe a continuación:

"Primero. Autorizar al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF, S.A. y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital suscrito de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa.

Las acciones propias adquiridas podrán destinarse a su entrega a los empleados y administradores de la Sociedad o de su Grupo o, en su caso, para satisfacer el ejercicio de derechos de opción de que aquéllos sean titulares.

Esta autorización queda supeditada al cumplimiento de todos los demás requisitos legales aplicables, tendrá una duración de 5 años, contados a partir de la fecha de la presente Junta General, y deja sin efecto, en la parte no utilizada, la acordada por la pasada Junta General Ordinaria, celebrada el 14 de mayo de 2009.

Segundo. Autorizar, asimismo, al Consejo de Administración para que éste, a su vez, pueda delegar, al amparo de lo establecido en el artículo 141.1 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades Anónimas, las facultades delegadas a que se refiere el apartado primero de este acuerdo."

A.10 Indique, en su caso, las restricciones legales y estatutarias al ejercicio de los derechos de voto, así como las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social.

Indique si existen restricciones legales al ejercicio de los derechos de voto:

Sí [X] No [ ]

Porcentaje máximo de derechos de voto que puede ejercer un accionista por restricción legal	3,000

Indique si existen restricciones estatutarias al ejercicio de los derechos de voto:

Sí [ ] No [X]

Porcentaje máximo de derechos de voto que puede ejercer un accionista por una restricción estatutaria	

Descripción de las restricciones legales y estatutarias al ejercicio de los derechos de voto
El artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000 establece ciertas limitaciones al ejercicio de los derechos de voto en más de un operador principal de un mismo mercado o sector. Entre otros, se enumeran los mercados de producción y distribución de carburantes, producción y suministro de gases licuados del petróleo y producción y suministro de gas natural, entendiendo por operador principal a las entidades que ostenten las cinco mayores cuotas del mercado en cuestión. Dichas limitaciones se concretan en las siguientes: – Las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en más de un 3% en el capital social o en los derechos de voto de dos o más operadores principales de un mismo mercado, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso sobre dicho porcentaje en más de una de dichas sociedades. – Un operador principal no podrá ejercer los derechos de voto en una participación superior al 3%

del capital social de otro operador principal del mismo mercado. Estas prohibiciones no serán aplicables cuando se trate de sociedades matrices que tengan la condición de operador principal respecto de sus sociedades dominadas en las que concurra la misma condición, siempre que dicha estructura venga impuesta por el ordenamiento jurídico o sea consecuencia de una mera redistribución de valores o activos entre sociedades de un mismo Grupo. La Comisión Nacional de Energía, como organismo regulador del mercado energético, podrá autorizar el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso, siempre que ello no favorezca el intercambio de información estratégica ni implique riesgos de coordinación en sus actuaciones estratégicas.

Indique si existen restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social:

Sí [ ] No [X]

Descripción de las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social

A.11 Indique si la Junta General ha acordado adoptar medidas de neutralización frente a una oferta pública de adquisición en virtud de lo dispuesto en la Ley 6/2007.

Sí [ ] No [X]

En su caso, explique las medidas aprobadas y los términos en que se producirá la ineficiencia de las restricciones:

B ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN DE LA SOCIEDAD

B.1 Consejo de Administración

B.1.1 Detalle el número máximo y mínimo de consejeros previstos en los estatutos:

Número máximo de consejeros	16
Número mínimo de consejeros:	9

B.1.2 Complete el siguiente cuadro con los miembros del Consejo:

Nombre o denominación social del consejero	Representante	Cargo en el Consejo	Fecha primer nombramiento	Fecha último nombramiento	Procedimiento de elección
D. Antonio Brufau Niubó		Presidente	23-07-1996	15-04-2011	Cooptación
D. Isidro Fainé Casas		Vicepresidente	19-12-2007	31-05-2012	Cooptación
D. Juan Abelló Gallo		Vicepresidente	29-11-2006	15-04-2011	Cooptación
Dña. Paulina Beato Blanco		Vocal	29-12-2005	30-04-2010	Cooptación
D. Artur Carulla Font		Vocal	16-06-2006	30-04-2010	Votación en Junta de Accionistas
D. Luis Carlos Croissier Batista		Vocal	09-05-2007	15-04-2011	Votación en Junta de Accionistas
D. Mario Fernández		Vocal	15-04-2011	15-04-2011	Votación en

Pelaz					Junta de Accionistas
D. Ángel Durández Adeva		Vocal	09-05-2007	15-04-2011	Votación en Junta de Accionistas
D. Javier Echenique Landiríbar		Vocal	16-06-2006	30-04-2010	Votación en Junta de Accionistas
Dña. María Isabel Gabarró Miquel		Vocal	14-05-2009	14-05-2009	Votación en Junta de Accionistas
D. José Manuel Loureda Mantiñán		Vocal	31-01-2007	15-04-2011	Cooptación
D. Juan María Nin Génova		Vocal	19-12-2007	31-05-2012	Cooptación
Pemex Internacional España, S.A.	Luis Felipe Luna Melo	Vocal	26-01-2004	30-04-2010	Cooptación
D. Henri Philippe Reichstul		Vocal	29-12-2005	30-04-2010	Cooptación
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla		Vocal y Secretario	02-02-2005	14-05-2009	Cooptación

Número Total de Consejeros	15

Indique los ceses que se hayan producido durante el periodo en el Consejo de Administración:

Nombre o denominación social del consejero	**Condición del consejero en el momento de cese**	**Fecha de baja**

B.1.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo y su distinta condición:

CONSEJEROS EJECUTIVOS

Nombre o denominación del consejero	**Comisión que ha propuesto su nombramiento**	**Cargo en el organigrama de la sociedad**
D. Antonio Brufau Niubó	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Presidente Ejecutivo
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Consejero, Secretario General y del Consejo de Administración

Número total de consejeros ejecutivos	2
% total del Consejo	13,33

CONSEJEROS EXTERNOS DOMINICALES

Nombre o denominación del consejero	**Comisión que ha propuesto su nombramiento**	**Nombre o denominación del accionista significativo a quien representa o que ha propuesto su nombramiento**
D. Isidro Fainé Casas	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	CaixaBank, S.A.

D. Juan Abelló Gallo	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Sacyr Vallehermoso, S.A.
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Sacyr Vallehermoso, S.A.
D. Juan María Nin Génova	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	CaixaBank, S.A.
Pemex Internacional España, S.A.	Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Petróleos Mexicanos

Número total de consejeros dominicales	5
% total del Consejo	33,33

CONSEJEROS EXTERNOS INDEPENDIENTES

Nombre o denominación del consejero	**Perfil**
Dña. Paulina Beato Blanco	Doctora en Economía por la Universidad de Minnesota, Catedrática de Análisis Económico, Técnico Comercial y Economista del Estado. Fue Presidenta Ejecutiva de Red Eléctrica de España, Consejera de Campsa y de importantes entidades financieras. Ha sido economista principal en el Departamento de Desarrollo Sostenible del Banco Interamericano de Desarrollo y consultora en la División de Regulación y Supervisión Bancaria del Fondo Monetario Internacional. En la actualidad es asesora de la Secretaría General Iberoamericana, profesora de Análisis Económico y miembro del Patronato y Consejo Asesor de Balia.
D. Artur Carulla Font	Licenciado en Ciencias Empresariales. Comienza su carrera profesional en 1972 en Arbora & Ausonia SL donde ocupa varios cargos hasta llegar a Director General. En 1988 se incorpora a Agrolimen como Director de Estrategia. En 2001 es nombrado Consejero Delegado de Agrolimen, S.A. En la actualidad es Presidente de Agrolimen, S.A. y de sus participadas: Affinity Petcare, S.A., Preparados Alimenticios, S.A. (Gallina Blanca Star), Biocentury, S.L., The Eat Out Group, S.L. y Reserva Mont-Ferrant, S.A.,.; miembro del Consejo Regional de Telefónica en Cataluña, miembro del Consejo Asesor de EXEA Empresarial, S.L. y miembro del Consejo Asesor de Roca Junyent. Es asimismo Vicepresidente del Círculo de Economía, Vicepresidente del Patronato de la Fundación ESADE, Patrono de la Fundación Lluis Carulla, Miembro de IAB (International Advisory Board) de la Generalitat de Catalunya, Miembro de la Junta Directiva del Instituto de la Empresa Familiar, Patrono de la Fundación MACBA (Museo de Arte Contemporáneo de Barcelona) y Miembro del FUOC (Fundación para la Universidad Abierta de Cataluña).
D. Luis Carlos Croissier Batista	Ha sido Profesor encargado de política económica en la Universidad Complutense de Madrid, y ha ejercido en su larga carrera profesional, entre otros cargos, los de Subsecretario del Ministerio de

	Industria y Energía, Presidente del Instituto Nacional de Industria (I.N.I.), Ministro de Industria y Energía y Presidente de la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Actualmente es Consejero de Adolfo Dominguez, S.A., Testa Inmuebles en Renta, S.A. y Eolia Renovables de Inversiones SCR, S.A. así como Administrador único de Eurofocus Consultores, S.L.
D. Mario Fernández Pelaz	Licenciado en Derecho por la Universidad de Deusto en 1965. Ha sido Profesor de Derecho Mercantil en la Facultad de Derecho de la Universidad de Deusto y en la Facultad de Ciencias Empresariales de la misma Universidad, y Profesor en diversos Masters de la Universidad de Deusto y Deusto Business School, sobre materias relacionadas con el Derecho Financiero. En su larga carrera profesional, ha ejercido, entre otros cargos, de Consejero y luego Vicelehendakari del Gobierno Vasco, Presidente de la Comisión Mixta de Transferencias Administración Central-Gobierno Vasco, Presidente del Consejo Vasco de Finanzas, Presidente de la Comisión Económica del Gobierno Vasco, Miembro de la Comisión Arbitral de la Comunidad Autónoma de Euskadi. Asimismo, fue Director General del Grupo BBVA y miembro del Comité de Dirección desde 1997 a 2002 y Socio Principal de Uría Menéndez desde esa fecha hasta julio de 2009. Actualmente es Presidente de la BBK (Bilbao Bizkaia Kutxa), Presidente Ejecutivo de Kutxabank, S.A. y Vicepresidente de la Confederación Española de Cajas de Ahorros (CECA) y CECABANK. Es autor de diversas publicaciones de temas mercantiles y financieros.
D. Ángel Durández Adeva	Licenciado en Ciencias Económicas, Profesor Mercantil, Censor Jurado de Cuentas y miembro fundador del Registro de Economistas Auditores. Se incorporó a Arthur Andersen en 1965 y fue socio de la misma desde 1976 hasta 2000. Hasta marzo de 2004 ha dirigido la Fundación Euroamérica, de la que fue patrono fundador, entidad dedicada al fomento de las relaciones empresariales, políticas y culturales entre la Unión Europea y los distintos países Iberoamericanos. Actualmente es Consejero de Mediaset España Comunicación, S.A., Consejero de Quantica Producciones, S.L., Consejero de Ideas4all, S.L., miembro del Consejo Asesor de FRIDE (Fundación para las Relaciones Internacionales y el Desarrollo Exterior), Presidente de Arcadia Capital, S.L. e Información y Control de Publicaciones, S.A., Miembro del Patronato de la Fundación Germán Sánchez Ruipérez y la Fundación Independiente y Vicepresidente de la Fundación Euroamérica.
D. Javier Echenique Landiríbar	Licenciado en Ciencias Económicas y Actuariales. Ha sido Consejero-Director General de Allianz-Ercos y Director General del Grupo BBVA. Actualmente es Vicepresidente del Banco de Sabadell, S.A., Vicepresidente de Calcinor, S.L.,

	Consejero de Telefónica Móviles México, Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A., Grupo Empresarial ENCE, S.A. y Celistics, L.L.C. Es asimismo Delegado del Consejo de Telefónica, S.A en el País Vasco, miembro del Consejo Asesor de Telefónica Europa, miembro del Patronato de la Fundación Novia Salcedo, Fundación Altuna y miembro del Círculo de Empresarios Vascos.
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Licenciada en Derecho por la Universidad de Barcelona en 1976. En 1979 ingresa en el Cuerpo Notarial. Ha sido Consejera de importantes entidades del sector financiero, de la energía, de infraestructuras y telecomunicaciones, e inmobiliario, donde también ha formado parte de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y de la Comisión de Auditoría y Control. En la actualidad, es Notaria del Ilustre Colegio de Notarios de Barcelona, desde el año 1986, y miembro de la Sociedad Económica Barcelonesa de Amigos del País.
D. Henri Philippe Reichstul	Graduado en Ciencias Económicas por la Universidad de São Paulo y estudios de posgraduación en el Hertford College de Oxford. Ha sido Secretario de la Oficina de Presupuestos de las Empresas del Estado y Viceministro de Planificación de Brasil. Entre 1988 y 1999, desempeñó el cargo de Vicepresidente Ejecutivo del Banco Inter American Express, S.A. Entre 1999 y 2001 fue Presidente de la Petrolera Estatal Brasileña Petrobrás. Es miembro del Consejo Estratégico de ABDIB, Miembro de Coinfra, Miembro del Consejo Asesor de Lhoist do Brasil Ltda., Miembro del Consejo de Vigilancia de Peugeot Citroen, S.A., Miembro del Consejo Internacional de UTC, Miembro del Consejo de Administración de Gafisa, Miembro del Consejo de Administración de Foster Wheeler, Miembro del Consejo de Administración de Semco Partners y Vicepresidente de la Fundación brasileña para el Desarrollo Sostenible.

Número total de consejeros independientes	8
% total del Consejo	53,33

OTROS CONSEJEROS EXTERNOS

Nombre o denominación del consejero	**Comisión que ha propuesto su nombramiento**

Número total de otros consejeros externos	
% total del Consejo	

Detalle los motivos por los que no se puedan considerar dominicales o independientes y sus vínculos, ya sea con la sociedad o sus directivos, ya sea con sus accionistas:

Indique las variaciones que, en su caso, se hayan producido durante el periodo en la tipología de cada consejero:

Nombre o denominación social del consejero	Fecha del cambio	Condición anterior	Condición actual

B.1.4 Explique, en su caso, las razones por las cuales se han nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial es inferior al 5% del capital:

Indique si no se han atendido peticiones formales de presencia en el Consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial es igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales. En su caso, explique las razones por las que no se hayan atendido:

Sí [ ] No [X]

Nombre o denominación social del accionista	Explicación

B.1.5 Indique si algún consejero ha cesado en su cargo antes del término de su mandato, si el mismo ha explicado sus razones y a través de qué medio, al Consejo, y, en caso de que lo haya hecho por escrito a todo el Consejo, explique a continuación, al menos los motivos que el mismo ha dado:

Nombre del consejero	Motivo del cese

B.1.6 Indique, en el caso de que exista, las facultades que tienen delegadas el o los consejero/s delegado/s:

Nombre o denominación social del consejero	Breve descripción

B.1.7 Identifique, en su caso, a los miembros del Consejo que asuman cargos de administradores o directivos en otras sociedades que formen parte del grupo de la sociedad cotizada:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad del grupo	Cargo
D. Antonio Brufau Niubó	YPF, S.A.	Presidente
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	YPF, S.A.	Director Titular

B.1.8 Detalle, en su caso, los consejeros de su sociedad que sean miembros del Consejo de Administración de otras entidades cotizadas en mercados oficiales de valores en España distintas de su grupo, que hayan sido comunicadas a la sociedad:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social de la entidad cotizada	Cargo

D. Antonio Brufau Niubó	Gas Natural SDG, S.A.	Vicepresidente
D. Isidro Fainé Casas	Abertis Infraestructuras, S.A.	Vicepresidente
D. Isidro Fainé Casas	Telefónica, S.A.	Vicepresidente
D. Isidro Fainé Casas	CaixaBank, S.A.	Presidente
D. Luis Carlos Croissier Batista	Adolfo Domínguez, S.A.	Consejero
D. Luis Carlos Croissier Batista	Testa Inmuebles en Renta, S.A.	Consejero
D. Ángel Durández Adeva	Mediaset España Comunicación, S.A.	Consejero
D. Javier Echenique Landiríbar	Banco Sabadell, S.A.	Vicepresidente
D. Javier Echenique Landiríbar	Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A.	Consejero
D. Javier Echenique Landiríbar	Grupo Empresarial ENCE, S.A.	Consejero
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Testa Inmuebles en Renta, S.A.	Consejero
D. Juan María Nin Génova	CaixaBank, S.A.	Vicepresidente y Consejero Delegado
D. Juan María Nin Génova	Gas Natural SDG, S.A.	Consejero
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Gas Natural SDG, S.A.	Consejero

B.1.9 Indique y en su caso explique si la sociedad ha establecido reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros:

Sí [X] No [ ]

Explicación de las reglas
El artículo 17 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. establece en su apartado 5 lo siguiente: "*El Consejero no podrá formar parte de más de cuatro Consejos de Administración de otras sociedades mercantiles cotizadas distintas de Repsol, S.A. A efectos de esta regla:* *(a) se computarán como un solo Consejo todos los Consejos de sociedades que formen parte del mismo grupo, así como aquéllos de los que se forme parte en calidad de consejero dominical propuesto por alguna sociedad de ese grupo, aunque la participación en el capital de la sociedad o su grado de control no permita considerarla como integrante del grupo; y* *(b) no se computarán aquellos Consejos de sociedades patrimoniales o que constituyan vehículos o complementos para el ejercicio profesional del propio Consejero, de su cónyuge o persona con análoga relación de afectividad, o de sus familiares más allegados.* *Excepcionalmente, y por razones debidamente justificadas, el Consejo podrá dispensar al Consejero de esta prohibición. Asimismo, el Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.*"

B.1.10 En relación con la recomendación número 8 del Código Unificado, señale las políticas y estrategias generales de la sociedad que el Consejo en pleno se ha reservado aprobar:

	Sí	No
La política de inversiones y financiación	X	
La definición de la estructura del grupo de sociedades		X

La política de gobierno corporativo	X	
La política de responsabilidad social corporativa	X	
El Plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales	X	
La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos	X	
La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control		X
La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.	X	

B.1.11 Complete los siguientes cuadros respecto a la remuneración agregada de los consejeros devengada durante el ejercicio:

a) En la sociedad objeto del presente informe:

Concepto retributivo	Datos en miles de euros
Retribución fija	8.163
Retribución variable	3.087
Dietas	0
Atenciones Estatutarias	0
Opciones sobre acciones y/u otros instrumentos financieros	0
Otros	103
TOTAL:	11.353

Otros Beneficios	Datos en miles de euros
Anticipos	0
Créditos concedidos	0
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	2.670
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones contraídas	0
Primas de seguros de vida	368
Garantías constituidas por la sociedad a favor de los consejeros	0

b) Por la pertenencia de los consejeros de la sociedad a otros consejos de administración y/o a la alta dirección de sociedades del grupo:

Concepto retributivo	Datos en miles de euros
Retribución fija	445
Retribución variable	0
Dietas	0
Atenciones Estatutarias	0
Opciones sobre acciones y/u otros instrumentos financieros	0
Otros	0
TOTAL:	445

Otros Beneficios	Datos en miles de euros
Anticipos	0
Créditos concedidos	0
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	0
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones contraídas	0
Primas de seguros de vida	0
Garantías constituidas por la sociedad a favor de los consejeros	0

c) Remuneración total por tipología de consejero:

Tipología consejeros	Por sociedad (miles de euros)	Por grupo (miles de euros)
Ejecutivos	7.247	445
Externos Dominicales	1.678	0
Externos Independientes	2.428	0
Otros Externos	0	0
TOTAL:	11.353	445

d) Respecto al beneficio atribuido a la sociedad dominante:

Remuneración total consejeros (en miles de euros)	11.798
Remuneración total consejeros/ beneficio atribuido a la sociedad dominante (expresado en %)	0,57

B.1.12 Identifique a los miembros de la alta dirección que no sean a su vez consejeros ejecutivos, e indique la remuneración total devengada a su favor durante el ejercicio:

Nombre o denominación social	Cargo
D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	D.G. Negocios
D. Miguel Martínez San Martín	D.G. Económico Financiero y Desarrollo Corporativo
D. Pedro Fernández Frial	D. G. Estrategia y Control
Dña. Cristina Sanz Mendiola	D. G. Personas y Organización
Dña. Begoña Elices García	D. G. Comunicación y de Presidencia
D. Luis Cabra Dueñas	D.G. de Exploración y Producción
D. Josu Jon Imaz San Miguel	D.G. del Área Industrial y Nuevas Energías
D. Isidoro Mansilla Barreiro	D.C. Auditoría y Control
D. Antonio Gomis Sáez	D. G. YPF
Dña. Mª Victoria Zingoni	D. C. Relación con Inversores
D. Pedro Antonio Merino García	D. Estudios y Análisis del Entorno

Remuneración total alta dirección (en miles de euros)	11.685

B.1.13 Identifique de forma agregada si existen cláusulas de garantía o blindaje, para casos de despido o cambios de control a favor de los miembros de la alta dirección, incluyendo los consejeros ejecutivos, de la sociedad o de su grupo. Indique si estos contratos han de ser comunicados y/o aprobados por los órganos de la sociedad o de su grupo:

Número de beneficiaros	13

	Consejo de Administración	Junta General
Órgano que autoriza las cláusulas	SI	NO

¿Se informa a la Junta General sobre las cláusulas?	SI

B.1.14 Indique el proceso para establecer la remuneración de los miembros del Consejo de Administración y las cláusulas estatutarias relevantes al respecto:

Procesos para establecer la remuneración de los miembros del Consejo de Administración y las cláusulas estatutarias

Los Estatutos Sociales de Repsol, S.A. establecen, en su artículo 45, que:

"Los Consejeros, en su condición de miembros del Consejo de Administración y por el desempeño de la función de supervisión y decisión colegiada propia de este órgano, tendrán derecho a percibir de la Sociedad una cantidad equivalente al 1,5% del beneficio líquido, que sólo podrá ser detraída después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y otras que fueren obligatorias, y de haberse reconocido a los accionistas, al menos, un dividendo del 4%. Corresponde al Consejo de Administración la fijación de la cantidad exacta a abonar dentro de aquel límite y su distribución entre los distintos Consejeros, teniendo en cuenta los cargos desempeñados por cada Consejero dentro del Consejo y de sus comisiones. La Sociedad está facultada para hacer pagos anticipados a cuenta de la futura participación en el beneficio.

Los Consejeros podrán ser remunerados adicionalmente con la entrega de acciones de la Sociedad, derechos de opción sobre acciones, o de otros valores que den derecho a la obtención de acciones, o mediante sistemas retributivos referenciados al valor de cotización de las acciones. La aplicación de dichos sistemas deberá ser acordada por la Junta General, que determinará el valor de las acciones que se tome como referencia, el número de acciones a entregar a cada Consejero, el precio de ejercicio de los derechos de opción, el plazo de duración del sistema que se acuerde y cuantas condiciones estime oportunas.

Las percepciones previstas en este artículo serán compatibles e independientes de los sueldos, retribuciones, indemnizaciones, pensiones o compensaciones de cualquier clase establecidos para aquellos miembros del Consejo de Administración que cumplan funciones ejecutivas, cualquiera que sea la naturaleza de su relación con la sociedad, ya laboral (común o especial de alta dirección), mercantil o de prestación de servicios. De estas retribuciones se informará en la Memoria y en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

La Sociedad podrá contratar un seguro de responsabilidad para los Consejeros y directivos."

Adicionalmente, en relación con la remuneración de los Consejeros, el artículo 5.3.c del Reglamento del Consejo reserva al pleno del Consejo de Administración la competencia de aprobar la retribución de los Consejeros, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos.

Asimismo, el artículo 24 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. contempla:

"Artículo 24. Retribución del Consejero

1. El cargo de Consejero de Repsol, S.A. será retribuido en la forma prevista en los Estatutos Sociales.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones propondrá al Consejo de Administración los criterios que estime adecuados para dar cumplimiento a los fines de este artículo, siendo competencia del propio Consejo su aprobación, así como la definitiva distribución de la suma global, dentro de los límites estatutariamente establecidos a este fin. Dentro de cada ejercicio el Consejo podrá acordar, con la periodicidad que estime oportuna, pagos a cuenta de las cantidades que correspondan a cada Consejero por el trabajo realizado en ese período.

2. La retribución de los Consejeros será transparente. La Memoria anual informará, de manera individualizada, de la cuantía de la remuneración percibida durante el ejercicio por cada uno de los Consejeros por el desempeño de sus funciones como tales y por el desempeño de responsabilidades ejecutivas, desglosando los diferentes conceptos que la integran. Asimismo, el Consejo de Administración aprobará anualmente un informe sobre la política de remuneraciones de los Consejeros. Dicho informe incorporará información completa, clara y comprensible e incluirá (i) el resumen global de la aplicación de dicha política durante el ejercicio anterior, incorporando el detalle de las retribuciones individuales devengadas por cada uno de los Consejeros en el indicado ejercicio, así como referencias a (ii) la política aprobada por el Consejo para el año en curso y (iii) la prevista, en su caso, para años futuros.

Este informe se pondrá a disposición de los accionistas con ocasión de la convocatoria de la Junta General ordinaria y se someterá a votación de la misma con carácter consultivo y como punto separado del orden del día.

3. Los Consejeros Externos quedarán en todo caso excluidos de los sistemas de previsión financiados por la Compañía para los supuestos de cese, fallecimiento o cualquier otro, y de los planes de incentivo a largo plazo, tales como opciones de compra de acciones."

Por último, el artículo 33 del Reglamento del Consejo de Administración dispone que corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones proponer al Consejo la política de retribución del mismo, valorando la responsabilidad, dedicación e incompatibilidades que se exijan a los Consejeros; así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, proponer al Consejo la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos.

Señale si el Consejo en pleno se ha reservado la aprobación de las siguientes decisiones:

A propuesta del primer ejecutivo de la compañía, el nombramiento y eventual cese de los altos directivos, así como sus cláusulas de indemnización.	NO
La retribución de los consejeros, así como, en el caso de los ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones que deban respetar sus contratos.	SI

B.1.15 Indique si el Consejo de Administración aprueba una detallada política de retribuciones y especifique las cuestiones sobre las que se pronuncia:

Sí [X] No [ ]

Importe de los componentes fijos, con desglose, en su caso, de las dietas por participación en el Consejo y sus Comisiones y una estimación de la retribución fija anual a la que den origen	SI
Conceptos retributivos de carácter variable	SI
Principales características de los sistemas de previsión, con una estimación de su importe o coste anual equivalente.	SI
Condiciones que deberán respetar los contratos de quienes ejerzan funciones de alta dirección como consejeros ejecutivos, entre las que se incluirán	SI

B.1.16 Indique si el Consejo somete a votación de la Junta General, como punto separado del orden del día, y con carácter consultivo, un informe sobre la política de retribuciones de los consejeros. En su caso, explique los aspectos del informe respecto a la política de retribuciones aprobada por el Consejo para los años futuros, los cambios más significativos de tales políticas sobre la aplicada durante el ejercicio y un resumen global de cómo se aplicó la

política de retribuciones en el ejercicio. Detalle el papel desempeñado por la Comisión de Retribuciones y si han utilizado asesoramiento externo, la identidad de los consultores externos que lo hayan prestado:

Sí [X] No [ ]

Cuestiones sobre las que se pronuncia el informe sobre la política de retribuciones
La Sociedad sometió a votación consultiva, como punto separado del orden del día, en la Junta General de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2012, el Informe sobre la Política de Retribuciones de los Consejeros de Repsol, S.A., el cual fue aprobado con el voto favorable de la mayoría del capital social presente o representado en la Junta. Dicho Informe fue previamente aprobado por el Consejo de Administración en su reunión de celebrada el 28 de febrero de 2012, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. El Informe contiene una explicación sobre los principios generales de la política retributiva de los Consejeros y el detalle de la estructura de retribuciones de los Consejeros, distinguiendo entre la retribución fija devengada en el ejercicio de las funciones inherentes al cargo de Consejero de Repsol, S.A., la retribución fija devengada como miembros del órgano de administración de otras sociedades del Grupo y la retribución fija devengada en el ejercicio de funciones ejecutivas. Se incluye también la retribución variable anual y plurianual devengada así como otros conceptos.

Papel desempeñado por la Comisión de Retribuciones
De conformidad con lo previsto en el artículo 33.4.a) del Reglamento del Consejo de Administración, le corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones proponer al Consejo la política de retribuciones del mismo, valorando en su propuesta la responsabilidad, dedicación e incompatibilidades exigidas a los Consejeros, así como en el caso de los Consejeros Ejecutivos, proponer al Consejo la retribución adicional por el desempeño de sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos. A estos efectos, en la reunión celebrada el 28 de febrero de 2012, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones informó favorablemente sobre el Informe sobre la Política de Retribuciones de los Consejeros de Repsol, S.A. que fue posteriormente aprobado por el Consejo de Administración en su sesión del mismo día 28 de febrero.

	Sí	**No**
¿Ha utilizado asesoramiento externo?	**X**	
Identidad de los consultores externos	Hay Group	

B.1.17 Indique, en su caso, la identidad de los miembros del Consejo que sean, a su vez, miembros del Consejo de Administración, directivos o empleados de sociedades que ostenten participaciones significativas en la sociedad cotizada y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero	**Denominación social del accionista significativo vinculado**	**Cargo**
D. Isidro Fainé Casas	Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona	Presidente
D. Isidro Fainé Casas	CaixaBank, S.A.	Presidente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Valoriza Gestión, S.A (Grupo Sacyr Vallehermoso)	Presidente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vallehermoso División Promoción, S.A. (Grupo Sacyr Vallehermoso)	Consejero
D. José Manuel Loureda	Sacyr, S.A.U. (Grupo Sacyr	Consejero

Mantiñán	Vallehermoso)	
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Testa Inmuebles en Renta, S.A. (Grupo Sacyr Vallehermoso)	Consejero
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Somague S.G.P.S., S.A. (Grupo Sacyr Vallehermoso)	Consejero
D. Juan María Nin Génova	Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona	Director General
D. Juan María Nin Génova	CaixaBank, S.A.	Vicepresidente y Consejero Delegado

Detalle, en su caso, las relaciones relevantes distintas de las contempladas en el epígrafe anterior, de los miembros del Consejo de Administración que les vinculen con los accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero vinculado	Nombre o denominación social del accionista significativo vinculado	Descripción relación
D. Juan Abelló Gallo	Sacyr Vallehermoso, S.A.	Es representante de la sociedad Nueva Compañía de Inversiones, S.A. en el cargo de Vicepresidente de Sacyr Vallehermoso, S.A.
D. Juan Abelló Gallo	Sacyr Vallehermoso, S.A.	Es titular indirecto del 9,623% del capital social de Sacyr Vallehermoso, S.A.
D. Luis Carlos Croissier Batista	Sacyr Vallehermoso, S.A.	Es Consejero de Testa Inmuebles en Renta, S.A.
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr Vallehermoso, S.A.	Es titular indirecto del 12,65% del capital social de Sacyr Vallehermoso, S.A. a través de Prilou, S.L. y Prilomi, S.L.
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr Vallehermoso, S.A.	Es representante de la sociedad Prilou, S.L. en el cargo de Consejero de Sacyr Vallehermoso, S.A.

B.1.18 Indique, si se ha producido durante el ejercicio alguna modificación en el reglamento del consejo:

Sí [X] No [ ]

Descripción modificaciones
El **25 de enero de 2012**, el Consejo de Administración acordó modificar los artículos 19 y 22 del Reglamento del Consejo para reforzar las medidas de protección del interés social de la Sociedad en casos de conflictos de interés y, singularmente, los derivados de la realización de operaciones vinculadas y de la presencia de competidores en el órgano de administración, con el fin de adaptar ambos preceptos a la regulación de los nuevos artículos 22bis (operaciones vinculadas) y 44bis (prohibición de competencia) de los Estatutos que se propusieron a la Junta General 2012.

La reforma del 25 de enero de 2012 fue única aunque se estructuró en dos fases implementadas de modo sucesivo.

(i) La Primera Fase fue aplicada inmediatamente tras su aprobación por el Consejo de 25 de enero y supuso una reforma provisional de los artículos 19 y 22 del Reglamento para adaptar su contenido a la propuesta de los nuevos artículos 22bis y 44bis en los Estatutos sociales en todo aquello que resultaba plausible en dicho momento.
En relación con el artículo 19 (prohibición de competencia), las principales novedades introducidas fueron: (i) la precisión de que el experto independiente que ha de emitir el informe debe ser un consultor de reconocido prestigio en la comunidad financiera; (ii) el reconocimiento de un derecho de audiencia al consejero o accionista afectado ante la Comisión de Nombramientos y Retribuciones; (iii) la inclusión de una definición de lo que se considera como dedicación por cuenta propia a actividades constitutivas de competencia con la Sociedad; y (iv) la modificación del régimen de dispensa aplicable a la prestación de servicios de representación y asesoramiento por los consejeros a empresas competidoras, requiriendo a tal efecto una mayoría de dos tercios de los miembros del consejo no incursos en conflicto de interés.
En cuanto al artículo 22 (operaciones vinculadas), las principales novedades introducidas fueron: (i) la incorporación de un nuevo supuesto de operaciones vinculadas significativas, que engloba todas aquéllas que superen el importe del 5% de los activos consolidados del Grupo; (ii) la exclusión expresa del ámbito de aplicación de la regla de protección reforzada de los acuerdos de ejecución previamente establecidos; (iii) la precisión de que el experto independiente que ha de emitir el informe debe ser de reconocido prestigio en la comunidad financiera; y (iv) la incorporación de una excepción a la regla general de sometimiento de las operaciones vinculadas significativas a la Junta, autorizando al Consejo a aprobar, con el voto favorable de al menos dos tercios de los Consejeros no incursos en una situación de conflicto de interés, la transacción de que se trate cuando razones de oportunidad aconsejen no esperar hasta la próxima Junta.
El carácter provisional de esta Primera Fase tuvo su razón de ser en la falta de competencia del Consejo de Administración para modificar ciertos aspectos contemplados en la regulación estatutaria proyectada, como los relacionados con los quórums o el desarrollo de la Junta General, sin que tuvieran previo reflejo en los Estatutos sociales.

(ii) Por su parte, la Segunda Fase de la modificación se aplicó tras la aprobación por la Junta General, el 31 de mayo de 2012 de las propuestas de los nuevos artículos 22bis y 44bis de los Estatutos.
El texto de los artículos19 y 22, aprobado para la Segunda Fase, presentaba las siguientes novedades sobre la Primera Fase: (i) en ambos preceptos se incorpora el quórum de votación cualificado del 75% del capital social concurrente para que la Junta pueda aprobar las operaciones vinculadas y la dispensa de la prohibición de competencia y, de manera correspondiente, se elimina la referencia a la obligación de los administradores de verificar judicialmente la compatibilidad de la dispensa con el interés social; (ii) en el apartado 2 del artículo 19 se incluye la referencia al derecho del Consejero afectado a presentar ante la asamblea las razones en las que basa su solicitud de dispensa; y (iii) en el apartado 1 del artículo 22 se incorpora una referencia al régimen estatutario de operaciones vinculadas.

Posteriormente, el Consejo de Administración aprobó, con fecha **17 de abril de 2012**, las modificaciones del Reglamento del Consejo que se indican a continuación, con el fin de: (i) reforzar la independencia y mejorar el funcionamiento del Consejo mediante la introducción en la normativa de Repsol de algunas mejoras inspiradas en recomendaciones y *best practices* de gobierno corporativo; y (ii) adaptar la normativa interna de la Sociedad a ciertas

novedades legislativas.

Dado que la mayoría de las modificaciones que afectaban al Reglamento tenían su origen en modificaciones de los Estatutos, la entrada en vigor de las mismas quedó supeditada a la aprobación por la Junta de las correspondientes modificaciones estatutarias. Las principales modificaciones introducidas fueron las siguientes:

a) Modificación del artículo 3.2 con el fin de incorporar las políticas de diversidad como una pauta a seguir por el Consejo en la selección de nuevos candidatos, tanto en el supuesto de cobertura de vacantes por cooptación como en el de propuesta a la Junta del nombramiento de nuevos consejeros.
b) Modificación de los artículos 4.2 y 12 para sustituir la referencia normativa a la ley de Sociedades Anónimas por la referencia a la Ley de Sociedades de Capital.
c) Modificación del artículo 5.5 con el fin de: (i) simplificar y clarificar su redacción; (ii) introducir mejoras técnicas; (iii) exceptuar de las decisiones correspondientes al pleno del Consejo de Administración el otorgamiento de garantías que formen parte del proceso ordinario de la gestión de los negocios del Grupo o en las que el garante no responda de la deuda en una proporción superior a la participación económica del Grupo en la entidad cuyas obligaciones se garantizan; (iv) eliminar la necesidad de autorización del Consejo para la cesión de derechos de propiedad intelectual o industrial a sociedades pertenecientes al Grupo Repsol; y (v) tolerar unas desviaciones razonables en la ejecución de operaciones o inversiones aprobadas previamente por el Consejo de Administración o por su Comisión Delegada.
d) Modificación del artículo 11 con objeto instaurar la práctica de una evaluación externa periódica del Consejo como grupo y de cada una de sus comisiones y miembros, incluyendo el Presidente.
e) Modificación del artículo 13.2 para limitar el mandato de los consejeros independientes a doce años.
f) Modificación del artículo 17.5 con el fin de limitar el número de consejos de los que pueden formar parte los consejeros de la Sociedad, de forma que no puedan formar parte de más de cuatro Consejos de otras sociedades mercantiles cotizadas distintas de Repsol, S.A. A estos efectos, se computa como un solo Consejo todos los Consejos de sociedades del mismo grupo o de los que se forme parte en calidad de dominical propuesto por alguna sociedad de ese grupo y se excluyen del cómputo las sociedades patrimoniales del Consejero y sus familiares más cercanos. Asimismo, se prevé la posibilidad de que el Consejo dispense a un consejero de esta prohibición cuando concurran razones debidamente justificadas.
g) Modificación del artículo 24.2 para incluir en este precepto, que establece los medios de divulgación de las retribuciones de los consejeros, una referencia al informe anual sobre políticas de retribución de los consejeros previsto en el artículo 61ter de la Ley del Mercado de Valores, introducido por la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

h) Modificación del artículo 32:
   - Modificación de los apartados 1, 2 y 3 para reforzar la independencia del Consejo y las garantías de protección del interés social frente a conflictos de interés al exigir que todos los miembros de la Comisión de Auditoría y Control sean consejeros externos independientes
   - Modificación del apartado 4.b (i) con el fin de eliminar la necesidad de realizar un concurso para la provisión de servicios de auditoría cada cinco años por razones prácticas y de ahorro de costes.
   - Modificación del apartado 4.j para establecer una coherencia entre lo dispuesto en el apartado b) del artículo 16.2 del Reglamento del Consejo de Administración y las funciones de la Comisión de Auditoría y Control. Dicho artículo establece que los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y

formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión cuando resulten gravemente amonestados por la Comisión de Auditoría y Control por haber infringido sus obligaciones como Consejeros, por lo que se ha incluido, entre las funciones de esta Comisión, la de amonestar a los Consejeros cuando éstos incumplan sus obligaciones como tales.

- Modificación del apartado 4.k para fomentar la transparencia en la gestión de la Sociedad de forma que se exige que la Comisión de Auditoría y Control informe al Consejo sobre la creación o participación en entidades de propósito especial o domiciliadas en paraísos fiscales con carácter previo a la adopción de las correspondientes decisiones. También se ha completado el ámbito de aplicación de la norma en línea con la letra b) de la Recomendación nº 52 del Código Unificado, incluyendo "*cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del Grupo*".

i) Modificación de los apartados i) y ii) del artículo 33.4.c) con el fin de: (a) adaptar la redacción del apartado i) a las modificaciones estatutarias que se proponen a la aprobación de la Junta General de accionistas; y (b) establecer una coherencia entre lo dispuesto en el apartado b) del artículo 16.2 del Reglamento del Consejo de Administración y las funciones de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. Dicho artículo establece que los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión cuando resulten gravemente amonestados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones por haber infringido sus obligaciones como Consejeros, por lo que se ha incluido, entre las funciones de esta Comisión, la de amonestar a los Consejeros cuando éstos incumplan sus obligaciones como tales.

Por último, con fecha **31 de mayo de 2012** y como consecuencia de la aprobación del acuerdo relativo al cambio de denominación social a Repsol, S.A. adoptado por la Junta General de Accionistas, se eliminaron las referencias a YPF incluidas en el Reglamento del Consejo de Administración con el fin de adaptarlo a la nueva denominación social y estructura de Grupo.

B.1.19 Indique los procedimientos de nombramiento, reelección, evaluación y remoción de los consejeros. Detalle los órganos competentes, los trámites a seguir y los criterios a emplear en cada uno de los procedimientos.

Nombramiento

La designación de los miembros del Consejo de Administración corresponde a la Junta General de Accionistas de la sociedad, sin perjuicio de la facultad del Consejo de designar, de entre los accionistas, a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan, hasta que se reúna la primera Junta General.

No podrán ser consejeros ni ocupar cargos en la compañía las personas incursas en las prohibiciones del artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital y las que resulten incompatibles según la legislación vigente y, especialmente, los así declarados en la Ley 5/2006, de 10 de abril, de regulación de los conflictos de intereses de los altos cargos de la Administración del Estado y en la Ley 14/1995, de 21 de abril, de Incompatibilidades de Altos Cargos de la Administración de la Comunidad Autónoma de Madrid.

El nombramiento habrá de recaer en personas que, además de cumplir los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencias profesionales adecuados al ejercicio de sus funciones.

No podrá el Consejo, en el marco de sus facultades de propuesta a la Junta o de nombramiento por cooptación, proponer como candidatos o designar como Consejeros a aquellas personas incursas en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos ni a aquellas sociedades, entidades o personas que se hallen en una situación de conflicto permanente de intereses con la Compañía, incluyendo a las entidades competidoras de la Compañía, a sus administradores, directivos o empleados y a las personas vinculadas o propuestas por ellas.

Asimismo, no podrán ser propuestos o designados como Consejeros Externos Independientes quienes:

a) Hayan sido empleados o Consejeros Ejecutivos de sociedades del Grupo, salvo que hubieran transcurrido 3 ó 5 años, respectivamente, desde el cese en esa relación.

b) Perciban de la Sociedad, o de su mismo Grupo, cualquier cantidad o beneficio por un concepto distinto de la remuneración de Consejero, salvo que no sea significativa.

   No se tomarán en cuenta, a efectos de lo dispuesto en este apartado, los dividendos ni los complementos de pensiones que reciba el Consejero en razón de su anterior relación profesional o laboral, siempre que tales complementos tengan carácter incondicional y, en consecuencia, la sociedad que los satisfaga no pueda de forma discrecional, sin que medie incumplimiento de obligaciones, suspender, modificar o revocar su devengo.

c) Sean, o hayan sido durante los últimos 3 años, socio del Auditor Externo o responsable del informe de auditoría, ya se trate de la auditoría durante dicho período de la Sociedad o de cualquier otra sociedad del Grupo.

d) Sean Consejeros Ejecutivos o Altos Directivos de otra sociedad distinta en la que algún Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad sea Consejero Externo.

e) Mantengan, o hayan mantenido durante el último año, una relación de negocios importante con la Sociedad o con cualquier sociedad de su Grupo, ya sea en nombre propio o como accionista significativo, Consejero o Alto Directivo de una entidad que mantenga o hubiera mantenido dicha relación.

   Se consideran relaciones de negocios las de proveedor de bienes o servicios, incluidos los financieros, la de asesor o consultor.

f) Sean accionistas significativos, Consejeros Ejecutivos o Altos Directivos de una entidad que reciba, o haya recibido durante los últimos 3 años, donaciones significativas de la Sociedad o de su Grupo.

   No se considerarán incluidos en esta letra quienes sean meros patronos de una Fundación que reciba donaciones.

g) Sean cónyuges, personas ligadas por análoga relación de afectividad, o parientes hasta de segundo grado de un Consejero Ejecutivo o Alto Directivo de la Sociedad.

h) No hayan sido propuestos, ya sea para su nombramiento o reelección, por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

i) Se encuentren, respecto de algún accionista significativo o representado en el Consejo, en alguno de los supuestos señalados en las letras a), e), f) o g) anteriores. En el caso de la relación de parentesco señalada en la letra g), la limitación se aplicará no sólo respecto al accionista, sino también respecto a sus Consejeros Externos Dominicales en la Sociedad.

j) Sean Consejeros durante un período continuado superior a doce años.

Los Consejeros Externos Dominicales que pierdan tal condición como consecuencia de la venta de su participación por el accionista al que representan, sólo podrán ser reelegidos como Consejeros Externos Independientes cuando el accionista al que representaran hasta ese momento hubiera vendido la totalidad de sus acciones en la Sociedad.

Un Consejero que posea una participación accionarial en la Sociedad podrá tener la condición de Consejero Externo Independiente, siempre que cumpla con todas las condiciones establecidas en este artículo y, además, su participación no sea significativa.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones, compuesta exclusivamente por Consejeros Externos, tiene encomendada la función de evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo; definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.

Asimismo, corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones velar para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, y se busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y de sus resultados.

Las propuestas de nombramiento de Consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta General, así como los nombramientos por cooptación, se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones,

en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de los restantes Consejeros.

El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, se abstendrá de intervenir en las deliberaciones y votaciones que traten de tales asuntos. Las votaciones relativas a propuestas de nombramiento, reelección o cese serán secretas.

Reelección

Los Consejeros ejercerán su cargo durante el plazo máximo de cuatro años, pudiendo ser reelegidos una o más veces por períodos de igual duración máxima. Los Consejeros designados por cooptación ejercerán su cargo hasta la fecha de reunión de la primera Junta General en que, en su caso, se someterá a ratificación su nombramiento.

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones será la encargada de evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo, durante el mandato precedente, de los Consejeros propuestos.

Las propuestas de reelección de Consejeros que se eleven por el Consejo de Administración a la Junta General se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de los restantes Consejeros.

Evaluación

Al menos una vez al año el Consejo de Administración evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos. También evaluará anualmente el funcionamiento de sus Comisiones, partiendo para ello de los informes que éstas le eleven.

El Presidente organizará y coordinará con los Presidentes de las Comisiones esta evaluación periódica del Consejo.

El Consejo de Administración, con la periodicidad que determine y, en todo caso, al menos una vez cada tres años, encargará una evaluación externa de su rendimiento a una compañía independiente especializada en la materia. Dicha evaluación abarcará el examen de la composición, organización y funcionamiento del Consejo como grupo y la valoración de la competencia y eficacia de cada uno de sus comisiones y miembros, incluyendo al Presidente.

Cese

Los Consejeros cesarán en el cargo cuando haya transcurrido el período para el que fueron nombrados y en todos los demás supuestos en que así proceda de acuerdo con la Ley, los Estatutos y el Reglamento del Consejo de Administración.

El Consejo de Administración no propondrá el cese de ningún Consejero Externo Independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el Consejero (i) hubiere incumplido los deberes inherentes a su cargo; (ii) se encuentre en alguna de las situaciones descritas en el apartado B.1.20 siguiente; o (iii) incurra en alguna de las circunstancias descritas anteriormente merced de las cuales no pueda ser calificado como Consejero Externo Independiente.

También podrá proponerse el cese de Consejeros Externos Independientes a resultas de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que conlleven un cambio en la estructura de capital de la Sociedad, en la medida en que resulte preciso para establecer un equilibrio razonable entre Consejeros Externos Dominicales y Consejeros Externos Independientes en función de la relación entre el capital representado por los primeros y el resto del capital.

Adicionalmente, los consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo cuando se produzca alguna de las circunstancias detalladas en el apartado siguiente.

B.1.20 Indique los supuestos en los que están obligados a dimitir los consejeros.

Los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión en los casos siguientes:

a) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

b) Cuando resulten gravemente amonestados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones o por la Comisión de Auditoría y Control, por haber infringido sus obligaciones como Consejeros.

c) Cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones:

   (i) Su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad; o

   (ii) Cuando desaparezcan las razones por las que fueron nombrados. En particular, se encontrarán en este supuesto:

      - Los Consejeros Externos Dominicales cuando el accionista al que representen o que hubiera propuesto su nombramiento transmita íntegramente su participación accionarial. También deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar, si el Consejo lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, en la proporción que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su

participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus Consejeros Externos Dominicales.

- Los Consejeros Ejecutivos, cuando cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese vinculado su nombramiento como Consejero.

B.1.21 Explique si la función de primer ejecutivo de la sociedad recae en el cargo de presidente del Consejo. En su caso, indique las medidas que se han tomado para limitar los riesgos de acumulación de poderes en una única persona:

Sí [X] No [ ]

Medidas para limitar riesgos
De acuerdo con el artículo 25 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A., el Presidente de este órgano colegiado tendrá la condición de primer ejecutivo de la Compañía. No obstante, el apartado 5 del citado artículo 25 establece que: "*En tanto el Presidente del Consejo de Administración ostente la función de Primer Ejecutivo, el Consejo de Administración designará, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, un Consejero independiente, quien, bajo la denominación de Consejero Independiente Coordinador, podrá desempeñar los siguientes cometidos:* *a) Solicitar del Presidente del Consejo de Administración la convocatoria de este órgano cuando lo estime conveniente.* *b) Solicitar la inclusión de asuntos en el orden del día de las reuniones del Consejo de Administración en los términos del artículo 9.3 de este Reglamento.* *c) Coordinar y hacerse eco de las opiniones de los Consejeros externos.* *d) Dirigir la evaluación por el Consejo de Presidente de este órgano.* *e) Convocar y presidir las reuniones de los Consejeros independientes que estime necesarias o convenientes*." Asimismo, el artículo 9 del Reglamento del Consejo recoge que "*El Presidente podrá además convocar el Consejo cuantas veces lo estime oportuno. La convocatoria será obligatoria cuando lo solicite el Consejero Independiente Coordinador o la cuarta parte, al menos, de los Consejeros, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 17.2.e) de este Reglamento. La facultad de establecer el orden del día de las reuniones será competencia del Presidente aunque cualquiera de los Consejeros podrá pedir, con antelación a la convocatoria, la inclusión en el orden del día de los puntos que a su juicio sea conveniente tratar en el Consejo. Dicha inclusión será obligatoria cuando la solicitud se hubiese formulado con una antelación no inferior a 48 horas de la fecha prevista para la celebración de la sesión*." Por otro lado, el citado artículo 25 establece, igualmente, que el Presidente del Consejo de Administración deberá actuar, siempre, de acuerdo con las decisiones y criterios fijados por la Junta General de Accionistas y por el Consejo de Administración. Adicionalmente, el artículo 4 del Reglamento del Consejo reserva a este órgano el ejercicio de las siguientes funciones y facultades: *"Corresponde al Consejo de Administración aprobar la estrategia de la Compañía y la organización precisa para su puesta en práctica, así como supervisar y controlar que la Dirección cumple los objetivos marcados y respeta el objeto e interés social de la Compañía; aprobar las adquisiciones y enajenaciones de aquellos activos de la Sociedad o de sus filiales que, por cualquier circunstancia, resulten especialmente significativos; elaborar su propia organización y funcionamiento así como el de la Alta Dirección de la Sociedad y, en especial, modificar el presente Reglamento; desempeñar las facultades que la Junta General haya concedido al Consejo de Administración -que sólo podrá delegar si lo prevé de forma expresa el acuerdo de la Junta General- así como las restantes facultades que este Reglamento le otorga."*

Del mismo modo, el artículo 5 del Reglamento del Consejo de Administración reserva al pleno del Consejo la competencia de aprobar:

1. La presentación a la Junta General Ordinaria de las Cuentas Anuales e Informe de Gestión, tanto de Repsol, S.A. como consolidados y de cualquier otra propuesta que deba proceder legalmente de los Administradores de la Sociedad.
2. Las políticas y estrategias generales de la Sociedad, tales como:
   a) El Plan Estratégico del Grupo, sus objetivos de gestión y sus Presupuestos Anuales;
   b) La política de inversiones y financiación;
   c) La política de gobierno corporativo;
   d) La política de responsabilidad social corporativa;
   e) La política sobre retribuciones de los Altos Directivos;
   f) La política de control y gestión de riesgos; y
   g) La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.
3. Las siguientes decisiones:
   a) Nombramiento de Consejeros, en caso de vacantes, hasta que se reúna la primera Junta General, y aceptar la dimisión de Consejeros;
   b) Nombrar y destituir al Presidente, Vicepresidentes, Secretario y Vicesecretario del Consejo de Administración y a los Consejeros que hayan de formar parte de las distintas Comisiones previstas por este Reglamento, así como delegar facultades en cualquiera de los miembros del Consejo, en los términos establecidos por la Ley y los Estatutos, y su revocación;
   c) La retribución de los Consejeros, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos.
4. Los informes financieros anuales y semestrales que, por su condición de cotizada, la Sociedad debe hacer públicos periódicamente.
5. Las siguientes inversiones y operaciones, salvo cuando ello corresponda a la Junta General de Accionistas:
   a) Constitución de sociedades y entidades o toma de participación inicial en sociedades o entidades ya existentes, cuando supongan una inversión superior a seis millones de euros.
      Por excepción quedan encomendadas a la decisión del Presidente las inversiones que cuentan con una previsión suficientemente detallada en los Presupuestos Anuales y/o el Plan Estratégico del Grupo.
   b) Creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial, cuando excedan de la ordinaria administración de la Compañía.
   c) Operaciones de fusión, absorción, escisión o concentración de importancia estratégica en que esté interesada alguna de las sociedades relevantes participadas directamente por cualquiera de las sociedades del Grupo Repsol.
   d) Enajenación de participaciones en el capital de sociedades o de otros activos fijos, cuyo valor supere los treinta millones de euros, correspondiendo a la Comisión Delegada la aprobación de las comprendidas entre quince y treinta millones de euros, dando cuenta al Consejo, en la primera reunión que éste celebre, de las enajenaciones autorizadas.
   e) Aprobación de los proyectos de inversión cuya cuantía exceda de treinta millones de euros, correspondiendo a la Comisión Delegada la aprobación de las comprendidas entre quince y treinta millones de euros, dando cuenta al Consejo, en la primera reunión que éste celebre, de las inversiones que haya aprobado.
      Por excepción, se encomienda a la decisión del Presidente, previa deliberación, en su caso, del Comité de Dirección, la aprobación de los siguientes proyectos de inversión:
      - Los de exploración o desarrollo de campos petrolíferos, cuando se realicen en cumplimiento de compromisos resultantes de los correspondientes contratos, concesiones o licencias.
      - Los que se realicen en cumplimiento de disposiciones legales imperativas para la sociedad concernida, sean en materia de protección del medio

ambiente, seguridad de las instalaciones, especificaciones de productos u otras similares.

- Los que cuenten con una previsión suficientemente detallada en los Presupuestos Anuales y/o el Plan Estratégico del Grupo.

En estos casos se dará cuenta al Consejo o Comisión Delegada de la aprobación de estas inversiones, según rebasen las cuantías establecidas en el primer párrafo de este apartado, antes de iniciar la ejecución de los proyectos siempre que sea posible.

f) Emisión en serie de pagarés, de obligaciones o de otros títulos similares por Repsol, S.A. o sus filiales mayoritariamente participadas o controladas.

g) Concesión de afianzamientos para garantizar obligaciones de entidades no controladas por el Grupo, salvo que:

- El garante, directamente o en virtud de contragarantías, finalmente responda de la deuda o prestación en una proporción no superior a la participación económica del Grupo en la entidad cuyas obligaciones se garantizan; y
- El otorgamiento de la garantía forme parte del proceso ordinario y habitual de licitación, negociación, gestión y explotación de los negocios del Grupo.

h) Cesión a personas o sociedades no controladas por el Grupo de derechos sobre el nombre comercial y marcas, así como sobre patentes, tecnología y cualquier modalidad de propiedad industrial e intelectual que pertenezca a Repsol, S.A. o sociedades del Grupo y que tengan relevancia económica.

i) Constitución, inversión y supervisión de la gestión de planes de pensiones del personal y cualquier otro compromiso con el mismo que implique responsabilidades financieras a largo plazo de la Compañía.

j) Celebración de acuerdos a largo plazo, sean de carácter comercial, industrial o financiero de importancia estratégica para el Grupo Repsol.

Salvo que al adoptar el correspondiente acuerdo se apruebe un régimen distinto, se considerará que una inversión u operación no precisa de una aprobación adicional cuando en su ejecución se produzca una desviación no superior al 10% o a 30 millones de euros sobre el importe autorizado por el Consejo de Administración o, en su caso, por la Comisión Delegada.

6. Cualquier otro asunto o materia que el Reglamento del Consejo reserve al conocimiento del Consejo de Administración en pleno.

El Presidente, y en su defecto los Vicepresidentes, ejecutará los acuerdos que adopte el Consejo de conformidad con este artículo, notificará la autorización o aprobación en los términos que procedan o cursará las instrucciones de actuación que requiera lo acordado.

Las competencias del Consejo reseñadas en los apartados 3.c, 4 y 5 anteriores podrán ser adoptadas cuando las circunstancias así lo requieran por la Comisión Delegada, con posterior ratificación por el Consejo en pleno.

Además de todo ello, el Presidente del Consejo de Administración deberá de contar con los informes y propuestas de la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa, respectivamente, en las materias de su competencia. Para mayor garantía, las citadas comisiones están compuestas, exclusivamente, por Consejeros no ejecutivos.

Indique y en su caso explique si se han establecido reglas que facultan a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del Consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día, para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos y para dirigir la evaluación por el Consejo de Administración

Sí [X] No [ ]

Explicación de las reglas
El Consejo de Administración de Repsol, en su reunión celebrada el 23 de febrero de 2011, acordó modificar su Reglamento para, entre otras cuestiones, incorporar en el sistema de gobierno corporativo de la Sociedad la figura del Consejero Independiente Coordinador. A tal efecto, el actual artículo 25.5 del Reglamento del Consejo dispone que:

"En tanto el Presidente del Consejo de Administración ostente la función de Primer Ejecutivo, el Consejo de Administración designará, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, un Consejero independiente, quien, bajo la denominación de Consejero Independiente Coordinador, podrá desempeñar los siguientes cometidos:
a) Solicitar del Presidente del Consejo de Administración la convocatoria de este órgano cuando lo estime conveniente.
b) Solicitar la inclusión de asuntos en el orden del día de las reuniones del Consejo de Administración en los términos del artículo 9.3 de este Reglamento.
c) Coordinar y hacerse eco de las opiniones de los Consejeros externos.
d) Dirigir la evaluación por el Consejo de Presidente de este órgano.
e) Convocar y presidir las reuniones de los Consejeros independientes que estime necesarias o convenientes."

Adicionalmente, el artículo 9 del Reglamento del Consejo contempla que "*El Presidente podrá además convocar el Consejo cuantas veces lo estime oportuno. La convocatoria será obligatoria cuando lo solicite el Consejero Independiente Coordinador o la cuarta parte, al menos, de los Consejeros, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 17.2.e) de este Reglamento. La facultad de establecer el orden del día de las reuniones será competencia del Presidente aunque cualquiera de los Consejeros podrá pedir, con antelación a la convocatoria, la inclusión en el orden del día de los puntos que a su juicio sea conveniente tratar en el Consejo. Dicha inclusión será obligatoria cuando la solicitud se hubiese formulado con una antelación no inferior a 48 horas de la fecha prevista para la celebración de la sesión.*"

B.1.22 ¿Se exigen mayorías reforzadas, distintas de las legales, en algún tipo de decisión?:

Sí [X] No [ ]

Indique cómo se adoptan los acuerdos en el Consejo de Administración, señalando al menos, el mínimo quórum de asistencia y el tipo de mayorías para adoptar los acuerdos:

Adopción de acuerdos		
Descripción del acuerdo	**Quórum**	**Tipo de Mayoría**
Modificación del artículo 19 del Reglamento del Consejo	Mitad más uno de los Consejeros	Tres cuartos de los miembros del Consejo
Modificación del artículo 22 del Reglamento del Consejo	Mitad más uno de los Consejeros	Tres cuartos de los miembros del Consejo
Autorización a los Consejeros para la prestación de servicios de asesoramiento o representación a empresas competidoras de la Sociedad, previo informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.	Mitad más uno de los Consejeros	Dos tercios de los miembros no incursos en conflicto de interés.
Dispensar la incompatibilidad por conflicto de intereses en el marco de propuesta a la Junta o de nombramiento por cooptación de candidatos o Consejeros.	Mitad más uno de los Consejeros	Dos tercios de los miembros no incursos en conflicto de interés.
Autorización de operaciones vinculadas de la Sociedad con Consejeros, accionistas significativos representados en el Consejo o personas vinculadas a ellos cuyo importe sea superior al 5% de los activos del Grupo con arreglo a las últimas cuentas anuales consolidadas aprobadas por la Junta General, tengan por objeto activos estratégicos de la	Mitad más uno de los Consejeros	Dos tercios de los miembros no incursos en conflicto de interés.

Sociedad, impliquen transferencia de tecnología relevante de la Sociedad o, se dirijan a establecer alianzas estratégicas y no consistan en meros acuerdos de actuación o ejecución de alianzas ya establecidas. Todo ello siempre que la transacción resulte justa y eficiente desde el punto de vista del interés de la Sociedad, que tras haber recabado el correspondiente informe de un experto independiente de reconocido prestigio en la comunidad financiera sobre la razonabilidad y la adaptación a las condiciones de mercado de los términos de la operación vinculada, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones haya emitido un informe favorable y que razones de oportunidad aconsejen no esperar a la celebración de la próxima Junta General para obtener la autorización.		

B.1.23 Explique si existen requisitos específicos, distintos de los relativos a los consejeros, para ser nombrado presidente.

Sí [ ] No [X]

Descripción de los requisitos

B.1.24 Indique si el presidente tiene voto de calidad:

Sí [X] No [ ]

Materias en la que existe voto de calidad
De acuerdo con el artículo 36 de los Estatutos Sociales, los acuerdos del Consejo de Administración, salvo en los casos en que específicamente se hayan establecido otras mayorías de votación superiores, se tomarán por mayoría absoluta de los asistentes siendo dirimente, en caso de empate, el voto del Presidente o de quien haga sus veces.

B.1.25 Indique si los estatutos o el reglamento del Consejo establecen algún límite a la edad de los consejeros:

Sí [ ] No [X]

Edad límite Presidente [ ]

Edad límite consejero delegado [ ] **Edad límite consejero** [ ]

B.1.26 Indique si los estatutos o el reglamento del Consejo establecen un mandato limitado para los consejeros independientes:

Sí [X] No [ ]

Número máximo de años de mandato	12

B.1.27 En el caso de que sea escaso o nulo el número de consejeras, explique los motivos y las iniciativas adoptadas para corregir tal situación.

Explicación de los motivos y de las iniciativas
La selección de todos los miembros del Consejo se ha efectuado de manera objetiva, atendiendo a su reconocido prestigio, conocimientos y experiencia profesional para el desempeño del cargo, sin que en dichos procesos de selección se haya producido discriminación alguna. Tanto el artículo 33 de los Estatutos Sociales como el artículo 3.2 del Reglamento del Consejo establecen expresamente que en la propuesta formulada por el Consejo de Administración a la Junta General y/o en los acuerdos que aquél adopte en caso de cooptación para la cobertura de vacantes, el Consejo procurará, en relación a su composición y entre otras cuestiones, que se apliquen las políticas de diversidad profesional, internacional y de género que resulten adecuadas en cada momento a la actividad de la Compañía. Por otro lado, el Reglamento del Consejo de Administración, entre otras materias, atribuye a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones la función de evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo, definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido. Asimismo, el artículo 33 del Reglamento del Consejo de Administración establece expresamente que corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones velar para que, al proveerse nuevas vacantes o al nombrar nuevos Consejeros, los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, y se busque deliberadamente e incluya entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, dando cuenta al Consejo de las iniciativas adoptadas al respecto y sus resultados.

En particular, indique si la Comisión de Nombramientos y Retribuciones ha establecido procedimientos para que los procesos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras, y busque deliberadamente candidatas que reúnan el perfil exigido:

Sí [ ] No [X]

Señale los principales procedimientos

B.1.28 Indique si existen procesos formales para la delegación de votos en el Consejo de Administración. En su caso, detállelos brevemente.

Sin perjuicio del deber de los Consejeros de asistir a las reuniones de los órganos de los que formen parte o, en su defecto, de no poder asistir, por causa justificada, a las sesiones a las que hayan sido convocados, de instruir al Consejero que, en su caso, les represente, cada miembro del Consejo de Administración podrá conferir su representación a otro, sin que esté limitado el número de representaciones que cada uno puede ostentar para la asistencia al Consejo.

La representación de los Consejeros ausentes podrá conferirse por cualquier medio escrito, siendo válida la carta, el telegrama, el telex, el telefax o el correo electrónico dirigido a la Presidencia o a la Secretaría del Consejo.

B.1.29 Indique el número de reuniones que ha mantenido el Consejo de Administración durante el ejercicio. Asimismo, señale, en su caso, las veces que se ha reunido el Consejo sin la asistencia de su Presidente:

Número de reuniones del Consejo	12
Número de reuniones del Consejo sin la asistencia del Presidente	0

Indique el número de reuniones que han mantenido en el ejercicio las distintas comisiones del Consejo:

Número de reuniones de la Comisión ejecutiva o delegada	7
Número de reuniones del Comité de auditoría	9
Número de reuniones de la Comisión de nombramientos y retribuciones	4
Número de reuniones de la Comisión de nombramientos	-
Número de reuniones de la Comisión de retribuciones	-

B.1.30 Indique el número de reuniones que ha mantenido el Consejo de Administración durante el ejercicio sin la asistencia de todos sus miembros. En el cómputo se considerarán no asistencias las representaciones realizadas sin instrucciones específicas:

Número de no asistencias de consejeros durante el ejercicio	7
% de no asistencias sobre el total de votos durante el ejercicio	3,89

B.1.31 Indique si las cuentas anuales individuales y consolidadas que se presentan para su aprobación al Consejo están previamente certificadas:

Sí [X] No [ ]

Identifique, en su caso, a la/s persona/s que ha o han certificado las cuentas anuales individuales y consolidadas de la sociedad, para su formulación por el Consejo:

Nombre	**Cargo**
D. Antonio Brufau Niubó	Presidente
D. Miguel Martínez San Martín	Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo

B.1.32 Explique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por el Consejo de Administración para evitar que las cuentas individuales y consolidadas por él formuladas se presenten en la Junta General con salvedades en el informe de auditoría.

La Comisión de Auditoria y Control, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene como función principal la de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de la eficacia de sus controles ejecutivos, y de la independencia del Auditor Externo, así como la supervisión de la auditoría interna y la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad.

Entre otras, le corresponden a esta Comisión las funciones de:

- Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la Sociedad y el Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.

- Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

- Analizar, con carácter previo a su presentación al Consejo, y con las exigencias necesarias para constatar su corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad, los estados financieros tanto de la Sociedad como de su Grupo consolidado contenidos en los informes anuales, semestrales y trimestrales, así como el resto de información financiera que, por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente, disponiendo de toda la información necesaria con el nivel de agregación que juzgue conveniente, para lo que contará con el apoyo necesario de la dirección ejecutiva del Grupo, en especial de su Dirección Financiera, así como del Auditor de Cuentas de la Sociedad. De modo particular cuidará de que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas por el Presidente, el o los Consejeros Delegados, si los hubiere, y el Director Financiero (CFO) en los términos que requiera la normativa interna o externa aplicable en cada momento.

- Recibir regularmente del Auditor Externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que el equipo directivo tiene en cuenta sus recomendaciones.

- Requerir periódicamente del Auditor Externo y, como mínimo, una vez al año, una valoración de la calidad de los procedimientos y sistemas de control interno del Grupo.

- Conocer de aquellas situaciones que hagan precisos ajustes y puedan detectarse en el transcurso de las actuaciones de la auditoría externa, que fueren relevantes, entendiéndose como tales aquéllas que, aisladamente o en su conjunto, puedan originar un impacto o daño significativo y material en el patrimonio, resultados o reputación del Grupo, cuya apreciación corresponderá a la discrecionalidad del Auditor Externo que, en caso de duda, deberá optar por la comunicación. Esta deberá efectuarse, en cuanto se conozca, al Presidente de la Comisión.

- Conocer el grado de cumplimiento por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras recomendadas por la Auditoría Interna en actuaciones anteriores.

  La Comisión será informada de las irregularidades, anomalías o incumplimientos, siempre que fueran relevantes, y que la Auditoría Interna hubiera detectado en el curso de sus actuaciones.

A tal efecto, los integrantes de la Comisión de Auditoría y Control tendrán la dedicación, capacidad y experiencia necesaria para que puedan desempeñar su función, debiendo además su Presidente tener experiencia en gestión empresarial y conocimiento de los procedimientos contables y, en todo caso, alguno de sus miembros la experiencia financiera que pueda ser requerida por los órganos reguladores de los mercados de valores en que coticen las acciones o títulos de la Sociedad.

B.1.33 ¿El secretario del Consejo tiene la condición de consejero?

Sí [X] No [ ]

B.1.34 Explique los procedimientos de nombramiento y cese del Secretario del Consejo, indicando si su nombramiento y cese han sido informados por la Comisión de Nombramientos y aprobados por el pleno del Consejo.

Procedimiento de nombramiento y cese
De acuerdo con lo establecido en el artículo 42 de los Estatutos Sociales, compete al Consejo la elección del Secretario y, en su caso, la del Vicesecretario, que podrán o no ser Consejeros. Asimismo, conforme a lo establecido en los artículos 5 y 33 del Reglamento del Consejo de Administración, corresponde al Consejo el nombramiento o destitución de su Secretario y Vicesecretario, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

	Sí	**No**
¿La Comisión de Nombramientos informa del nombramiento?	X	
¿La Comisión de Nombramientos informa del cese?	X	
¿El Consejo en pleno aprueba el nombramiento?	X	
¿El Consejo en pleno aprueba el cese?	X	

¿Tiene el secretario del Consejo encomendada la función de velar, de forma especial, por las recomendaciones de buen gobierno?

Sí [X] No [ ]

Observaciones
El artículo 42 de los Estatutos Sociales dispone que el Secretario cuidará de la legalidad formal y material de las actuaciones del Consejo y de que los procedimientos y reglas de gobierno de la Sociedad sean respetados. Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 27 del Reglamento del Consejo de Administración, el Secretario del Consejo tiene encomendado el deber de comprobar el cumplimiento de las disposiciones emanadas de los órganos reguladores y la consideración, en su caso, de sus recomendaciones, así como el de velar por la observancia de los principios de Gobierno Corporativo de la Sociedad.

B.1.35 Indique, si los hubiera, los mecanismos establecidos por la sociedad para preservar la independencia del auditor, de los analistas financieros, de los bancos de inversión y de las agencias de calificación.

En su artículo 39, los Estatutos Sociales contemplan, como una de las competencias de la Comisión de Auditoría y Control, la de recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de los auditores de cuentas externos.

En desarrollo de dicha previsión estatutaria, el artículo 32 del Reglamento del Consejo de Administración establece, como una de las funciones de la Comisión de Auditoría y Control, la de velar por la independencia de la Auditoría Externa y, a tal efecto:

a) Evitar que puedan condicionarse las alertas, opiniones o recomendaciones de los Auditores, y

b) Supervisar la incompatibilidad entre la prestación de los servicios de auditoría y de consultoría o cualesquiera otros, los límites a la concentración del negocio del Auditor y, en general, el resto de normas establecidas para asegurar la independencia del Auditor.

A este respecto, la Comisión de Auditoría y Control acordó, en el ejercicio 2003, un procedimiento para aprobar previamente todos los servicios, sean o no de auditoría, que preste el Auditor Externo, cualesquiera que fuere su alcance, ámbito y naturaleza. Dicho procedimiento se encuentra regulado en una Norma Interna de obligado cumplimiento para todo el Grupo Repsol.

Asimismo, el artículo 32 del Reglamento del Consejo (*La Comisión de Auditoría y Control*) establece que la Comisión deberá recibir anualmente del Auditor Externo la confirmación escrita de su independencia frente a la Compañía o entidades vinculadas a ésta directa o indirectamente, así como la información de los servicios adicionales de cualquier clase prestados a estas entidades por el Auditor Externo, o por las personas o entidades vinculados a éste de acuerdo con lo dispuesto en la legislación vigente. La Comisión emitirá anualmente, con carácter previo a la emisión del informe de auditoría de cuentas, un informe en el que se expresará una opinión sobre la independencia del auditor externo. Este informe deberá pronunciarse, en todo caso, sobre la prestación de los servicios adicionales mencionados.

Por otro lado, el Grupo Repsol dispone de la Dirección Corporativa de Relación con Inversores entre cuyas responsabilidades se incluye la de velar por que la información que la Compañía facilita al mercado (analistas financieros y bancos de inversión, entre otros) se transmita de forma equitativa, simétrica y en tiempo útil, así como, y de conformidad con el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito del Mercado de Valores, que dicha información sea veraz, clara, completa y, cuando así lo exija la naturaleza de la información, cuantificada, sin que induzca o pueda inducir a confusión o engaño.

B.1.36 Indique si durante el ejercicio la Sociedad ha cambiado de auditor externo. En su caso identifique al auditor entrante y saliente:

Sí [ ] No [X]

Auditor saliente	Auditor entrante

En el caso de que hubieran existido desacuerdos con el auditor saliente, explique el contenido de los mismos:

Sí [ ] No [X]

Explicación de los desacuerdos

B.1.37 Indique si la firma de auditoría realiza otros trabajos para la sociedad y/o su grupo distintos de los de auditoría y en ese caso declare el importe de los honorarios recibidos por dichos trabajos y el porcentaje que supone sobre los honorarios facturados a la sociedad y/o su grupo:

Sí [X] No [ ]

	Sociedad	Grupo	Total
Importe de otros trabajos distintos de los de auditoría (miles de euros)	1.056	699	1.755
Importe trabajos distintos de los de auditoría / Importe total facturado por la firma de auditoría (en %)	37,3	19,23	27,14

B.1.38 Indique si el informe de auditoría de las Cuentas Anuales del ejercicio anterior presenta reservas o salvedades. En su caso, indique las razones dadas por el Presidente del Comité de Auditoría para explicar el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

Sí [ ] No [X]

Explicación de las razones

B.1.39 Indique el número de años que la firma actual de auditoría lleva de forma ininterrumpida realizando la auditoría de las cuentas anuales de la sociedad y/o su grupo. Asimismo, indique el porcentaje que representa el número de años auditados por la actual firma de auditoría sobre el número total de años en los que las cuentas anuales han sido auditadas:

	Sociedad	Grupo
Número de años ininterrumpidos	11	11

	Sociedad	Grupo
Nº de años auditados por la firma actual de auditoría / Nº de años que la sociedad ha sido auditada (en %)	50%	50%

B.1.40 Indique las participaciones de los miembros del Consejo de Administración de la sociedad en el capital de entidades que tengan el mismo, análogo o complementario género de actividad del que constituya el objeto social, tanto de la sociedad como de su grupo, y que hayan sido comunicadas a la sociedad. Asimismo, indique los cargos o funciones que en estas sociedades ejerzan:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación de la sociedad objeto	% participación	Cargo o funciones
D. Antonio Brufau Niubó	Gas Natural SDG, S.A.	0,008	Vicepresidente
D. Isidro Fainé Casas	Gas Natural SDG, S.A.	0,011	-

D. José Manuel Loureda Mantiñán	Valoriza Gestión, S.A.	0,000	Presidente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vallehermoso División Promoción, S.A.	0,000	Consejero
D. Juan María Nin Génova	Gas Natural SDG, S.A.	0,000	Consejero
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Gas Natural SDG, S.A.	0,002	Consejero
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Repsol – Gas Natural LNG, S.L.	0,000	Consejero

B.1.41 Indique y en su caso detalle si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con asesoramiento externo:

Sí [X] No [ ]

Detalle el procedimiento
El propio Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. reconoce expresamente el derecho de asesoramiento de los Consejeros. De acuerdo con su artículo 23: - Los Consejeros tendrán la facultad de proponer al Consejo de Administración, por mayoría, la contratación con cargo a la Sociedad de asesores legales, contables, técnicos, financieros, comerciales o de cualquier otra índole que consideren necesarios para los intereses de la Sociedad, con el fin de ser auxiliados en el ejercicio de sus funciones cuando se trate de problemas concretos de cierto relieve y complejidad ligados al ejercicio de su cargo. - La propuesta deberá ser comunicada al Presidente de la Sociedad a través del Secretario del Consejo. El Consejo de Administración podrá vetar su aprobación en consideración tanto a su innecesariedad para el desempeño de las funciones encomendadas, cuanto a su cuantía (desproporcionada en relación con la importancia del problema y los activos e ingresos de la Sociedad) cuanto, finalmente, a la posibilidad de que dicha asistencia técnica sea prestada adecuadamente por expertos y técnicos de la propia Sociedad. Adicionalmente, el Reglamento del Consejo de Administración establece que para el mejor cumplimiento de sus funciones, la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa podrán recabar el asesoramiento de Letrados y otros profesionales externos, en cuyo caso el Secretario del Consejo de Administración, a requerimiento del Presidente de la Comisión, dispondrá lo necesario para la contratación de tales Letrados y profesionales, cuyo trabajo se rendirá directamente a la Comisión correspondiente.

B.1.42 Indique y en su caso detalle si existe un procedimiento para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración con tiempo suficiente:

Sí [X] No [ ]

Detalle el procedimiento
El Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. establece que la convocatoria del Consejo de Administración se cursará a cada uno de los Consejeros con 48 horas al menos de antelación a la fecha señalada para la reunión, e incluirá el orden del día de la misma. A éste se unirá el acta de la sesión anterior, haya sido o no aprobada, así como la información que se juzgue necesaria y se encuentre disponible. Además, el Reglamento del Consejo de Administración pone los medios para que los consejeros puedan contar con la información necesaria para preparar las reuniones de los órganos de administración. Según su artículo 23:

- Los Consejeros tendrán acceso a todos los servicios de la Sociedad y podrán recabar, con las más amplias facultades, la información y asesoramiento que precisen para el cumplimiento de sus funciones. El derecho de información se extiende a las sociedades filiales, sean nacionales o extranjeras y se canalizará a través del Presidente o del Secretario del Consejo de Administración, quienes atenderán las solicitudes del Consejero, facilitándole directamente la información, ofreciéndole los interlocutores apropiados o arbitrando cuantas medidas sean necesarias para el examen solicitado.

B.1.43 Indique y en su caso detalle si la sociedad ha establecido reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad:

Sí [X] No [ ]

Explique las reglas
De conformidad con lo establecido en el artículo 16 del Reglamento del Consejo de Administración, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad. A este respecto, el artículo 17 del Reglamento del Consejo de Administración establece que el Consejero deberá comunicar al Consejo cuanto antes y mantenerlo informado sobre aquellas situaciones en que se vea envuelto y que puedan perjudicar al crédito y reputación de la Sociedad, al objeto de que el Consejo valore las circunstancias y, en particular, lo que proceda de conformidad con lo establecido en el párrafo anterior.

B.1.44 Indique si algún miembro del Consejo de Administración ha informado a la sociedad que ha resultado procesado o se ha dictado contra él auto de apertura de juicio oral, por alguno de los delitos señalados en el artículo 124 de la Ley de Sociedades Anónimas:

Sí [ ] No [X]

Nombre del Consejero	Causa Penal	Observaciones

Indique si el Consejo de Administración ha analizado el caso. Si la respuesta es afirmativa explique de forma razonada la decisión tomada sobre si procede o no que el consejero continúe en su cargo.

Sí [ ] No [X]

Decisión tomada	Explicación razonada
Procede continuar / No procede	

B.2. Comisiones del Consejo de Administración

B.2.1 Detalle todas las comisiones del Consejo de Administración y sus miembros:

COMISIÓN DELEGADA

Nombre	Cargo	Tipología
D. Antonio Brufau Niubó	Presidente	Ejecutivo
D. Isidro Fainé Casas	Vocal	Dominical
D. Juan Abelló Gallo	Vocal	Dominical
D. Javier Echenique Landiríbar	Vocal	Independiente
D. Artur Carulla Font	Vocal	Independiente
Pemex Internacional España, S.A.,	Vocal	Dominical
D. Henri Philippe Reichstul	Vocal	Independiente
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Vocal y Secretario	Ejecutivo

COMISIÓN DE AUDITORIA Y CONTROL

Nombre	Cargo	Tipología
D. Ángel Durández Adeva	Presidente	Independiente
Dña. Paulina Beato Blanco	Vocal	Independiente
D. Javier Echenique Landiríbar	Vocal	Independiente

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS Y RETRIBUCIONES

Nombre	Cargo	Tipología
D. Artur Carulla Font	Presidente	Independiente
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Vocal	Independiente
D. Mario Fernández Pelaz	Vocal	Independiente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical
D. Juan María Nin Génova	Vocal	Dominical

COMISIÓN DE ESTRATEGIA, INVERSIONES Y RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA

Nombre	Cargo	Tipología
D. Juan María Nin Génova	Presidente	Dominical
D. Juan Abelló Gallo	Vocal	Dominical
D. Luis Carlos Croissier Batista	Vocal	Independiente
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Vocal	Independiente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical
Pemex Internacional España, S.A.	Vocal	Dominical

B.2.2 Señale si corresponden al Comité de Auditoría las siguientes funciones:

	Sí	No

Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables	X	
Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente	X	
Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes	X	
Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa	X	
Elevar al Consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución del auditor externo, así como las condiciones de su contratación	X	
Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones	X	
Asegurar la independencia del auditor externo	X	
En el caso de grupos, favorecer que el auditor del grupo asuma la responsabilidad de las auditorías de las empresas que lo integren.	X	

B.2.3 Realice una descripción de las reglas de organización y funcionamiento, así como las responsabilidades que tienen atribuidas cada una de las comisiones del Consejo.

Comisión Delegada

La Comisión Delegada está compuesta por el Presidente del Consejo de Administración y un máximo de siete Consejeros pertenecientes a cada una de las tres categorías existentes (ejecutivos, dominicales e independientes), procurando mantener una proporción semejante a la existente en el Consejo de Administración. La designación de sus miembros requiere el voto favorable de al menos los dos tercios de los miembros del Consejo con nombramiento vigente.

La Comisión Delegada tiene delegadas permanentemente todas las facultades del Consejo excepto las legalmente indelegables y las configuradas como indelegables por los Estatutos Sociales o el Reglamento del Consejo de Administración.

Actúa como Presidente de la Comisión Delegada el Presidente del Consejo de Administración y desempeña su Secretaría el Secretario del Consejo, que podrá ser asistido por el Vicesecretario.

En aquellos casos en los que, a juicio del Presidente o de tres de los miembros de la Comisión Delegada, la importancia del asunto así lo aconsejara o cuando así venga impuesto por el Reglamento del Consejo de Administración, los acuerdos adoptados por ésta se someterán a ratificación del pleno del Consejo. Otro tanto será de aplicación en relación con aquellos asuntos que el Consejo hubiese remitido para su estudio a la Comisión Delegada reservándose la última decisión sobre los mismos. En cualquier otro caso, los acuerdos adoptados por la Comisión Delegada serán válidos y vinculantes sin necesidad de ratificación posterior por el pleno del Consejo.

Una vez terminada la reunión el Secretario levanta Acta de los acuerdos adoptados en la sesión, de los que se da cuenta al siguiente pleno del Consejo de Administración y pone a disposición de los miembros del Consejo copia del acta de dicha sesión. En el año 2012 esta Comisión se ha reunido en siete ocasiones.

Comisión de Auditoría y Control

La Comisión de Auditoría y Control está integrada por un mínimo de tres consejeros, debiendo ser todos ellos Consejeros Externos Independientes, designados por el Consejo de Administración, teniendo presentes sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos.

El ejercicio del cargo de los miembros de esta Comisión será durante un plazo de cuatro años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero o, en su caso, en su condición de Consejero Externo Independiente o cuando así lo acuerde el Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. El cargo de Presidente se ejercerá por un período máximo de cuatro años, al término del cual no podrá ser reelegido hasta pasado un año desde su cese, sin perjuicio de su continuidad o reelección como miembro de la Comisión.

Esta Comisión, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene la función de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de sus controles ejecutivos, la supervisión de los sistemas de registro y control de las reservas de hidrocarburos de la Compañía, de la Auditoría Interna, y de la independencia del Auditor Externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad. Esta Comisión es competente para formular la propuesta de acuerdo al Consejo de Administración sobre designación de los Auditores de cuentas externos, prórroga de su nombramiento y cese y sobre los términos de su contratación. Asimismo informará, a través de su Presidente, en la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materia de su competencia.

Entre sus funciones también se encuentran la de conocer y orientar la política,

los objetivos y las directrices de la Sociedad en el ámbito medioambiental y de seguridad, así como la de elaborar un Informe anual sobre sus actividades, del que dará cuenta al pleno del Consejo.

Los miembros nombrarán de entre ellos al Presidente de la misma, y actuará como Secretario el del Consejo de Administración.

La Comisión se reunirá cuantas veces fuera necesario, a juicio de su Presidente, para el cumplimiento de las funciones que le han sido encomendadas, si bien, antes de finalizar el año, se establecerá un calendario anual de sesiones para el siguiente, así como un Plan de Actuación para cada ejercicio, del que se dará cuenta al pleno del Consejo. En todo caso, habrá de convocarse reunión si así lo solicitan dos de sus miembros. En el año 2012 se ha reunido en nueve ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

Comisión de Nombramientos y Retribuciones

Integran esta Comisión un mínimo de tres Consejeros, que no podrán ser Consejeros Ejecutivos, designados por el Consejo de Administración teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. La mayoría de sus miembros deberán tener la condición de Consejeros Externos Independientes.

El ejercicio del cargo de los miembros de esta Comisión será durante un plazo de cuatro años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el Consejo, previo informe de la Comisión de Auditoría y Control.

A esta Comisión, cuya constitución se produjo el 27 de febrero de 1995, le corresponden funciones de propuesta e informe al Consejo de Administración sobre la selección, nombramiento, reelección y cese de Consejeros, Consejero Delegado, Presidente, Vicepresidente, Secretario, Vicesecretario y Consejeros que hayan de formar parte de las Comisiones del Consejo; propuesta sobre la política de retribución del Consejo, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, sobre la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos; informe sobre el nombramiento de Altos Directivos de la Compañía, así como sobre su política general de retribuciones e incentivos; informe sobre el cumplimiento por los Consejeros de los principios de Gobierno Corporativo o de las obligaciones contenidas en los Estatutos o en el Reglamento del Consejo; y, en general, propuestas e informe sobre cualesquiera otros asuntos relacionados con los anteriores que fueran solicitados por el Presidente o por el Consejo de Administración.

El cargo de Presidente de esta Comisión será desempeñado por uno de sus miembros, el cual deberá ostentar, en todo caso, la condición de Consejero Externo Independiente, y el de Secretario por el del Consejo de Administración.

La Comisión se reunirá cada vez que el Consejo o el Presidente de éste solicite la emisión de informes o la adopción de propuestas en el ámbito de sus funciones, y en todo caso cuando la convoque su Presidente, lo soliciten dos de sus miembros o sea procedente la emisión de informes preceptivos para la adopción de los correspondientes acuerdos. Durante el ejercicio 2012 se ha reunido en cuatro ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa

En diciembre de 2007 el Consejo de Administración de Repsol, S.A. acordó, dentro de la modificación de su Reglamento, que la Comisión de Estrategia, Inversiones y Competencia, cuya constitución se produjo el 25 de septiembre de 2002, pasara a denominarse Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.

La Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa está compuesta por un mínimo de tres Consejeros designados por el Consejo de Administración, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. La mayoría de sus miembros deberán tener la condición de Consejeros Externos o no Ejecutivos.

El ejercicio del cargo de los miembros de esta Comisión será durante un plazo de cuatro años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.

A esta Comisión le corresponden funciones de informe sobre las principales magnitudes, hitos y revisiones del Plan Estratégico; decisiones estratégicas de relevancia para el Grupo Repsol; e inversiones o desinversiones en activos que, por razón de su cuantía o carácter estratégico, considere el Presidente Ejecutivo que deban ser objeto de revisión previa por la Comisión.

Asimismo, le corresponde conocer y orientar la política, objetivos y directrices del Grupo Repsol en materia de Responsabilidad Social Corporativa e informar al Consejo de Administración sobre la misma; revisar e informar, con carácter previo a su presentación al Consejo de Administración, el Informe de Responsabilidad Corporativa del Grupo Repsol; y, en general, cualesquiera

otras funciones relacionadas con las materias de su competencia y que le sean solicitadas por el Consejo de Administración o su Presidente.

Actuará como Presidente de esta Comisión uno de sus miembros y como Secretario el del Consejo de Administración.

Las reuniones se celebrarán con la periodicidad que se determine o cada vez que la convoque su Presidente o lo soliciten dos de sus miembros. Durante el ejercicio 2012 se ha reunido en dos ocasiones.

Con carácter periódico el Presidente de la Comisión informará al Consejo de Administración sobre el desarrollo de sus actuaciones.

Asimismo, al menos una vez al año, la Comisión evaluará su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al pleno del Consejo.

El Secretario de la Comisión levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, que estará a disposición de los miembros del Consejo.

B.2.4 Indique las facultades de asesoramiento, consulta y en su caso, delegaciones que tienen cada una de las comisiones:

Denominación comisión	Breve descripción
Comisión Delegada	Ver B.2.3
Comisión de Auditoría y Control	Ver B.2.3
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	Ver B.2.3
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	Ver B.2.3

B.2.5 Indique, en su caso, la existencia de regulación de las comisiones del Consejo, el lugar en que están disponibles para su consulta, y las modificaciones que se hayan realizado durante el ejercicio. A su vez, se indicará si de forma voluntaria se ha elaborado algún informe anual sobre las actividades de cada comisión.

Comisión Delegada

La regulación interna de la Comisión Delegada se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

Comisión de Auditoría y Control

La regulación interna de la Comisión de Auditoría y Control se encuentra recogida en los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración, los cuáles están inscritos en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentran públicamente accesibles a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com). La Comisión de Auditoría y Control ha elaborado una Memoria de sus actividades durante el ejercicio 2012.

Comisión de Nombramientos y Retribuciones

La regulación interna de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cuál está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa

La regulación interna de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa se encuentra recogida en el Reglamento del Consejo de Administración, el cuál está inscrito en el Registro Mercantil de Madrid y se encuentra públicamente accesible a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

B.2.6 Indique si la composición de la comisión ejecutiva refleja la participación en el Consejo de los diferentes consejeros en función de su condición:

Sí [X] No [ ]

En caso negativo, explique la composición de su comisión ejecutiva

C OPERACIONES VINCULADAS

C.1 Señale si el Consejo en pleno se ha reservado aprobar, previo informe favorable del Comité de Auditoría o cualquier otro al que se hubiera encomendado la función, las operaciones que la sociedad realice con consejeros, con accionistas significativos o representados en el Consejo, o con personas a ellos vinculadas:

Sí [X] No [ ]

C.2 Detalle las operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones entre la sociedad o entidades de su grupo, y los accionistas significativos de la sociedad:

Nombre o denominación social del accionista significativo	Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de la operación	Importe (miles de euros)
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Recepción de servicios	2.345
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	95.550
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Arrendamientos	520
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	137.179
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Prestación de servicios	10.225

SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	58.540
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Otros ingresos	293
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Compra de bienes (terminados o en curso)	6.557
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Compromisos adquiridos	3.000
SACYR VALLEHERMOSO, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y avales recibidos	23.375
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Gastos financieros	16.477
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Arrendamientos	200
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Recepción de servicios	3.287
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Otros gastos	28.592
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Ingresos financieros	24.260
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	15
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Otros ingresos	327
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Prestación de servicios	420
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	244.543
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario)	773.167
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestamista)	1.032
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y avales recibidos	33.827
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y avales prestados	118.778
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	263.387
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Comercial	Recepción de servicios	322
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Contractual	Compra de bienes (terminados o en curso)	3.995.389
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Comercial	Otros gastos	309
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Contractual	Ingresos financieros	313

PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Comercial	Prestación de servicios	32.991
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Comercial	Venta de bienes (terminados o en curso)	210.175
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Comercial	Otros ingresos	4.214
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y Avales prestados	99.785
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Contractual	Compromisos adquiridos	693.000
PETRÓLEOS MEXICANOS	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	66.923

C.3 Detalle las operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones entre la sociedad o entidades de su grupo, y los administradores o directivos de la sociedad:

Nombre o denominación social de los administradores o directivos	**Nombre o denominación social de la sociedad o entidad de su grupo**	**Naturaleza de la operación**	**Tipo de la operación**	**Importe (miles de euros)**
Directivos de la Compañía	Grupo Repsol	Contractual	Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	145

C.4 Detalle las operaciones relevantes realizadas por la sociedad con otras sociedades pertenecientes al mismo grupo, siempre y cuando no se eliminen en el proceso de elaboración de estados financieros consolidados y no formen parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones:

Denominación social de la entidad de su grupo	**Breve descripción de la operación**	**Importe (miles de euros)**

C.5 Indique si los miembros del Consejo de Administración se han encontrado a lo largo del ejercicio en alguna situación de conflictos de interés, según lo previsto en el artículo 127 ter de la LSA.

Sí [X] No [ ]

Nombre o denominación social del consejero	**Descripción de la situación de conflicto de interés**
Antonio Brufau Niubó	Todos los acuerdos relativos a la remuneración del Presidente han sido adoptados sin su participación.
Luis Suárez de Lezo Mantilla	Todos los acuerdos relativos a la remuneración del Consejero Secretario General han sido adoptados sin su participación.
Isidro Fainé Casas	a) El acuerdo de sometimiento a la Junta General de accionistas de su reelección como miembro del Consejo de Administración ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 17 de abril de 2012, sin su participación. b) El acuerdo de su relección como Vicepresidente

	del Consejo de Administración ha sido adoptado en la reunión del Consejo de 31 de mayo de 2012, sin su participación. c) El acuerdo de su reelección como miembro de la Comisión Delegada ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 31 de mayo de 2012, sin su participación.
Juan María Nin Génova	a) El acuerdo de sometimiento a la Junta General de accionistas de su reelección como miembro del Consejo de Administración ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 17 de abril de 2012, sin su participación. b) El acuerdo de su reelección como miembro de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 31 de mayo de abril de 2012, sin su participación. c) El acuerdo de su reelección como Presidente de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa ha sido adoptado, en la reunión del Consejo de 31 de mayo, sin su participación
Pemex Internacional España, S.A.	El acuerdo relativo a la suscripción de una Alianza Industrial Estratégica entre Repsol S.A. y Petróleos Mexicanos (Pemex) se adoptó en la reunión del Consejo de Administración de 28 de febrero de 2012, sin su participación.

C.6 Detalle los mecanismos establecidos para detectar, determinar y resolver los posibles conflictos de intereses entre la sociedad y/o su grupo, y sus consejeros, directivos o accionistas significativos.

El Reglamento del Consejo de Administración exige a los Consejeros que eviten cualquier situación de conflicto, directo o indirecto, que pudieran tener con el interés de la Sociedad, comunicando en todo caso su existencia, de no ser evitable, al Consejo de Administración. En caso de conflicto, el Consejero afectado se abstendrá de intervenir en la deliberación y decisión sobre la cuestión a que el conflicto se refiera.

El Consejero afectado por propuestas de nombramiento, reelección o cese, se abstendrá de intervenir en las deliberaciones y votaciones que traten de tales asuntos. Las votaciones relativas a propuestas de nombramiento, reelección o cese serán secretas.

Adicionalmente, el Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones de sus restantes obligaciones profesionales así como de los cambios significativos en su situación profesional, y los que afecten al carácter o condición en cuya virtud hubiera sido designado como Consejero.

En última instancia, los Consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración y formalizar, si éste lo considera conveniente, la correspondiente dimisión cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

A este respecto, los artículos 19 a 22 del Reglamento del Consejo de Administración recogen las obligaciones que deben cumplir los Consejeros en materia de no competencia, uso de información y activos sociales, y aprovechamiento de oportunidades de negocio, así como los requisitos establecidos en relación con las operaciones vinculadas que la Sociedad realice con Consejeros, con accionistas significativos representados en el Consejo o con personas a ellos vinculadas.

Del mismo modo, el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el ámbito del Mercado de Valores, de aplicación a los Consejeros, la Alta Dirección y los Directivos de determinadas direcciones y áreas con acceso a información privilegiada de la Compañía y su Grupo o que realizan actividades relacionadas con el Mercado de Valores, recoge la prevención y resolución de los conflictos de intereses, contemplando en sus apartados 8.3. y 8.4. lo siguiente:

"*Con objeto de controlar los posibles conflictos de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol deberán poner en conocimiento del responsable de su Área, con carácter previo a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate y con la antelación suficiente para que puedan adoptarse las decisiones oportunas, aquellas situaciones que potencialmente y en cada circunstancia concreta puedan suponer la aparición de conflictos de intereses con Repsol, S.A. o alguna sociedad de su Grupo.*

Si el afectado es un miembro del Consejo de Administración el conflicto deberá ser comunicado al Consejo de Administración, quién, si lo estima necesario, solicitará el parecer de la Comisión de Auditoría y Control.

En caso de duda sobre la existencia de un conflicto de intereses, los empleados y directivos del Grupo Repsol deberán, adoptando un criterio de prudencia, poner en conocimiento del responsable de su Área o del Consejo de Administración según proceda, las circunstancias concretas que rodean el caso, para que estos puedan formarse un juicio de la situación.

Como regla general el principio a tener en cuenta para la resolución de todo tipo de conflictos de interés es el de abstención. Las personas sometidas a conflictos de intereses deberán, por tanto, abstenerse de la toma de decisiones que puedan afectar a las personas físicas o jurídicas con las que se plantee el conflicto. Del mismo modo se abstendrán de influir en dicha toma de decisiones, actuando en todo caso con lealtad al Grupo Repsol. En cualquier situación de conflicto de intereses entre los empleados y directivos del Grupo Repsol y Repsol o cualquier empresa de su Grupo, aquellos deberán actuar en todo momento con lealtad al Grupo Repsol, anteponiendo el interés de éste a los intereses propios."

Por último, la Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol, que es de aplicación a todos los empleados de Repsol incluyendo los Directivos así como a los Consejeros de la Compañía, ha sido revisada y actualizada con fecha 19 de diciembre de 2012 y dispone en su apartado 3.6 lo siguiente:

"Los conflictos de intereses aparecen cuando los intereses personales de los empleados, de forma directa o indirecta, son contrarios o entran en colisión con los intereses de la Compañía, interfieren en el cumplimiento recto de sus deberes y responsabilidades profesionales o les involucran a título personal en alguna transacción u operación económica de la Compañía.

Repsol reconoce y respeta la participación de sus empleados en actividades financieras y empresariales distintas a las que desarrollan para la Compañía, siempre que sean legales y éticas y no entren en colisión con sus responsabilidades como empleados de Repsol.

Los empleados de Repsol deberán evitar situaciones que pudieran dar lugar a un conflicto entre los intereses personales y los de la Compañía, se abstendrán de representar a la misma e intervenir o influir en la toma de decisiones en cualquier situación en la que, directa o indirectamente, ellos mismos o personas vinculadas a ellos, tuvieran interés personal. Deberán actuar siempre, en el cumplimiento de sus responsabilidades, con lealtad y en defensa de los intereses de Repsol. A estos efectos, tendrán la consideración de personas vinculadas, el cónyuge o las personas con análoga relación de afectividad, los ascendientes, descendientes y hermanos del propio empleado y de su cónyuge, los cónyuges de los ascendientes, descendientes y hermanos del empleado y las sociedades controladas, directa o indirectamente por el empleado o por una persona interpuesta.

Asimismo, los Consejeros Ejecutivos y las personas vinculadas por una relación laboral a Repsol no podrán realizar, por cuenta propia o ajena, tareas, trabajos o prestar servicios en beneficio de empresas del sector o de empresas que desarrollen actividades susceptibles de competir directa o indirectamente con las de Repsol o que puedan llegar a hacerlo.

Ante una situación de posible conflicto de intereses los empleados de Repsol observarán los siguientes principios generales de actuación:

a) Comunicación: informarán por escrito a los superiores jerárquicos sobre los conflictos de interés en que estén incursos, previamente a la realización de la operación o conclusión del negocio de que se trate, con el fin de adoptar las decisiones oportunas en cada circunstancia concreta y así evitar que su actuación imparcial pueda verse comprometida.

b) Abstención: se abstendrán de intervenir o influir, directa o indirectamente, en la toma de decisiones que puedan afectar a las entidades de Repsol con las que exista conflicto de interés, de participar en las reuniones en que dichas decisiones se planteen y de acceder a información confidencial que afecte a dicho conflicto.

c) Independencia: actuarán en todo momento con profesionalidad, con lealtad a Repsol y sus accionistas e independientemente de intereses propios o de terceros. En consecuencia, se abstendrán en todo caso de primar sus propios intereses o de terceros a expensas de los de Repsol."

C.7 ¿Cotiza más de una sociedad del Grupo en España?

Sí [ ] No [X]

Identifique a las sociedades filiales que cotizan en España:

Sociedades filiales cotizadas

Indique si han definido públicamente con precisión las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;

Sí [ ] No [ ]

Defina las eventuales relaciones de negocio entre la sociedad matriz y la sociedad filial cotizada, y entre ésta y las demás empresas grupo

Identifique los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de interés entre la filial cotizada y la demás empresas del grupo:

Mecanismos para resolver los eventuales conflictos de interés

D SISTEMAS DE CONTROL DE RIESGOS

D.1 Descripción general de la política de riesgos de la sociedad y/o su grupo, detallando y evaluando los riesgos cubiertos por el sistema, junto con la justificación de la adecuación de dichos sistemas al perfil de cada tipo de riesgo.

Repsol desarrolla actividades en numerosos países, bajo múltiples marcos regulatorios y en diversos ámbitos del negocio del petróleo y del gas. Como consecuencia, Repsol incurre en:

- riesgos de mercado, derivados de la volatilidad de los precios del petróleo, gas natural y sus productos derivados, tipos de cambio y tipos de interés,

- riesgos financieros, que incluyen aquellos relacionados con las posiciones de liquidez y solvencia de Repsol, así como los de contraparte, derivados de los contratos financieros y de los compromisos comerciales con proveedores o clientes,

- riesgos, relacionados con la estrategia de la compañía, gestión del portafolio y asignación de recursos asociados a decisiones internas que requieren la aprobación del Comité de Dirección/Consejo de Administración,

- riesgos regulatorios y de cumplimiento, relacionados con cambios regulatorios y con el cumplimiento de la regulación y normativa aplicable en materia legal, fiscal, seguridad y medio ambiente, reporte, y aspectos de gobierno corporativo,

- riesgos operativos asociados a la eficacia y eficiencia de las operaciones, son aquellos que pudieran materializarse en el caso de existencia de procesos internos inadecuados o erróneos (incluidos los riesgos de accidentes y de catástrofes naturales, incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de crudo y gas, de seguridad y medio ambiente y riesgos de reputación, como los relacionados con la ética y el impacto social de los negocios),

- riesgos de entorno económico relacionados con factores exógenos a la compañía, como el contexto macroeconómico, sector en el que opera, riesgo-país, catástrofes naturales, competidores, relación con socios y la percepción de las partes interesadas.

La empresa considera como riesgos más relevantes aquellos que pudieran comprometer la consecución de los objetivos de su Plan Estratégico. Repsol lleva a cabo una gestión prudente de sus activos y negocios. Sin embargo, muchos de los riesgos mencionados son connaturales al desarrollo de sus actividades, quedan fuera del control de la compañía, y no es posible eliminarlos completamente.

Repsol dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten identificar, medir, evaluar, priorizar, controlar y gestionar de forma razonable los

riesgos a los que está expuesto el grupo, y decidir en qué medida tales riesgos son asumidos, mitigados, cubiertos o evitados en lo posible. El análisis de los riesgos es un elemento integral de los procesos de toma de decisión del grupo, tanto en el ámbito de los órganos de gobierno centralizados como en la gestión de los negocios, prestando en cualquier caso especial atención a la concomitancia entre diversos riesgos o a los efectos de diversificación que pudieran producirse a nivel agregado.

Cabe destacar, entre otras, las siguientes unidades de análisis, supervisión y control independiente especializadas en diversos ámbitos de la gestión de riesgos:

* Unidad de Proyectos de Auditoría, enfocada a la evaluación y mejora de los controles existentes con el fin de verificar que los riesgos potenciales (estratégicos, operativos, financieros, de entorno, regulatorios, etc) que pudieran afectar a la consecución de los objetivos del Grupo Repsol, se encuentren razonablemente identificados, medidos y controlados. En el desarrollo de dicha función se vela por que los controles de la compañía aseguren el cumplimiento razonable de la regulación y normativa aplicables, la adecuada salvaguarda de los activos así como la fiabilidad de la información financiera y de gestión y la prevención del fraude.

* Unidad de Gestión y Control de Riesgos Financieros subdividida a su vez en:

  ** Unidad de Gestión de Riesgos de Crédito, encargada de:

    - el seguimiento y control del riesgo de crédito del Grupo,

    - la coordinación de desarrollos normativos relativos a riesgos de crédito, de las distintas unidades de negocio y áreas corporativas del Grupo, y el establecimiento de metodologías de medición y valoración de estos riesgos de acuerdo con las mejores prácticas,

    - el análisis y control del riesgo de crédito generado por las actividades del Grupo, incluyendo el establecimiento de límites de riesgo de crédito individuales por contraparte,

    - la definición de los criterios sobre dotaciones, aplicaciones de provisión para insolvencias, refinanciaciones y reclamaciones judiciales de deudas,

    - la aceptación, validación y custodia de garantías entregadas de terceros,

    - el análisis de solvencia de contrapartes financieras,

    - la aprobación de ampliaciones en las condiciones de pago de clientes.

  ** Unidad de Gestión de Riesgos de Mercados, encargada de:

    - identificar y realizar el seguimiento, medición y control de riesgos de tipo de cambio, tipo de interés y autocartera, mediante:

      · la identificación, cálculo y valoración a mercado de posiciones e instrumentos financieros;

- el análisis y medición del riesgo (VaR) asociado a posiciones y a instrumentos financieros y la realización de análisis de sensibilidad a factores de riesgo de posiciones y resultados;
- el cálculo de los resultados de gestión asociados a dichos riesgos;

- calcular el resultado contable correspondiente a los derivados contratados, así como la elaborar la documentación asociada a las coberturas contables,

- realizar el control y reporting de la operativa sobre acciones propias,

- diseñar, elaborar e implantar modelos y procesos de valoración de instrumentos, de análisis de sensibilidad y de medición de riesgos.

- realizar el cálculo y control de la posición de liquidez y del impacto sobre la misma de la operativa de derivados, así como el cálculo y análisis de los resultados de gestión de dicha posición,

- elaborar y validar la normativa relacionada con la definición, gestión, control, medición y operativa asociada a dichas posiciones y riesgos,

- realizar el cálculo, análisis y control de la exposición a riesgo de crédito de contrapartes financieras por la actividad relacionada con la gestión de liquidez y la contratación de derivados financieros.

** Unidad de Seguimiento de Riesgos, encargada de:

- la coordinación de desarrollos normativos relativos a riesgos de precio de commodities, de las distintas unidades de negocio y áreas corporativas del Grupo, y el establecimiento de metodologías de medición y valoración de estos riesgos de acuerdo con las mejores prácticas,

- el seguimiento y control del riesgo de precio de commodities del Grupo.

* Unidad de Seguros, encargada de:

- el análisis y la evaluación de los riesgos accidentales que pueden afectar a los activos y actividades del Grupo, con el objetivo de determinar las necesidades de aseguramiento,

- la definición de la política de financiación de estos riesgos más eficiente, mediante la combinación óptima de medidas de autoseguro y de transferencia de riesgo,

- la contratación de las coberturas de seguro que, en cada caso, se considere conveniente,

- la negociación de las indemnizaciones derivadas de los accidentes asegurados.

* Unidad de Seguridad y Medio Ambiente, encargada de:

- Definir los objetivos y líneas estratégicas de seguridad y medio ambiente de compañía y realizar su seguimiento.

- Establecer la normativa corporativa (política, normas, procedimientos, manuales y guías) de seguridad y medio ambiente de ámbito mundial general de la compañía y los mecanismos necesarios para su difusión.

- Identificar y liderar proyectos corporativos de seguridad y medio ambiente y asesorar a las Unidades en la implantación de los mismos y realizar su seguimiento.

- Establecer los indicadores clave de desempeño, realizar el seguimiento del desempeño de la compañía en materia de seguridad y medio ambiente y proponer acciones de mejora.

- Promover la creación de grupos de trabajo y el intercambio de las mejores prácticas en seguridad y medio ambiente.

- Realizar el seguimiento de las auditorías de seguridad y medio ambiente.

* Unidad de Responsabilidad Corporativa, perteneciente a la Dirección de Responsabilidad Corporativa y Servicios Institucionales, encargada de asesorar, impulsar y coordinar la estrategia conjunta de la Responsabilidad Corporativa de la Compañía. La Dirección de Responsabilidad Corporativa y Servicios Institucionales es responsable de:

  - Hacer el seguimiento del desempeño de la compañía en los 7 principios de la RC, e informar a la Comisión Estrategia, Inversiones, y Responsabilidad Social Corporativa del Consejo de Administración, al Comité de Dirección y al Comité de Responsabilidad Corporativa.

  - Hacer el seguimiento de la aplicación del Sistema de Coordinación de RC.

  - Proponer al Comité de Responsabilidad Corporativa las líneas estratégicas de RC, así como coordinar en colaboración con las Unidades de la compañía el desarrollo de los planes plurianuales de RC.

  - Coordinar el diálogo con las partes interesadas de la compañía a nivel corporativo y transmitir sus expectativas al Comité de Responsabilidad Corporativa.

  - Proponer elementos de gobierno, tales como normativa corporativa, manuales o guías, objetivos, indicadores y otras herramientas de gestión en materia de coordinación de la RC.

  - Consolidar la información relativa a RC a nivel corporativo y coordinar la elaboración de las herramientas de comunicación de la compañía en materia de RC a nivel corporativo, tales como el Informe Anual de RC y la web de RC y preparar la información necesaria para la cotización en índices de sostenibilidad o que sea requerida por accionistas o inversores en relación con criterios éticos, sociales y ambientales.

  - Identificar y liderar proyectos e iniciativas de RC, asesorar a las Unidades en su

implantación y realizar su seguimiento.

* Unidad de Cumplimiento y Riesgos: asume las funciones de monitorización y seguimiento de los procesos de revisión y evaluación de modelos de control interno y cumplimiento, de acuerdo al siguiente detalle:

  - Definición, seguimiento y evaluación continua del diseño y del funcionamiento del Sistema de Control Interno de Información Financiera del Grupo Repsol, de acuerdo a la metodología desarrollada en el Manual de Control Interno sobre la Información Financiera, en base al marco conceptual definido en el modelo COSO.

  - Monitorización del Programa de Cumplimiento Normativo de las obligaciones legales formales de las personas jurídicas pertenecientes al Grupo Repsol con las Entidades Públicas, relativas a las actividades que se realizan en los diferentes países.

  - Monitorización del Modelo de Prevención de Delitos de las sociedades españolas del Grupo Repsol, en colaboración con las áreas de Servicios Jurídicos y de Asuntos de Gobierno Corporativo, asumiendo la responsabilidad del seguimiento de los procesos de revisión y evaluación periódica del modelo, diseño e implementación de un plan de respuesta ante los incumplimientos detectados, y diseño y ejecución de los programas de difusión y formación con respecto al cumplimiento de las normas y procedimientos asociados al Modelo de Prevención de Delitos.

  - Coordinación de la elaboración del Mapa de Riesgos con el fin de dotar al Grupo de una metodología común y homogénea para la identificación y valoración de los riesgos críticos por parte de todas las áreas responsables, velando por la adecuada aplicación de las directrices metodológicas establecidas y reportando periódicamente los resultados obtenidos a los Responsables/Órganos del Grupo que en cada momento se determinen.

* Unidad de Control de Reservas cuyo objetivo es asegurar que las estimaciones de reservas probadas de Repsol se ajustan a la normativa emitida por los diversos mercados de valores en donde cotiza la compañía. También realiza las auditorías internas de reservas, encomienda, coordina y valida las auditorías externas de reservas y evalúa los controles de calidad relativos a la información de reservas, realizando las oportunas sugerencias dentro de un proceso de mejora continua y aplicación de las mejores prácticas.

  Existen además diversos comités funcionales y de negocio que tienen encomendadas las funciones de supervisión de las actividades de gestión de riesgos realizadas dentro de su ámbito de responsabilidad. Adicionalmente, con el objeto de seguir evolucionando en la gestión de riesgos, y de alinear el modelo de la Compañía con las mejores prácticas existentes, desde principios de 2013 el grupo cuenta con una Dirección de Riesgos que será responsable de la coordinación y mejora del sistema de gestión de riesgos existente.

D.2 Indique si se han materializado durante el ejercicio, alguno de los distintos tipos de riesgo (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales, fiscales…) que

afectan a la sociedad y/o su grupo:

Sí [X] No [ ]

En caso afirmativo, indique las circunstancias que los han motivado y si han funcionado los sistemas de control establecidos.

Riesgo materializado en el ejercicio	Circunstancias que lo han motivado	Funcionamiento de los sistemas de control
Expropiación, por parte del Estado argentino, del 51% de las acciones "Clase D" de YPF, S.A. propiedad de Repsol así como del 60% de las acciones "Clase A" de Repsol YPF Gas, S.A. pertenecientes a Repsol Butano, S.A.	Con fecha 7 de mayo de 2012 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Ley 26.741 (sancionada y promulgada respectivamente el 3 y 4 de mayo de 2012), que declara de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. perteneciente a Repsol, S.A. y el 60% de Repsol YPF Gas perteneciente a Repsol Butano, S.A.,	En el desarrollo de su actividad Repsol está sujeta a diversos de riesgos que se describen en el Informe de Gestión consolidado y en otros documentos. Algunos de estos riegos como la expropiación, escapan del control de Repsol.
Riesgos propios de la actividad de la Sociedad.	Las propias del desarrollo del negocio.	Los sistemas de control establecidos por la Compañía han funcionado correctamente, lo que ha permitido gestionar los riesgos de forma adecuada.

D.3 Indique si existe alguna comisión u otro órgano de gobierno encargado de establecer y supervisar estos dispositivos de control:

Sí [X] No [ ]

En caso afirmativo detalle cuáles son sus funciones.

Nombre de la Comisión u Órgano	Descripción de funciones
Comisión de Auditoría y Control	La Comisión de Auditoría y Control, como órgano consultivo del Consejo de Administración, tiene como función principal servir de apoyo al Consejo en sus cometidos de vigilancia mediante, entre otras actuaciones, la revisión periódica de los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riegos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente. Con este objeto, la Comisión de Auditoría y Control realiza un seguimiento del desarrollo del Plan Anual de Auditoría Interna, el cuál está orientado a evaluar y supervisar el correcto funcionamiento y adecuación de los sistemas de control establecidos, para asegurar que permiten la identificación, gestión y/o mitigación de los riesgos, de naturaleza operativa, patrimonial y reputacional, del Grupo Repsol. En este sentido, la Comisión se apoya en Auditoría Interna para conocer las irregularidades, anomalías o incumplimientos, siempre que fueran relevantes, de las unidades auditadas, dando cuenta al Consejo de los casos que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo. Asimismo, la Comisión de Auditoría y Control supervisa la suficiencia, adecuación y eficaz

	funcionamiento de los sistemas y procedimientos de registro y control interno en la medición, valoración, clasificación y contabilización de las reservas de hidrocarburos del Grupo. Finalmente, la Comisión, a través de las áreas correspondientes de la Compañía, conoce y orienta la política, los objetivos y las directrices del Grupo Repsol en el ámbito medioambiental y de seguridad.

D.4 Identificación y descripción de los procesos de cumplimiento de las distintas regulaciones que afectan a su sociedad y/o a su grupo.

La Comisión de Auditoría y Control sirve de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, velando por el cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Sociedad. Vigila el cumplimiento de la normativa aplicable, de ámbito nacional o internacional, en asuntos relacionados con las conductas en los mercados de valores, y protección de datos. Se asegura de que los Códigos Éticos y de Conducta Internos y ante los Mercados de Valores, aplicables al personal del Grupo, cumplen las exigencias normativas y son adecuados para la Sociedad.

Del mismo modo, corresponde a la Comisión de Auditoría y Control supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la Sociedad y el Grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos y la correcta aplicación de los criterios contables.

E JUNTA GENERAL

E.1 Indique y en su caso detalle si existen diferencias con el régimen de mínimos previsto en la Ley de Sociedades Anónimas (LSA) respecto al quórum de constitución de la Junta General

Sí [ ] No [X]

	% de quórum distinto al establecido en art. 102 LSA para supuestos generales	% de quórum distinto al establecido en art. 103 LSA para los supuestos especiales del art. 103
Quórum exigido en 1ª convocatoria		
Quórum exigido en 2ª convocatoria		

Descripción de las diferencias

E.2 Indique y en su caso detalle si existen diferencias con el régimen previsto en la Ley de Sociedades Anónimas (LSA) para el régimen de adopción de acuerdos sociales:

Sí [X] No [ ]

Describa en qué se diferencia del régimen previsto en la LSA.

	Mayoría reforzada distinta a la establecida art. 103.2 LSA para los supuestos del 103.1	Otros supuestos de mayoría reforzada
% establecido por la entidad para la adopción de acuerdos		75%
Describa las diferencias		
Se requiere, tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del 75% del capital con derecho a voto concurrente a la Junta General para la válida adopción de acuerdos sobre las siguientes materias: • Modificación de los artículos 22bis y 44bis de los Estatutos relativos a las operaciones vinculadas y a la prohibición de competencia de los Consejeros, o de la presente norma especial. • Autorización de las operaciones vinculadas en los supuestos previstos en el artículo 22 bis de los Estatutos. • Dispensa a un Consejero de la obligación de no competencia de conformidad con lo previsto en el artículo 44bis de los Estatutos.		

E.3 Relacione los derechos de los accionistas en relación con las juntas generales, que sean distintos a los establecidos en la LSA.

De acuerdo con el artículo 23 de los Estatutos Sociales podrán asistir a la Junta General los accionistas que sean titulares de cualquier número de acciones, siempre que las tengan inscritas en el correspondiente registro contable con cinco días de antelación a su celebración, y se provean, en la forma prevista en la convocatoria, de la correspondiente tarjeta de asistencia, acreditativa del cumplimiento de los mencionados requisitos que se expedirá con carácter nominativo por las entidades a que legalmente corresponda.

En cuanto al derecho de participación e información de los accionistas, el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol S.A. prevé que:

"6.3 El Consejo de Administración adoptará cuantas medidas estime oportunas para asegurarse de que la Junta General ejerza las funciones que le son propias. A tal fin pondrá a disposición de los accionistas, con carácter previo a la Junta, cuanta información sea legalmente exigible o, aún no siéndolo, resulte de interés para ellos y pueda ser suministrada razonablemente. Asimismo atenderá con la mayor diligencia las solicitudes de información y las preguntas formuladas por los accionistas con carácter previo a la Junta o con ocasión de la celebración de ésta última.

6.4 La información que la Sociedad facilite a sus accionistas y demás partícipes en los mercados financieros será completa, correcta, equitativa, simétrica y en tiempo útil.

Con el fin de conseguir una mayor transparencia e inmediatez en el proceso de difusión de información, la Sociedad utilizará los procedimientos y tecnologías de uso generalizado que la técnica ponga a disposición de empresas y particulares. A tal fin, el Consejo de Administración intensificará el uso de la página web de la Compañía y acordará los contenidos a facilitar por dicho medio y que incluirán, entre otros documentos, los Estatutos Sociales, el Reglamento del Consejo de Administración, los informes trimestrales y anuales, las convocatorias de las Juntas Generales, su reglamentación y acuerdos adoptados en la última celebrada, así como cualquier otra información que se considere oportuna."

Adicionalmente, el Reglamento de la Junta General establece en su artículo 5, en relación con el derecho de participación e información de los accionistas, que el anuncio

de la convocatoria de la Junta General contendrá *"el lugar y el horario en el que estarán a disposición del accionista los documentos que se sometan a la aprobación de la Junta, aquellos otros documentos que sean legalmente preceptivos y los que, adicionalmente, decida el Consejo de Administración, sin perjuicio de la facultad que asiste al accionista de solicitar y recibir el envío gratuito de todos los documentos mencionados."*

Este mismo artículo 5 del Reglamento de la Junta General contempla, asimismo, que *"Además de lo exigido por disposición legal o estatutaria, desde la fecha de publicación de la convocatoria de la Junta General la Sociedad publicará a través de su página web el texto de todas las propuestas de acuerdos formuladas por el Consejo de Administración en relación con los puntos del orden del día, incluyendo, en el caso de propuestas de nombramiento de administradores, la información a la que se refiere el apartado 13 del artículo 47 de los Estatutos sociales* ((i) el perfil profesional y biográfico, (ii) la relación de otros consejos de administración de los que formen parte, (iii) la indicación de la categoría de consejero a la que pertenezcan, señalándose, en el caso de los dominicales, el accionista al que representan o con quien tengan vínculos, (iv) la fecha de su primer nombramiento como Consejeros en la Sociedad, así como de los posteriores, y (v) las acciones de la Sociedad y opciones sobre ellas de las que sean titulares). *Se excepcionarán aquellos supuestos en los que, tratándose de propuestas para las que la Ley o los Estatutos no requieran su puesta a disposición de los accionistas desde la fecha de la convocatoria, el Consejo estime que concurren motivos justificados para no hacerlo.*

Asimismo, cuando exista un complemento de la convocatoria, desde la fecha de su publicación la Sociedad hará públicas a través de su página web el texto de las propuestas de acuerdo justificadas a que dicho complemento se refiera, siempre que hayan sido remitidas a la Sociedad."

El artículo 6.1 del Reglamento de la Junta General de Accionistas dispone también que:

"En todo momento los accionistas, previa consignación de su identidad como tales, podrán, por medio de la Oficina de Atención al Accionista o de la página Web de la Sociedad, formular cuestiones o realizar sugerencias que guarden relación con las actividades e intereses de la misma y consideren que deben ser tratadas en Junta General de Accionistas.

Convocada la Junta General y antes de los siete días inmediatos a la fecha fijada como primera convocatoria, los accionistas podrán utilizar los mismos medios para comentar o realizar sugerencias por escrito con relación a las propuestas incluidas en su Orden del Día.

Los Servicios de la Sociedad examinarán las cuestiones, sugerencias y comentarios de los accionistas y, de forma agrupada en su caso, se difundirán sus respuestas en la página Web de la Sociedad o, de considerarlo procedente el Consejo de Administración, serán tratadas en Junta General de Accionistas, aunque no sean incluidas en el Orden del Día."

Además de todo ello, para facilitar el acceso de los accionistas a la información de la Compañía, Repsol ha creado la Oficina de Información al Accionista mencionada anteriormente. En ella el accionista dispone de acceso telefónico gratuito y un correo electrónico donde puede solicitar cuanta información sea de su interés. Adicionalmente los accionistas pueden acudir a dicha Oficina donde recibirán atención personalizada.

E.4 Indique, en su caso, las medidas adoptadas para fomentar la participación de los accionistas en las juntas generales.

El Reglamento de la Junta General de Accionistas, facilita, en su apartado 6, el derecho de participación e información del accionista, previéndose la posibilidad de que pueda formular cuestiones o realizar sugerencias que guarden relación con las actividades o intereses de la misma y que considere que deben ser tratadas en la Junta General, por medio de la Oficina de Atención al Accionista o de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

Además de estas medidas previstas expresamente en las normas de Gobierno Corporativo de Repsol, S.A., la compañía fomenta igualmente la participación de los accionistas en la Junta General con las siguientes medidas:

- Publicación del anuncio de la convocatoria en el Boletín Oficial del Registro Mercantil (BORME) y/o en uno de los diarios de mayor circulación en España, la página web de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, la página web de la Sociedad (www.repsol.com) y en otros medios si el Consejo de Administración lo considera oportuno para dar mayor publicidad a la convocatoria. También se envía copia del mismo a las bolsas en las que coticen las acciones y a las entidades depositarias de las acciones para que procedan a la emisión de las tarjetas de asistencia.

- Advertencia, en el anuncio de la convocatoria, de la celebración de la Junta General en segunda convocatoria.

- Prácticas seguidas para incentivar la asistencia mediante la entrega de obsequios e, incluso en su caso, el pago de primas de asistencia.

- Celebración de la Junta General en un local con las mejores condiciones para el desarrollo y seguimiento de la reunión, con un gran aforo, y facilitando el traslado hasta el mismo.

- Posibilidad de ejercer o delegar el voto a distancia, ya sea por correspondencia postal o por medios electrónicos, poniendo a disposición de los accionistas:

  * En la página web y en la Oficina de Atención al Accionista un modelo para el ejercicio del voto por correspondencia postal.

  * Una aplicación en la página web para el ejercicio o delegación del voto por medios electrónicos, para aquellos accionistas que tengan una firma electrónica reconocida o avanzada, basada en un certificado electrónico reconocido y vigente, emitido por la Entidad Pública de Certificación Española (CERES).

- Posibilidad de fraccionar el voto a través de la plataforma de voto y delegación por medios electrónicos y por correo postal.

- Asistencia y orientación personalizada a los accionistas que deseen intervenir, a través del personal de la Oficina de Información al Accionista.

- Posibilidad de acceder a la transmisión en directo de la reunión a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

- Difusión, a través de la página web de la Sociedad (www.repsol.com) de las

propuestas de acuerdos correspondientes a los puntos del Orden del Día, así como del informe del Consejo de Administración referente a cada una de las propuestas de acuerdos sometidas a la aprobación de la Junta General.

- Habilitación de un Foro Electrónico de Accionistas en la página web (www.repsol.com), con ocasión de la convocatoria de la Junta General, al que podrán acceder con las debidas garantías tanto los accionistas individuales como las asociaciones voluntarias que se puedan constituir, con el fin de facilitar su comunicación con carácter previo a la celebración de la Junta General. En el Foro podrán publicarse propuestas que pretendan presentarse como complemento del Orden del Día anunciado en la convocatoria, solicitudes de adhesión a tales propuestas, iniciativas para alcanzar el porcentaje suficiente para ejercer un derecho de minoría previsto en la ley, así como ofertas o peticiones de representación voluntaria.

E.5 Indique si el cargo de presidente de la Junta General coincide con el cargo de presidente del Consejo de Administración. Detalle, en su caso, qué medidas se adoptan para garantizar la independencia y buen funcionamiento de la Junta General:

Sí [X] No [ ]

Detalle las medidas
A iniciativa propia, el Consejo de Administración tradicionalmente requiere la presencia de un Notario para que asista a la celebración de la Junta General y levante acta de la reunión. En consecuencia, ni el Presidente ni el Secretario de la Junta General intervienen en la elaboración del acta, que se encomienda a un fedatario público, con la consiguiente garantía de neutralidad para los accionistas.

E.6 Indique, en su caso, las modificaciones introducidas durante el ejercicio en el reglamento de la Junta General.

La Junta General Ordinaria celebrada el 31 de mayo de 2012 aprobó las siguientes modificaciones de su Reglamento:

(i) Inclusión de los nuevos apartados 3.8 y 3.9 y modificación del apartado 3.10 (antiguo 3.8) del artículo 3 (*Competencias de la Junta*).

(ii) Artículo 5 (*Convocatoria*).

(iii) Apartado 6.2 del artículo 6 (*Derecho de participación e información del accionista*).

(iv) Artículo 8 (*Representación*).

(v) Apartado 9.2 del artículo 9 (*Constitución de la Junta*).

(vi) Inclusión de los nuevos apartados 13.7, 13.8 y 13.11, modificación del apartado 13.6 y renumeración de los apartados 13.9 y 13.10 (antiguo 13.7) del artículo 13 (*Deliberación y adopción de acuerdos*).

Las referidas modificaciones de los artículos 5, 6, 8 y 14 del Reglamento de la Junta General tenían como objeto su adaptación a las modificaciones legislativas más recientes y, en particular, a las introducidas en la Ley de Sociedades de Capital por la

Ley 25/2011 de 1 de agosto, el Real Decreto-ley de 16 de marzo y la Ley 2/2011 de 4 de marzo.

Por su parte, las modificaciones de los artículos 3, 9 y 13 del Reglamento de la Junta General tenían por objeto reforzar la protección de la Sociedad en casos de conflictos de interés, derivados en particular de operaciones vinculadas y situaciones de competencia.

Las referidas modificaciones fueron comunicadas a la CNMV mediante escritos de fecha 11 y 19 de junio de 2012 y figuran inscritas en el Registro Mercantil de Madrid.

El Reglamento de la Junta General se encuentra a disposición de los interesados en la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

E.7 Indique los datos de asistencia en las juntas generales celebradas en el ejercicio al que se refiere el presente informe:

	Datos de asistencia				
Fecha Junta General	**% de presencia física**	**% en representación**	**% Voto a distancia**		**Total**
			Voto electrónico	**Otros**	
31-05-2012	15,329	42,418	0,0052	6,82	64,574

E.8 Indique brevemente los acuerdos adoptados en las juntas generales celebrados en el ejercicio al que se refiere el presente informe y porcentaje de votos con los que se ha adoptado cada acuerdo.

Durante el ejercicio 2012 se celebró únicamente una Junta General de Accionistas de Repsol, S.A., la Junta General Ordinaria que tuvo lugar el 31 de mayo de 2012, y en la que se adoptaron los siguientes acuerdos, con las mayorías que se indican:

1. Aprobar las Cuentas Anuales e Informe de Gestión de Repsol YPF, S.A., las Cuentas Anuales Consolidadas y el Informe de Gestión Consolidado, correspondientes al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2011, y la propuesta de aplicación de sus resultados.

   Votaron a favor 723.874.545 acciones, votaron en contra 82.536 acciones y se abstuvieron 251.228 acciones.

2. Aprobar la gestión del Consejo de Administración de Repsol YPF, S.A. correspondiente al ejercicio social 2011.

   Votaron a favor 713.294.157 acciones, votaron en contra 46.897.527 acciones y se abstuvieron 4.016.625 acciones.

3. Designación de Auditor de Cuentas de Repsol YPF, S.A. y de su Grupo Consolidado para el ejercicio 2012.

   Votaron a favor 717.704.172 acciones, votaron en contra 6.235.587 acciones y se abstuvieron 268.550 acciones.

4. Modificación de los artículos 19, 20, 28 y 47 y adición de un nuevo artículo 45 bis de los Estatutos Sociales; y modificación de los artículos 5, 6, 8 y 14 del Reglamento de la Junta General de Accionistas para ajustar la normativa de gobierno corporativo de la Sociedad a las recientes novedades legislativas.

   Votaron a favor 723.841.422 acciones, votaron en contra 98.593 acciones y se abstuvieron 268.294 acciones.

5. Modificación de los artículos 27, 32, 37, 39 y adición de un nuevo artículo 45 ter de los Estatutos Sociales para mejorar el funcionamiento del Consejo de Administración y otros aspectos del gobierno corporativo de la Sociedad.

   Votaron a favor 723.696.963 acciones, votaron en contra 238.171 acciones y se abstuvieron 273.175 acciones.

6. Modificación del artículo 22 y adición de los nuevos artículos 22 bis y 44 bis de los Estatutos Sociales; y modificación de los artículos 3, 9 y 13 del Reglamento de la Junta General de Accionistas para reforzar la protección de la Sociedad frente a conflictos de interés.

   Votaron a favor 723.840.571 acciones, votaron en contra 105.924 acciones y se abstuvieron 261.814 acciones.

7. Reelección como Consejero de D. Isidro Fainé Casas.

   Votaron a favor 607.862.685 acciones, votaron en contra 109.386.721 acciones y se abstuvieron 6.958.903 acciones.

8. Reelección como Consejero de D. Juan María Nin Génova.

   Votaron a favor 567.372.080 acciones, votaron en contra 149.990.478 acciones y se abstuvieron 6.845.751 acciones.

9. Plan de Adquisición de Acciones 2013-2015.

   Votaron a favor 723.659.818 acciones, votaron en contra 285.797 acciones y se abstuvieron 262.694 acciones.

10. Aumento de capital social por importe determinable mediante la emisión de nuevas acciones ordinarias de un (1) euro de valor nominal cada una, de la misma clase y serie que las actualmente en circulación, con cargo a reservas, ofreciendo a los accionistas la posibilidad de vender los derechos de asignación gratuita de acciones a la propia Sociedad o en el mercado. Delegación de facultades al Consejo de Administración o, por sustitución, a la Comisión Delegada, para fijar la fecha del aumento y las demás condiciones. Solicitud ante los organismos competentes para la admisión a negociación de las nuevas acciones en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia y en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires..

    Votaron a favor 722.354.059 acciones, votaron en contra 543.568 acciones y se abstuvieron 1.310.682 acciones.

11. Segundo aumento de capital social por importe determinable mediante la emisión de nuevas acciones ordinarias de un (1) euro de valor nominal cada una, de la misma clase y serie que las actualmente en circulación, con cargo a reservas, ofreciendo a los accionistas la posibilidad de vender los derechos de asignación gratuita de acciones a la propia Sociedad o en el mercado. Delegación de facultades al Consejo de Administración o, por sustitución, a la Comisión Delegada, para fijar la fecha del aumento y las demás condiciones. Solicitud ante los organismos competentes para la admisión a negociación de las nuevas acciones en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia y en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires..

    Votaron a favor 722.350.637 acciones, votaron en contra 543.550 acciones y se abstuvieron 1.314.122 acciones.

12. Modificación de la denominación social de la Compañía y consiguiente modificación del artículo 1 de los Estatutos sociales..

    Votaron a favor 723.864.271 acciones, votaron en contra 95.564 acciones y se abstuvieron 248.474 acciones.

13. Delegación de la facultad para emitir valores de renta fija, convertibles y/o canjeables por acciones de la Sociedad o canjeables por acciones de otras sociedades, así como warrants, con la posibilidad de excluir, total o parcialmente, el derecho de suscripción preferente de los accionistas en dichas emisiones.

    Votaron a favor 688.696.067 acciones, votaron en contra 34.035.556 acciones y se abstuvieron 1.476.686 acciones.

14. Ratificación de la creación de la página web corporativa de la Sociedad www.repsol.com..

    Votaron a favor 723.870.371 acciones, votaron en contra 106.729 acciones y se abstuvieron 231.209 acciones.

15. Votación consultiva del Informe sobre la Política de Retribuciones de los Consejeros de Repsol YPF, S.A. correspondiente al ejercicio 2011.

    Votaron a favor 519.624.861 acciones, votaron en contra 181.977.728 acciones y se abstuvieron 22.605.720 acciones.

16. Delegación de facultades para complementar, desarrollar, ejecutar, subsanar y formalizar los acuerdos adoptados por la Junta General.

    Votaron a favor 722.573.007 acciones, votaron en contra 1.385.248 acciones y se abstuvieron 250.054 acciones.

E.9 Indique si existe alguna restricción estatutaria que establezca un número mínimo de acciones necesarias para asistir a la Junta General:

Sí [ ] No [X]

Número de acciones necesarias para asistir a la Junta General	

E.10 Indique y justifique las políticas seguidas por la sociedad referente a las delegaciones de voto en la Junta General.

De acuerdo con el apartado 8 del Reglamento de la Junta General, todo accionista que tenga derecho de asistencia podrá hacerse representar en la Junta General por medio de otra persona, que no necesitará ser accionista. La representación deberá conferirse por escrito o por medios de comunicación a distancia, y con carácter especial para cada Junta.

Para ello, además de poder remitir las delegaciones para la asistencia y voto en la Junta a través de las entidades participantes de la "Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores S.A." (Iberclear), se pone a disposición de los accionistas la Oficina de Información al Accionista, a la que pueden dirigirse por correo o en persona, y otra oficina abierta, exclusivamente para este fin, en el domicilio social, donde se reciben las tarjetas de asistencia y se entregan los obsequios correspondientes.

Asimismo, para aquellos accionistas que tengan una firma electrónica reconocida o avanzada, basada en un certificado electrónico reconocido y vigente, emitido por la Entidad Pública de Certificación Española (CERES), se pone a disposición una aplicación en la página web para la delegación del voto por medios electrónicos.

E.11 Indique si la compañía tiene conocimiento de la política de los inversores institucionales de participar o no en las decisiones de la sociedad:

Sí [ ] No [X]

Describa la política

E.12 Indique la dirección y modo de acceso al contenido de gobierno corporativo en su página Web.

El contenido de gobierno corporativo, regulado por el artículo 539 de la Ley de Sociedades de Capital, la Orden ECO/3722/2003, de 26 de diciembre y la Circular 1/2004, de 17 de marzo, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, se recoge en el epígrafe "Información para accionistas e inversores" de la página web de la Sociedad (www.repsol.com).

F GRADO DE SEGUIMIENTO DE LAS RECOMENDACIONES DE GOBIERNO CORPORATIVO

Indique el grado de seguimiento de la sociedad respecto de las recomendaciones del Código Unificado de buen gobierno.

En el supuesto de no cumplir alguna de ellas, explique las recomendaciones, normas, prácticas o criterios, que aplica la sociedad.

1. **Que los Estatutos de las sociedades cotizadas no limiten el número máximo de votos que pueda emitir un mismo accionista, ni contengan otras restricciones que dificulten la toma de control de la sociedad mediante la adquisición de sus acciones en el mercado.**

Ver epígrafes: A.9, B.1.22, B.1.23 y E.1, E.2.

Cumple [X] Explique [ ]

2. **Que cuando coticen la sociedad matriz y una sociedad dependiente ambas definan públicamente con precisión:**

   a) **Las respectivas áreas de actividad y eventuales relaciones de negocio entre ellas, así como las de la sociedad dependiente cotizada con las demás empresas del grupo;**

   b) **Los mecanismos previstos para resolver los eventuales conflictos de interés que puedan presentarse.**

   Ver epígrafes: C.4 y C.7

Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [X]

3. **Que, aunque no lo exijan de forma expresa las Leyes mercantiles, se sometan a la aprobación de la Junta General de Accionistas las operaciones que entrañen una modificación estructural de la sociedad y, en particular, las siguientes:**

   a) **La transformación de sociedades cotizadas en compañías holding, mediante "filialización" o incorporación a entidades dependientes de actividades esenciales desarrolladas hasta ese momento por la propia sociedad, incluso aunque ésta mantenga el pleno dominio de aquéllas;**

   b) **La adquisición o enajenación de activos operativos esenciales, cuando entrañe una modificación efectiva del objeto social;**

   c) **Las operaciones cuyo efecto sea equivalente al de la liquidación de la sociedad.**

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

4. **Que las propuestas detalladas de los acuerdos a adoptar en la Junta General, incluida la información a que se refiere la recomendación 28, se hagan públicas en el momento de la publicación del anuncio de la convocatoria de la Junta.**

Cumple [X] Explique [ ]

5. **Que en la Junta General se voten separadamente aquellos asuntos que sean sustancialmente independientes, a fin de que los accionistas puedan ejercer de forma separada sus preferencias de voto. Y que dicha regla se aplique, en particular:**

   a) **Al nombramiento o ratificación de consejeros, que deberán votarse de forma individual;**

   b) **En el caso de modificaciones de Estatutos, a cada artículo o grupo de artículos que sean sustancialmente independientes.**

   Ver epígrafe: E.8

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

6. **Que las sociedades permitan fraccionar el voto a fin de que los intermediarios financieros que aparezcan legitimados como accionistas, pero actúen por cuenta de clientes distintos, puedan emitir sus votos conforme a las instrucciones de éstos.**

   Ver epígrafe: E.4

Cumple [X] Explique [ ]

7. **Que el Consejo desempeñe sus funciones con unidad de propósito e independencia de criterio, dispense el mismo trato a todos los accionistas y se guíe por el interés de la compañía, entendido como hacer máximo, de forma sostenida, el valor económico de la empresa.**

   Y que vele asimismo para que en sus relaciones con los grupos de interés (stakeholders) la empresa respete las leyes y reglamentos; cumpla de buena fe sus obligaciones y contratos; respete los usos y buenas prácticas de los sectores y territorios donde ejerza su actividad; y observe aquellos principios adicionales de responsabilidad social que hubiera aceptado voluntariamente.

   Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

8. **Que el Consejo asuma, como núcleo de su misión, aprobar la estrategia de la compañía y la organización precisa para su puesta en práctica, así como supervisar y controlar que la Dirección cumple los objetivos marcados y respeta el objeto e interés social de la compañía. Y que, a tal fin, el Consejo en pleno se reserve la competencia de aprobar:**

   a) **Las políticas y estrategias generales de la sociedad, y en particular:**

      i) **El Plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuesto anuales;**

      ii) **La política de inversiones y financiación;**

      iii) **La definición de la estructura del grupo de sociedades;**

      iv) **La política de gobierno corporativo;**

      v) **La política de responsabilidad social corporativa;**

      vi) **La política de retribuciones y evaluación del desempeño de los altos directivos;**

      vii) **La política de control y gestión de riesgos, así como el seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control.**

      viii) **La política de dividendos, así como la de autocartera y, en especial, sus límites.**

      Ver epígrafes: B.1.10, B.1.13, B.1.14 y D.3

   b) **Las siguientes decisiones:**

      i) **A propuesta del primer ejecutivo de la compañía, el nombramiento y eventual cese de los altos directivos, así como sus cláusulas de indemnización.**

      Ver epígrafe: B.1.14.

      ii) **La retribución de los consejeros, así como, en el caso de los ejecutivos, la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones que deban respetar sus contratos.**

      Ver epígrafe: B.1.14.

iii) La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente.

iv) Las inversiones u operaciones de todo tipo que, por su elevada cuantía o especiales características, tengan carácter estratégico, salvo que su aprobación corresponda a la Junta General;

v) La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.

c) Las operaciones que la sociedad realice con consejeros, con accionistas significativos o representados en el Consejo, o con personas a ellos vinculados ("operaciones vinculadas").

Esa autorización del Consejo no se entenderá, sin embargo, precisa en aquellas operaciones vinculadas que cumplan simultáneamente las tres condiciones siguientes:

1ª. Que se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen en masa a muchos clientes;

2ª. Que se realicen a precios o tarifas establecidos con carácter general por quien actúe como suministrador del bien o servicio del que se trate;

3ª. Que su cuantía no supere el 1% de los ingresos anuales de la sociedad.

Se recomienda que el Consejo apruebe las operaciones vinculadas previo informe favorable del Comité de Auditoría o, en su caso, de aquel otro al que se hubiera encomendado esa función; y que los consejeros a los que afecten, además de no ejercer ni delegar su derecho de voto, se ausenten de la sala de reuniones mientras el Consejo delibera y vota sobre ella.

Se recomienda que las competencias que aquí se atribuyen al Consejo lo sean con carácter indelegable, salvo las mencionadas en las letras b) y c), que podrán ser adoptadas por razones de urgencia por la Comisión Delegada, con posterior ratificación por el Consejo en pleno.

Ver epígrafes: C.1 y C.6

Cumple [ ] Cumple parcialmente [X] Explique [ ]

La sociedad cumple el contenido de la recomendación, excepto los apartados:

- a.iii) Dada la complejidad y el elevado número de empresas que integran el Grupo Repsol actualmente, no se ha considerado conveniente recoger expresamente en la normativa interna de la Sociedad el contenido de esta recomendación.

- a.vii) La Sociedad cumple, excepto lo relativo al seguimiento periódico de los sistemas internos de información y control. A este respecto, dado que la recomendación 50.1 del Código Unificado atribuye a la Comisión de Auditoría y Control funciones en materia de supervisión de los sistemas de información, control interno y gestión de riesgos y Repsol estuvo sujeta hasta junio de 2011 a la Ley estadounidense Sarbanes-Oxley (Sección 404), en virtud de la cual la Comisión de Auditoría y Control debe actuar como máximo órgano de control y supervisión del

funcionamiento del sistema de Control Interno de Reporting Financiero, se ha considerado conveniente que corresponda a dicha Comisión la función de supervisar los sistemas de gestión de riesgos, control interno y sistemas de información de la Compañía, sin perjuicio de que se informe al Consejo sobre estas materias.

- b.i) El Reglamento del Consejo de Administración no reserva al pleno del Consejo el cese de los altos directivos por considerar que esa facultad debe quedar reservada al primer ejecutivo, por tratarse de puestos de su confianza y responsabilidad, sin perjuicio de que se informe al Consejo sobre esta materia. Asimismo, el Consejo de Administración se reserva la facultad de aprobar las cláusulas de garantía o de "blindaje" para casos de despido o cambios de control a favor de los Altos Directivos de la Sociedad, cuando sus condiciones superen las habituales de mercado.

9. **Que el Consejo tenga la dimensión precisa para lograr un funcionamiento eficaz y participativo, lo que hace aconsejable que su tamaño no sea inferior a cinco ni superior a quince miembros.**

   Ver epígrafe: B.1.1

   Cumple [X] Explique [ ]

10. **Que los consejeros externos dominicales e independientes constituyan una amplia mayoría del Consejo y que el número de consejeros ejecutivos sea el mínimo necesario, teniendo en cuenta la complejidad del grupo societario y el porcentaje de participación de los consejeros ejecutivos en el capital de la sociedad.**

    Ver epígrafes: A.2, A.3, B.1.3 y B.1.14.

    Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

11. **Que si existiera algún consejero externo que no pueda ser considerado dominical ni independiente, la sociedad explique tal circunstancia y sus vínculos, ya sea con la sociedad o sus directivos, ya con sus accionistas.**

    Ver epígrafe: B.1.3

    Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] No aplicable [X]

12. **Que dentro de los consejeros externos, la relación entre el número de consejeros dominicales y el de independientes refleje la proporción existente entre el capital de la sociedad representado por los consejeros dominicales y el resto del capital.**

    Este criterio de proporcionalidad estricta podrá atenuarse, de forma que el peso de los dominicales sea mayor que el que correspondería al porcentaje total de capital que representen:

    1º En sociedades de elevada capitalización en las que sean escasas o nulas las participaciones accionariales que tengan legalmente la consideración de significativas, pero existan accionistas, con paquetes accionariales de elevado valor absoluto.

    2º Cuando se trate de sociedades en las que exista una pluralidad de accionistas representados en el Consejo, y no tengan vínculos entre sí.

    Ver epígrafes: B.1.3, A.2 y A.3

Cumple [X] Explique [ ]

13. **Que el número de consejeros independientes represente al menos un tercio del total de consejeros.**

Ver epígrafe: B.1.3

Cumple [X] Explique [ ]

14. **Que el carácter de cada consejero se explique por el Consejo ante la Junta General de Accionistas que deba efectuar o ratificar su nombramiento, y se confirme o, en su caso, revise anualmente en el Informe Anual de Gobierno Corporativo, previa verificación por la Comisión de Nombramientos. Y que en dicho Informe también se expliquen las razones por las cuales se haya nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial sea inferior al 5% del capital; y se expongan las razones por las que no se hubieran atendido, en su caso, peticiones formales de presencia en el Consejo procedentes de accionistas cuya participación accionarial sea igual o superior a la de otros a cuya instancia se hubieran designado consejeros dominicales.**

Ver epígrafes: B.1.3 y B.1.4

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

15. **Que cuando sea escaso o nulo el número de consejeras, el Consejo explique los motivos y las iniciativas adoptadas para corregir tal situación; y que, en particular, la Comisión de Nombramientos vele para que al proveerse nuevas vacantes:**

    a) **Los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que obstaculicen la selección de consejeras;**

    b) **La compañía busque deliberadamente, e incluya entre los potenciales candidatos, mujeres que reúnan el perfil profesional buscado.**

Ver epígrafes: B.1.2, B.1.27 y B.2.3.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

16. **Que el Presidente, como responsable del eficaz funcionamiento del Consejo, se asegure de que los consejeros reciban con carácter previo información suficiente; estimule el debate y la participación activa de los consejeros durante las sesiones del Consejo, salvaguardando su libre toma de posición y expresión de opinión; y organice y coordine con los presidentes de las Comisiones relevantes la evaluación periódica del Consejo, así como, en su caso, la del Consejero Delegado o primer ejecutivo.**

Ver epígrafe: B.1 42

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

17. **Que, cuando el Presidente del Consejo sea también el primer ejecutivo de la sociedad, se faculte a uno de los consejeros independientes para solicitar la convocatoria del Consejo o la inclusión de nuevos puntos en el orden del día; para coordinar y hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros externos; y para dirigir la evaluación por el Consejo de su Presidente.**

Ver epígrafe: B.1.21

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

18. **Que el Secretario del Consejo, vele de forma especial para que las actuaciones del Consejo:**

    a) **Se ajusten a la letra y al espíritu de las Leyes y sus reglamentos, incluidos los aprobados por los organismos reguladores;**

    b) **Sean conformes con los Estatutos de la sociedad y con los Reglamentos de la Junta, del Consejo y demás que tenga la compañía;**

    c) **Tengan presentes las recomendaciones sobre buen gobierno contenidas en este Código Unificado que la compañía hubiera aceptado.**

    Y que, para salvaguardar la independencia, imparcialidad y profesionalidad del Secretario, su nombramiento y cese sean informados por la Comisión de Nombramientos y aprobados por el pleno del Consejo; y que dicho procedimiento de nombramiento y cese conste en el Reglamento del Consejo.

    Ver epígrafe: B.1.34

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

19. **Que el Consejo se reúna con la frecuencia precisa para desempeñar con eficacia sus funciones, siguiendo el programa de fechas y asuntos que establezca al inicio del ejercicio, pudiendo cada Consejero proponer otros puntos del orden del día inicialmente no previstos.**

    Ver epígrafe: B.1.29

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

20. **Que las inasistencias de los consejeros se reduzcan a casos indispensables y se cuantifiquen en el Informe Anual de Gobierno Corporativo. Y que si la representación fuera imprescindible, se confiera con instrucciones**.

    Ver epígrafes: B.1.28 y B.1.30

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

21. **Que cuando los consejeros o el Secretario manifiesten preocupaciones sobre alguna propuesta o, en el caso de los consejeros, sobre la marcha de la compañía y tales preocupaciones no queden resueltas en el Consejo, a petición de quien las hubiera manifestado se deje constancia de ellas en el acta.**

Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [X]

22. **Que el Consejo en pleno evalúe una vez al año:**

    a) **La calidad y eficiencia del funcionamiento del Consejo;**

    b) **Partiendo del informe que le eleve la Comisión de Nombramientos, el desempeño de sus funciones por el Presidente del Consejo y por el primer ejecutivo de la compañía;**

    c) **El funcionamiento de sus Comisiones, partiendo del informe que éstas le eleven.**

    Ver epígrafe: B.1.19

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

23. Que todos los consejeros puedan hacer efectivo el derecho a recabar la información adicional que juzguen precisa sobre asuntos de la competencia del Consejo. Y que, salvo que los Estatutos o el Reglamento del Consejo establezcan otra cosa, dirijan su requerimiento al Presidente o al Secretario del Consejo.

Ver epígrafe: B.1.42

Cumple [X] Explique [ ]

24. Que todos los consejeros tengan derecho a obtener de la sociedad el asesoramiento preciso para el cumplimiento de sus funciones. Y que la sociedad arbitre los cauces adecuados para el ejercicio de este derecho, que en circunstancias especiales podrá incluir el asesoramiento externo con cargo a la empresa.

Ver epígrafe: B.1.41

Cumple [X] Explique [ ]

25. Que las sociedades establezcan un programa de orientación que proporcione a los nuevos consejeros un conocimiento rápido y suficiente de la empresa, así como de sus reglas de gobierno corporativo. Y que ofrezcan también a los consejeros programas de actualización de conocimientos cuando las circunstancias lo aconsejen.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

26. Que las sociedades exijan que los consejeros dediquen a su función el tiempo y esfuerzo necesarios para desempeñarla con eficacia y, en consecuencia:

a) Que los consejeros informen a la Comisión de Nombramientos de sus restantes obligaciones profesionales, por si pudieran interferir con la dedicación exigida;

b) Que las sociedades establezcan reglas sobre el número de consejos de los que puedan formar parte sus consejeros.

Ver epígrafes: B.1.8, B.1.9 y B.1.17

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

27. Que la propuesta de nombramiento o reelección de consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta General de Accionistas, así como su nombramiento provisional por cooptación, se aprueben por el Consejo:

a) A propuesta de la Comisión de Nombramientos, en el caso de consejeros independientes.

b) Previo informe de la Comisión de Nombramientos, en el caso de los restantes consejeros.

Ver epígrafe: B.1.2

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

28. Que las sociedades hagan pública a través de su página Web, y mantengan actualizada, la siguiente información sobre sus consejeros:

a) **Perfil profesional y biográfico;**

b) **Otros Consejos de administración a los que pertenezca, se trate o no de sociedades cotizadas;**

c) **Indicación de la categoría de consejero a la que pertenezca según corresponda, señalándose, en el caso de consejeros dominicales, el accionista al que representen o con quien tengan vínculos.**

d) **Fecha de su primer nombramiento como consejero en la sociedad, así como de los posteriores, y;**

e) **Acciones de la compañía, y opciones sobre ellas, de las que sea titular.**

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

29. **Que los consejeros independientes no permanezcan como tales durante un período continuado superior a 12 años.**

Ver epígrafe: B.1.2

Cumple [X] Explique [ ]

30. **Que los consejeros dominicales presenten su dimisión cuando el accionista a quien representen venda íntegramente su participación accionarial. Y que también lo hagan, en el número que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus consejeros dominicales.**

Ver epígrafes: A.2, A.3 y B.1.2

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

31. **Que el Consejo de Administración no proponga el cese de ningún consejero independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el consejero hubiera incumplido los deberes inherentes a su cargo o incurrido en algunas de las circunstancias descritas en el epígrafe 5 del apartado III de definiciones de este Código.**

También podrá proponerse el cese de consejeros independientes de resultas de Ofertas Públicas de Adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que supongan un cambio en la estructura de capital de la sociedad cuando tales cambios en la estructura del Consejo vengan propiciados por el criterio de proporcionalidad señalado en la Recomendación 12.

Ver epígrafes: B.1.2, B.1.5 y B.1.26

Cumple [X] Explique [ ]

32. **Que las sociedades establezcan reglas que obliguen a los consejeros a informar y, en su caso, dimitir en aquellos supuestos que puedan perjudicar al crédito y reputación de la sociedad y, en particular, les obliguen a informar al Consejo de las causas penales en las que aparezcan como imputados, así como de sus posteriores vicisitudes procesales.**

Que si un consejero resultara procesado o se dictara contra él auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en el artículo 124 de la Ley de

Sociedades Anónimas, el Consejo examine el caso tan pronto como sea posible y, a la vista de sus circunstancias concretas, decida si procede o no que el consejero continúe en su cargo. Y que de todo ello el Consejo de cuenta, de forma razonada, en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Ver epígrafes: B.1.43, B.1.44

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

33. **Que todos los consejeros expresen claramente su oposición cuando consideren que alguna propuesta de decisión sometida al Consejo puede ser contraria al interés social. Y que otro tanto hagan, de forma especial los independientes y demás consejeros a quienes no afecte el potencial conflicto de interés, cuando se trate de decisiones que puedan perjudicar a los accionistas no representados en el Consejo.**

    Y que cuando el Consejo adopte decisiones significativas o reiteradas sobre las que el consejero hubiera formulado serias reservas, éste saque las conclusiones que procedan y, si optara por dimitir, explique las razones en la carta a que se refiere la recomendación siguiente.

    Esta Recomendación alcanza también al Secretario del Consejo, aunque no tenga la condición de consejero.

Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [X]

34. **Que cuando, ya sea por dimisión o por otro motivo, un consejero cese en su cargo antes del término de su mandato, explique las razones en una carta que remitirá a todos los miembros del Consejo. Y que, sin perjuicio de que dicho cese se comunique como hecho relevante, del motivo del cese se dé cuenta en el Informe Anual de Gobierno Corporativo**.

    Ver epígrafe: B.1.5

Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [X]

35. **Que la política de retribuciones aprobada por el Consejo se pronuncie como mínimo sobre las siguientes cuestiones:**

    a) **Importe de los componentes fijos, con desglose, en su caso, de las dietas por participación en el Consejo y sus Comisiones y una estimación de la retribución fija anual a la que den origen;**

    b) **Conceptos retributivos de carácter variable, incluyendo, en particular:**

        i) **Clases de consejeros a los que se apliquen, así como explicación de la importancia relativa de los conceptos retributivos variables respecto a los fijos.**

        ii) **Criterios de evaluación de resultados en los que se base cualquier derecho a una remuneración en acciones, opciones sobre acciones o cualquier componente variable;**

        iii) **Parámetros fundamentales y fundamento de cualquier sistema de primas anuales (bonus) o de otros beneficios no satisfechos en efectivo; y**

        iv) **Una estimación del importe absoluto de las retribuciones variables a las que dará origen el plan retributivo propuesto, en función del grado de cumplimiento de las hipótesis u objetivos que tome como referencia.**

c) **Principales características de los sistemas de previsión (por ejemplo, pensiones complementarias, seguros de vida y figuras análogas), con una estimación de su importe o coste anual equivalente.**

d) **Condiciones que deberán respetar los contratos de quienes ejerzan funciones de alta dirección como consejeros ejecutivos, entre las que se incluirán:**

i) **Duración;**

ii) **Plazos de preaviso; y**

iii) **Cualesquiera otras cláusulas relativas a primas de contratación, así como indemnizaciones o blindajes por resolución anticipada o terminación de la relación contractual entre la sociedad y el consejero ejecutivo.**

Ver epígrafe: B.1.15

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

36. **Que se circunscriban a los consejeros ejecutivos las remuneraciones mediante entrega de acciones de la sociedad o de sociedades del grupo, opciones sobre acciones o instrumentos referenciados al valor de la acción, retribuciones variables ligadas al rendimiento de la sociedad o sistemas de previsión.**

Esta recomendación no alcanzará a la entrega de acciones, cuando se condicione a que los consejeros las mantengan hasta su cese como consejero.

Ver epígrafes: A.3, B.1.3

Cumple [X] Explique [ ]

37. **Que la remuneración de los consejeros externos sea la necesaria para retribuir la dedicación, cualificación y responsabilidad que el cargo exija; pero no tan elevada como para comprometer su independencia.**

Cumple [X] Explique [ ]

38. **Que las remuneraciones relacionadas con los resultados de la sociedad tomen en cuenta las eventuales salvedades que consten en el informe del auditor externo y minoren dichos resultados.**

Cumple [X] Explique [ ] No aplicable [ ]

39. **Que en caso de retribuciones variables, las políticas retributivas incorporen las cautelas técnicas precisas para asegurar que tales retribuciones guardan relación con el desempeño profesional de sus beneficiarios y no derivan simplemente de la evolución general de los mercados o del sector de actividad de la compañía o de otras circunstancias similares.**

Cumple [X] Explique [ ] No aplicable [ ]

40. **Que el Consejo someta a votación de la Junta General de Accionistas, como punto separado del orden del día, y con carácter consultivo, un informe sobre la política de retribuciones de los consejeros. Y que dicho informe se ponga a disposición de los accionistas, ya sea de forma separada o de cualquier otra forma que la sociedad considere conveniente.**

Dicho informe se centrará especialmente en la política de retribuciones aprobada por el Consejo para el año ya en curso, así como, en su caso, la prevista para los años

futuros. Abordará todas las cuestiones a que se refiere la Recomendación 35, salvo aquellos extremos que puedan suponer la revelación de información comercial sensible. Hará hincapié en los cambios más significativos de tales políticas sobre la aplicada durante el ejercicio pasado al que se refiera la Junta General. Incluirá también un resumen global de cómo se aplicó la política de retribuciones en dicho ejercicio pasado.

Que el Consejo informe, asimismo, del papel desempeñado por la Comisión de Retribuciones en la elaboración de la política de retribuciones y, si hubiera utilizado asesoramiento externo, de la identidad de los consultores externos que lo hubieran prestado.

Ver epígrafe: B.1.16

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

41. Que la Memoria detalle las retribuciones individuales de los consejeros durante el ejercicio e incluya:

a) El desglose individualizado de la remuneración de cada consejero, que incluirá, en su caso:

i) Las dietas de asistencia u otras retribuciones fijas como consejero;

ii) La remuneración adicional como presidente o miembro de alguna comisión del Consejo;

iii) Cualquier remuneración en concepto de participación en beneficios o primas, y la razón por la que se otorgaron;

iv) Las aportaciones a favor del consejero a planes de pensiones de aportación definida; o el aumento de derechos consolidados del consejero, cuando se trate de aportaciones a planes de prestación definida;

v) Cualesquiera indemnizaciones pactadas o pagadas en caso de terminación de sus funciones;

vi) Las remuneraciones percibidas como consejero de otras empresas del grupo;

vii) Las retribuciones por el desempeño de funciones de alta dirección de los consejeros ejecutivos;

viii) Cualquier otro concepto retributivo distinto de los anteriores, cualquiera que sea su naturaleza o la entidad del grupo que lo satisfaga, especialmente cuando tenga la consideración de operación vinculada o su omisión distorsione la imagen fiel de las remuneraciones totales percibidas por el consejero.

b) El desglose individualizado de las eventuales entregas a consejeros de acciones, opciones sobre acciones o cualquier otro instrumento referenciado al valor de la acción, con detalle de:

i) Número de acciones u opciones concedidas en el año, y condiciones para su ejercicio;

ii) Número de opciones ejercidas durante el año, con indicación del número de acciones afectas y el precio de ejercicio;

iii) Número de opciones pendientes de ejercitar a final de año, con indicación de

su precio, fecha y demás requisitos de ejercicio;

iv) Cualquier modificación durante el año de las condiciones de ejercicio de opciones ya concedidas.

c) Información sobre la relación, en dicho ejercicio pasado, entre la retribución obtenida por los consejeros ejecutivos y los resultados u otras medidas de rendimiento de la sociedad.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

42. Que cuando exista Comisión Delegada o Ejecutiva (en adelante, "Comisión Delegada"), la estructura de participación de las diferentes categorías de consejeros sea similar a la del propio Consejo y su secretario sea el del Consejo.

Ver epígrafes: B.2.1 y B.2.6

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

43. Que el Consejo tenga siempre conocimiento de los asuntos tratados y de las decisiones adoptadas por la Comisión Delegada y que todos los miembros del Consejo reciban copia de las actas de las sesiones de la Comisión Delegada.

Cumple [X] Explique [ ] No aplicable [ ]

44. Que el Consejo de Administración constituya en su seno, además del Comité de Auditoría exigido por la Ley del Mercado de Valores, una Comisión, o dos Comisiones separadas, de Nombramientos y Retribuciones.

Que las reglas de composición y funcionamiento del Comité de Auditoría y de la Comisión o comisiones de Nombramientos y Retribuciones figuren en el Reglamento del Consejo, e incluyan las siguientes:

a) Que el Consejo designe los miembros de estas Comisiones, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los consejeros y los cometidos de cada Comisión; delibere sobre sus propuestas e informes; y ante él hayan de dar cuenta, en el primer pleno del Consejo posterior a sus reuniones, de su actividad y responder del trabajo realizado;

b) Que dichas Comisiones estén compuestas exclusivamente por consejeros externos, con un mínimo de tres. Lo anterior se entiende sin perjuicio de la asistencia de consejeros ejecutivos o altos directivos, cuando así lo acuerden de forma expresa los miembros de la Comisión.

c) Que sus Presidentes sean consejeros independientes.

d) Que puedan recabar asesoramiento externo, cuando lo consideren necesario para el desempeño de sus funciones.

e) Que de sus reuniones se levante acta, de la que se remitirá copia a todos los miembros del Consejo.

Ver epígrafes: B.2.1 y B.2.3

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

45. Que la supervisión del cumplimiento de los códigos internos de conducta y de las reglas de gobierno corporativo se atribuya a la Comisión de Auditoría, a la Comisión de Nombramientos, o, si existieran de forma separada, a las de Cumplimiento o

Gobierno Corporativo.

Cumple [X] Explique [ ]

46. **Que los miembros del Comité de Auditoría, y de forma especial su presidente, se designen teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos.**

Cumple [X] Explique [ ]

47. **Que las sociedades cotizadas dispongan de una función de auditoría interna que, bajo la supervisión del Comité de Auditoría, vele por el buen funcionamiento de los sistemas de información y control interno.**

Cumple [X] Explique [ ]

48. **Que el responsable de la función de auditoría interna presente al Comité de Auditoría su plan anual de trabajo; le informe directamente de las incidencias que se presenten en su desarrollo; y le someta al final de cada ejercicio un informe de actividades.**

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

49. **Que la política de control y gestión de riesgos identifique al menos:**

a) **Los distintos tipos de riesgo (operativos, tecnológicos, financieros, legales, reputacionales…) a los que se enfrenta la sociedad, incluyendo entre los financieros o económicos, los pasivos contingentes y otros riesgos fuera de balance;**

b) **La fijación del nivel de riesgo que la sociedad considere aceptable;**

c) **Las medidas previstas para mitigar el impacto de los riesgos identificados, en caso de que llegaran a materializarse;**

d) **Los sistemas de información y control interno que se utilizarán para controlar y gestionar los citados riesgos, incluidos los pasivos contingentes o riesgos fuera de balance.**

Ver epígrafe: D

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

50. **Que corresponda al Comité de Auditoría:**

1º En relación con los sistemas de información y control interno:

a) **Supervisar el proceso de elaboración y la integridad de la información financiera relativa a la sociedad y, en su caso, al grupo, revisando el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los criterios contables.**

b) **Revisar periódicamente los sistemas de control interno y gestión de riesgos, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.**

c) **Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; proponer la selección, nombramiento, reelección y cese del responsable del servicio de auditoría interna; proponer el presupuesto de ese servicio; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tiene en cuenta las conclusiones y recomendaciones de sus informes.**

d) Establecer y supervisar un mecanismo que permita a los empleados comunicar, de forma confidencial y, si se considera apropiado, anónima las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa.

2º En relación con el auditor externo:

a) Elevar al Consejo las propuestas de selección, nombramiento, reelección y sustitución del auditor externo, así como las condiciones de su contratación.

b) Recibir regularmente del auditor externo información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, y verificar que la alta dirección tiene en cuenta sus recomendaciones.

c) Asegurar la independencia del auditor externo y, a tal efecto:

i) Que la sociedad comunique como hecho relevante a la CNMV el cambio de auditor y lo acompañe de una declaración sobre la eventual existencia de desacuerdos con el auditor saliente y, si hubieran existido, de su contenido.

ii) Que se asegure de que la sociedad y el auditor respetan las normas vigentes sobre prestación de servicios distintos a los de auditoría, los límites a la concentración del negocio del auditor y, en general, las demás normas establecidas para asegurar la independencia de los auditores;

iii) Que en caso de renuncia del auditor externo examine las circunstancias que la hubieran motivado.

d) En el caso de grupos, favorecer que el auditor del grupo asuma la responsabilidad de las auditorías de las empresas que lo integren.

Ver epígrafes: B.1.35, B.2.2, B.2.3 y D.3

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

51. Que el Comité de Auditoría pueda convocar a cualquier empleado o directivo de la sociedad, e incluso disponer que comparezcan sin presencia de ningún otro directivo.

Cumple [X] Explique [ ]

52. Que el Comité de Auditoría informe al Consejo, con carácter previo a la adopción por éste de las correspondientes decisiones, sobre los siguientes asuntos señalados en la Recomendación 8:

a) La información financiera que, por su condición de cotizada, la sociedad deba hacer pública periódicamente. El Comité debiera asegurarse de que las cuentas intermedias se formulan con los mismos criterios contables que las anuales y, a tal fin, considerar la procedencia de una revisión limitada del auditor externo.

b) La creación o adquisición de participaciones en entidades de propósito especial o domiciliadas en países o territorios que tengan la consideración de paraísos fiscales, así como cualesquiera otras transacciones u operaciones de naturaleza análoga que, por su complejidad, pudieran menoscabar la transparencia del grupo.

c) Las operaciones vinculadas, salvo que esa función de informe previo haya sido atribuida a otra Comisión de las de supervisión y control.

Ver epígrafes: B.2.2 y B.2.3

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

53. Que el Consejo de Administración procure presentar las cuentas a la Junta General sin reservas ni salvedades en el informe de auditoría y que, en los supuestos excepcionales en que existan, tanto el Presidente del Comité de Auditoría como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y alcance de dichas reservas o salvedades.

Ver epígrafe: B.1.38

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

54. Que la mayoría de los miembros de la Comisión de Nombramientos -o de Nombramientos y Retribuciones, si fueran una sola- sean consejeros independientes.

Ver epígrafe: B.2.1

Cumple [X] Explique [ ] No aplicable [ ]

55. Que correspondan a la Comisión de Nombramientos, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

a) Evaluar las competencias, conocimientos y experiencia necesarios en el Consejo, definir, en consecuencia, las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, y evaluar el tiempo y dedicación precisos para que puedan desempeñar bien su cometido.

b) Examinar u organizar, de la forma que se entienda adecuada, la sucesión del Presidente y del primer ejecutivo y, en su caso, hacer propuestas al Consejo, para que dicha sucesión se produzca de forma ordenada y bien planificada.

c) Informar los nombramientos y ceses de altos directivos que el primer ejecutivo proponga al Consejo.

d) Informar al Consejo sobre las cuestiones de diversidad de género señaladas en la Recomendación 14 de este Código.

Ver epígrafe: B.2.3

Cumple [ ] Cumple parcialmente [X] Explique [ ] No aplicable [ ]

De acuerdo con lo referido anteriormente en la recomendación 8, se considera que la facultad de cesar a los altos directivos de la Sociedad debe estar reservada al primer ejecutivo, por tratarse de puestos de su confianza y responsabilidad.

56. Que la Comisión de Nombramientos consulte al Presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos.

Y que cualquier consejero pueda solicitar de la Comisión de Nombramientos que tome en consideración, por si los considerara idóneos, potenciales candidatos para cubrir vacantes de consejero.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

57. Que corresponda a la Comisión de Retribuciones, además de las funciones indicadas en las Recomendaciones precedentes, las siguientes:

a) Proponer al Consejo de Administración:

i) **La política de retribución de los consejeros y altos directivos;**

ii) **La retribución individual de los consejeros ejecutivos y las demás condiciones de sus contratos.**

iii) **Las condiciones básicas de los contratos de los altos directivos.**

b) **Velar por la observancia de la política retributiva establecida por la sociedad.**

Ver epígrafes: B.1.14, B.2.3

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

58. Que la Comisión de Retribuciones consulte al Presidente y al primer ejecutivo de la sociedad, especialmente cuando se trate de materias relativas a los consejeros ejecutivos y altos directivos.

Cumple [X] Explique [ ] No aplicable [ ]

G OTRAS INFORMACIONES DE INTERÉS

Si considera que existe algún principio o aspecto relevante relativo a las prácticas de gobierno corporativo aplicado por su sociedad, que no ha sido abordado por el presente Informe, a continuación, mencione y explique su contenido.

Dentro de este apartado podrá incluirse cualquier otra información, aclaración o matiz, relacionados con los anteriores apartados del informe.

En concreto, indique si la sociedad está sometida a legislación diferente a la española en materia de gobierno corporativo y, en su caso, incluya aquella información que esté obligada a suministrar y sea distinta de la exigida en el presente informe.

1. Nota sobre el apartado A.1.

Con fecha 11 de enero de 2013, la Comisión Delegada del Consejo de Administración, en ejercicio de la delegación de facultades conferida al Consejo de Administración de Repsol, por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2012 bajo el punto undécimo del orden del día y conforme a la sustitución de dichas facultades efectuada por el Consejo de Administración a favor de esta Comisión Delegada en la indicada fecha, ha acordado proceder a completar y declarar cerrada la ejecución del aumento de capital social liberado de Repsol de forma que el capital social actual de la Compañía es de 1.282.448.428 euros, representado por 1.282.448.428 acciones y 1.282.448.428 derechos de voto.

2. Nota sobre el apartado A.2.

Al estar representadas las acciones de Repsol por anotaciones en cuenta, no se conoce con exactitud la participación de los accionistas en el capital social. Por ello, los datos ofrecidos en este apartado recogen la información disponible para la Sociedad a 31 de diciembre de 2012 proveniente de la última información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U.

(Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Sociedad y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

Se hace notar que, Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A., de PMI Holdings B.V. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (*equity swaps*) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de un porcentaje de hasta el 9,3 % del capital social de la Compañía a fecha 31 de diciembre de 2012.

Por otro lado, se hace constar que tras el cierre del aumento de capital de la Sociedad acordado el 11 de enero de 2013, la titularidad de acciones y derechos de voto de los accionistas con participaciones significativas ha quedado de la siguiente manera:

Nombre o denominación social del accionista	**Número de derechos de voto directos**	**Número de derechos de voto indirectos (*)**	**% sobre el total de derechos de voto**
Sacyr Vallehermoso, S.A.	0	122.208.433	9,53
CaixaBank, S.A.	156.509.448		12,20
Petróleos Mexicanos	0	120.167.553	9,37

(*) A través

Nombre o denominación social del titular indirecto de la participación	**A través de: Nombre o denominación social del titular directo de la participación**	**Número de derechos de voto directos**	**% sobre el total de derechos de voto**
Sacyr Vallehermoso, S.A.	Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.	122.208.433	9,53
Petróleos Mexicanos	Entidades financieras	62.934.554	4,91
Petróleos Mexicanos	PMI Holdings BV	57.232.998	4,46
Petróleos Mexicanos	Pemex Internacional España, S.A.	1	0,000

3. Nota sobre el apartado A.8

El porcentaje de autocartera a 31 de diciembre de 2012, del 5,05%, ha sido calculado considerando las acciones que fueron emitidas en la ampliación de capital liberada que, en el marco del programa de retribución al accionista "Repsol Dividendo Flexible", fue inscrita en el Registro Mercantil de Madrid el 15 de enero de 2013, y que a efectos contables fue registrada en los estados financieros del Grupo con fecha 31 de diciembre de 2012. Como consecuencia de dicha ampliación de capital, y a efectos del mencionado cálculo, el Grupo recibió la parte proporcional de acciones nuevas que le correspondían por las acciones mantenidas en autocartera antes de la referida ampliación de capital.

El importe de 49.938 miles de euros corresponde al efecto patrimonial generado por transacciones con acciones emitidas por la Sociedad.

4. Nota sobre el apartado A.10

En relación con las restricciones legales a la adquisición o transmisión de participaciones en el capital social, la Disposición Adicional 11ª de la Ley 34/1998, del sector de

hidrocarburos, en su redacción dada por el Real Decreto-Ley 4/2006, de 24 de febrero, establece que deberán someterse a autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía determinadas tomas de participación cuando se trate de sociedades que desarrollen actividades reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial.

A este respecto, la Sentencia del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas (TJCE) de 28 de julio de 2008 ha señalado que España ha incumplido con las obligaciones que le incumben en virtud de los artículos 43 y 56 CE, al imponer el mencionado requerimiento de autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía.

5. Nota sobre el apartado B.1.7

D. Antonio Brufau y D. Luis Suárez de Lezo han ocupado respectivamente los cargos de Presidente y Consejero de YPF, S.A. hasta el día 16 de abril de 2012, fecha en la que el Gobierno argentino anunció el inicio de la tramitación parlamentaria de un proyecto de ley para la expropiación del 51% de las acciones de dicha compañía, todas ellas pertenecientes a Repsol y aprobó un Decreto de Necesidad y Urgencia, efectivo desde esa misma fecha, disponiendo la intervención de YPF nombrando como Interventor de la misma a un Ministro del gobierno argentino, con todas las facultades de su Consejo de Administración.

6. Nota sobre el apartado B.1.11.

Siguiendo la práctica anterior de Repsol, S.A., y para completar la información suministrada en el apartado B.1.11., se detallan en el presente Informe Anual de Gobierno Corporativo las cantidades percibidas por los miembros del Consejo de Administración durante el ejercicio 2012, de forma individualizada y por conceptos retributivos o de otros beneficios y prestaciones.

a) Por su pertenencia al Consejo de Administración

De acuerdo con el sistema establecido y aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe de las retribuciones devengadas anualmente por la pertenencia a cada uno de los órganos de gobierno corporativo del Grupo asciende, en los ejercicios 2011 y 2012, a los siguientes importes:

	Euros	
Órgano de Gobierno	2011	2012
Consejo de Administración	176.594	176.594
Comisión Delegada (CD)	176.594	176.594
Comisión de Auditoría y Control (CAC)	88.297	88.297
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social (CEIRSC)	44.149	44.149
Comisión de Nombramientos y Retribución (CNR)	44.149	44.149

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2012 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 4,812 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

Consejero	Consejo	Comisiones del Consejo				TOTAL
		CD	CAC	CNR	CEIRSC	
BRUFAU NIUBÓ, Antonio	176.594	176.594	-	-	-	353.188
SUÁREZ DE LEZO MANTILLA, Luis	176.594	176.594	-	-	-	353.188
PEMEX INTER. ESPAÑA S.A.	176.594	176.594	-	-	44.149	397.337
REICHSTUL, Henri Philippe	176.594	176.594	-	-	-	353.188
BEATO BLANCO, Paulina	176.594	-	88.297	-	-	264.891
ECHENIQUE LANDIRIBAR, Javier	176.594	176.594	88.297	-	-	441.486
CARULLA FONT, Artur	176.594	176.594	-	44.149	-	397.337
ABELLÓ GALLO, Juan	176.594	176.594	-	-	44.149	397.337
LOUREDA MANTIÑÁN, José Manuel	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
CROISSIER BATISTA, Luis Carlos	176.594	-	-	-	44.149	220.743
FAINÉ CASAS, Isidro	176.594	176.594	-	-	-	353.188
NIN GÉNOVA, Juan María	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
DURÁNDEZ ADEVA, Ángel	176.594	-	88.297	-	-	264.891
GABARRO MIQUEL, Mª Isabel	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
FERNANDEZ PELAZ, Mario	176.594	-	-	44.149	-	220.743
TOTAL	**2.648.913**	**1.412.754**	**264.891**	**220.743**	**264.891**	**4.812.192**

Por otra parte, hay que indicar que:

- Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no tienen concedidos créditos ni anticipos por parte de ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada.

- Ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con ninguno de los miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en los casos del Presidente Ejecutivo y del Secretario General, para los que, como Consejeros Ejecutivos, rigen los compromisos previstos en sus respectivos contratos mercantiles de prestación de servicios, que contemplan sistemas de aportación definida.

b) *Por el desempeño de puestos y funciones directivas*

La remuneración monetaria fija percibida en el año 2012 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 3,351 millones de euros, correspondiendo 2,368 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,983 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

Adicionalmente, la remuneración en especie (viviendas y otros), la variable anual y la variable plurianual, ésta última determinada en función del grado de consecución de los objetivos del Programa de Incentivos a Medio Plazo para el personal directivo, correspondiente al periodo 2009-2012 devengadas por D. Antonio Brufau, han ascendido a un total de 1,885 millones de euros. La retribución de D. Luis Suárez de Lezo, en concepto de retribución en especie, variable anual y variable plurianual, como partícipe del programa referido anteriormente, ha ascendido a 1,305 millones de euros.

Las referidas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado e) siguiente.

c) Por su pertenencia a consejos de administración de filiales

El importe de las retribuciones percibidas en el ejercicio 2012 por los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, multigrupo o asociadas, asciende a 0,445 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Euros		
	YPF	Gas Natural	Total
Antonio Brufau	19.899	265.650	285.549
Luis Suárez de Lezo	19.899	139.150	159.049

d) Por primas de seguro de responsabilidad civil

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y personal directivo del Grupo Repsol.

e) Por pólizas de seguro de vida y jubilación y aportaciones a planes de pensiones y premio de permanencia.

El coste de las pólizas de seguro por jubilación, invalidez y fallecimiento y de las aportaciones a planes de pensiones y al premio de permanencia, incluyendo, en su caso, los correspondientes ingresos a cuenta, en el que ha incurrido la Compañía por los miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas en el Grupo ha ascendido en 2012 a 3,037 millones de euros. Corresponden 2,739 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,298 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

A petición de D. Antonio Brufau, Repsol dejará de realizar aportaciones a su plan de pensiones a partir del próximo 12 de marzo de 2013.

f) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2012, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol.

g) Operaciones con los Administradores

Con independencia de la remuneración percibida, de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares y, en el caso de los consejeros externos dominicales, de las operaciones con accionistas significativos de la sociedad, los Administradores de Repsol no han realizado con la Sociedad o con las sociedades del Grupo Repsol ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, la Compañía tiene implementados los ciclos 2011-2014 y 2012-2015 del Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual, que fueron aprobados respectivamente por la Junta General de Accionistas celebradas el 15 de abril de 2011 y el 31 de mayo de 2012 y su objetivo es permitir a sus beneficiarios, (entre los que se encuentran los Consejeros Ejecutivos así como los restantes miembros del Comité de Dirección de Repsol) invertir en acciones de Repsol hasta un 50% del importe bruto de la liquidación del incentivo a percibir

anualmente, de forma que si el beneficiario mantiene las acciones durante un periodo de tres años y se cumplen el resto de condiciones del Plan, la Compañía les entregará al término del indicado periodo una acción adicional por cada tres acciones de las adquiridas inicialmente.

Tanto el Presidente Ejecutivo como el Secretario General se han adherido a los ciclos 2011–2014 y 2012–2015 del Plan, comprando el número de acciones que se indica a continuación, según lo comunicado a la Comisión Nacional del Mercado de Valores:

	Ciclo 2011-2014	Ciclo 2012-2015
Presidente Ejecutivo	31.981	24.461
Secretario General	6.373	12.230

h) Relación con los resultados de la Compañía

Las retribuciones devengadas por los Consejeros Ejecutivos, por los conceptos detallados en los apartados a), b) y c) de esta nota, ascienden a la cantidad de 7,7 millones de euros, lo cual representa un 0,37% del resultado del periodo.

7. Nota sobre el apartado B.1.12.

A efectos del presente Informe Anual de Gobierno Corporativo, Repsol considera "altos directivos" a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol, al resto de Directivos con dependencia directa del Presidente Ejecutivo y al Director Corporativo de Auditoría y Control.

Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

La información sobre los miembros de la alta dirección incluida en el apartado B.1.12 no incluye al personal directivo con la condición de consejero ejecutivo.

Asimismo, se hace constar que el 28 de mayo de 2012 la Sociedad acordó modificar su estructura organizativa de primer nivel, de forma que D. Nemesio Fernández Cuesta pasó de Director General de Upstream a Director General de Negocios, D. Pedro Fernández Frial de Director General de Downstream a Director General de Estrategia y Control y D. Miguel Martínez San Martín de Director General Económico Financiero y de Empresas Participadas a Director General Económico Financiero y de Desarrollo Corporativo. Dña. Mª Victoria Zingoni, Directora Corporativa de Relación con Inversores, pasó a depender jerárquicamente de forma directa del Director General Económico Financiero y de Desarrollo Corporativo y D. Pedro Antonio Merino García, Director de Estudios y Análisis del Entorno del Director General de Estrategia y Control en lugar de depender del Presidente Ejecutivo. D. Antonio Gomis Sáez, Director General de YPF pasó a depender jerárquicamente del Secretario General y del Consejo de Administración. Por último D. Josu Jon Imaz San Miguel y D. Luis Cabra Dueñas fueron nombrados respectivamente Director General del Área Industrial y Nuevas Energías y Director General de Exploración y Producción así como miembros del Comité de Dirección del

Grupo Repsol.

La cantidad de 11,685 millones de euros correspondiente a la remuneración total de la alta dirección incluye las percepciones del personal directivo señalado en el apartado B.1.12., durante el periodo en el que han tenido consideración de Alta Dirección a los efectos de esta Nota.

Esta cantidad no incluye los costes por las aportaciones realizadas a plan de pensiones, seguro de vida, plan de previsión y premio de permanencia, que han ascendido a 2,178 millones de euros.

8. Nota sobre el apartado B.1.13.

El Informe sobre la Política de Retribuciones de los Consejeros de Repsol correspondiente al ejercicio 2011, que fue aprobado por al Junta General de Accionistas de la Compañía celebrada el 31 de mayo de 2012 incluye en su apartado 5.5 información sobre las cláusulas de garantía establecidas en los contratos de los Consejeros Ejecutivos.

9. Nota sobre el apartado B.1.39

Deloitte, S.L. viene siendo el auditor de las cuentas anuales individuales y consolidadas de Repsol de forma ininterrumpida desde el ejercicio 2002.

Antes de este ejercicio, el auditor de cuentas del Grupo Repsol era la firma Arthur Andersen. Como consecuencia de la desaparición de esta firma en 2002, se produjo la integración de la sociedad a través de la que operaba en España en la red internacional de Deloitte. Al igual que en España, las distintas sociedades a través de las que Arthur Andersen operaba en cada país decidieron su adhesión a otras redes internacionales existentes, que no en todos los casos fue Deloitte. Con anterioridad a la integración de Arthur Andersen en Deloitte España, Deloitte ya operaba en este país, pero fue a partir de dicha integración cuando Deloitte se convirtió en el auditor del Grupo Repsol.

10. Nota sobre el apartado C.2

Respecto de los compromisos adquiridos mencionados con Sacyr Vallehermoso, S.A. y con Petróleos Mexicanos se corresponde con el volumen de compromisos de compras vigentes al 31 de diciembre de 2011 neto del volumen de compromisos de venta.

El dato de los arrendamientos se refiere a aquellos en los que el Grupo actúa como arrendatario neto de aquellos en los que actúa como arrendador.

Adicionalmente a las operaciones con partes vinculadas mencionadas anteriormente, el Grupo posee al 31 de diciembre de 2012 otras operaciones por 1.639 millones de euros con el grupo "la Caixa", dentro de las cuales se incluyen inversiones y depósitos a corto plazo por 667 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 158 y el tipo de interés por 115 millones de euros.

11. Código de Buenas Prácticas Tributarias

Repsol se encuentra adherida al Código de Buenas Prácticas Tributarias, promovido por el Foro de Grandes Empresas y la Agencia Tributaria Española, y cumple las disposiciones contenidas en el mismo.

Definición vinculante de consejero independiente:

Indique si alguno de los consejeros independientes tiene o ha tenido alguna relación con la sociedad, sus accionistas significativos o sus directivos, que de haber sido suficientemente significativa o importante, habría determinado que el consejero no pudiera ser considerado como independiente de conformidad con la definición recogida en el apartado 5 del Código Unificado de buen gobierno:

Sí [ ] No [X]

Nombre del consejero	Tipo de relación	Explicación

Este informe anual de gobierno corporativo ha sido aprobado por el Consejo de Administración de la sociedad, en su sesión de fecha 27 de febrero de 2013.

Indique si ha habido Consejeros que hayan votado en contra o se hayan abstenido en relación con la aprobación del presente Informe.

Sí [ ] No [X]

Nombre o denominación social del consejero que no ha votado a favor de la aprobación del presente informe	Motivos (en contra, abstención, no asistencia)	Explique los motivos

ANEXO AL INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO DE REPSOL, S.A. CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2012

El presente Anexo recoge la información adicional al Informe Anual de Gobierno Corporativo requerida en el artículo 61 bis de la Ley 24/1988 de 28 de julio, del Mercado de Valores, de acuerdo con la redacción introducida por la Ley 2/2011 de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

Dado que tales contenidos no están incluidos en el modelo vigente de Informe Anual de Gobierno Corporativo aprobado por la Circular 4/2007, de 27 de diciembre, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, se incluye en el presente Anexo la información adicional requerida por el artículo 61 bis de la mencionada Ley del Mercado de Valores.

1. VALORES QUE NO SE NEGOCIAN EN UN MERCADO REGULADO COMUNITARIO, CON INDICACIÓN, EN SU CASO, DE LAS DISTINTAS CLASES DE ACCIONES Y, PARA CADA CLASE DE ACCIONES, LOS DERECHOS Y OBLIGACIONES QUE CONFIERA

Todas las acciones de Repsol, S.A. (la "**Sociedad**", la "**Compañía**" o "**Repsol**") poseen los mismos derechos políticos y económicos, no existiendo derechos de voto distintos para ningún accionista.

Las acciones de Repsol están representadas por medio de anotaciones en cuenta y cotizan en el mercado continuo de las Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires). A 31 de diciembre de 2012, las acciones de Repsol en forma de *American Depositary Shares* (ADSs) cotizan en el Mercado OTCQX.

Adicionalmente, las acciones de Refinería La Pampilla, S.A. cotizan en la Bolsa de Valores de Lima.

Igualmente, las acciones y los ADSs de YPF, S.A. cotizan respectivamente en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y en la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE). El pasado 16 de abril de 2012 el Gobierno argentino anunció el inicio de la tramitación parlamentaria de un proyecto de ley para la expropiación del 51% de las acciones de dicha compañía, todas ellas pertenecientes a Repsol y aprobó un Decreto de Necesidad y Urgencia, efectivo desde esa misma fecha, disponiendo la intervención de YPF, dejando ésta por tanto de pertenecer al Grupo Repsol a partir de dicha fecha.

2. RESTRICCIONES A LA TRANSMISIBILIDAD DE VALORES Y AL DERECHO DE VOTO

Esta información se encuentra recogida en el Apartado A.10 y en la Nota al apartado A.10 incluida en el punto G (*Otras Informaciones de Interés*) del Informe Anual de Gobierno Corporativo.

3. NORMAS APLICABLES A LA MODIFICACIÓN DE LOS ESTATUTOS DE LA SOCIEDAD

Los Estatutos Sociales de Repsol no establecen condiciones distintas a las contenidas en la Ley de Sociedades de Capital para la modificación de estatutos sociales excepto por lo previsto en el artículo 22 que establece que para la modificación de los artículos 22bis ("Operaciones vinculadas"), 44bis ("Prohibición de competencia") y de la propia regla especial de modificación de Estatutos contenida en el artículo 22, se requerirá tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del setenta y cinco por ciento (75%) del capital con derecho a voto concurrente a la Junta General.

Por otro lado, el artículo 22 de los Estatutos Sociales establece que, para que la Junta General ordinaria o extraordinaria, pueda acordar válidamente cualquier modificación de los Estatutos Sociales, será necesaria, en primera convocatoria, la concurrencia de accionistas presentes o representados que posean, al menos, el cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto. En segunda convocatoria será suficiente la concurrencia del veinticinco por ciento (25%) de dicho capital.

Cuando concurran accionistas que representen menos del cincuenta por ciento (50%) del capital suscrito con derecho a voto, los acuerdos relativos a la modificación de estatutos sólo podrán adoptarse válidamente con el voto favorable de los dos tercios del capital presente o representado en la Junta.

4. ACUERDOS SIGNIFICATIVOS QUE HAYA CELEBRADO LA SOCIEDAD Y QUE ENTREN EN VIGOR, SEA MODIFICADO O CONCLUYAN EN CASO DE CAMBIO DE CONTROL DE LA SOCIEDAD A RAÍZ DE UNA OFERTA PÚBLICA DE ADQUISICIÓN Y SUS EFECTOS

La Sociedad participa en la exploración y explotación de hidrocarburos mediante consorcios o *joint ventures* con otras compañías petroleras, tanto públicas como privadas. En los contratos que regulan las relaciones entre los miembros del consorcio es habitual el otorgamiento al resto de socios de un derecho de tanteo sobre la participación del socio sobre el que se produzca un cambio de control cuando el valor de dicha participación sea significativo en relación con el conjunto de activos de la transacción o cuando se den otras condiciones recogidas en los contratos.

Asimismo, la normativa reguladora de la industria del petróleo y del gas en diversos países en los que opera la compañía somete a la autorización previa de la Administración competente la transmisión, total o parcial, de permisos de investigación y concesiones de explotación así como, en ocasiones, el cambio de control de la o las entidades concesionarias y especialmente de la que ostente la condición de operadora del dominio minero.

Adicionalmente, los acuerdos suscritos entre Repsol y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona relativos a Gas Natural SDG, S.A., difundidos como hechos relevantes a través de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, así como el Acuerdo de Actuación Industrial entre Repsol y Gas Natural SDG, S.A. previsto en aquéllos y comunicado como hecho relevante el 29 de abril de 2005 y el Acuerdo de Socios entre Repsol y Gas Natural SDG relativo a Repsol-Gas Natural LNG, S.L. contemplan como causa de terminación el cambio en la estructura de control de cualquiera de las partes.

5. ACUERDOS ENTRE LA SOCIEDAD Y SUS CARGOS DE ADMINISTRACIÓN Y DIRECCIÓN O EMPLEADOS QUE DISPONGAN INDEMNIZACIONES CUANDO ÉSTOS DIMITAN O SEAN DESPEDIDOS DE FORMA IMPROCEDENTE O SI LA RELACIÓN LABORAL LLEGA A SU FIN CON MOTIVO DE UNA OFERTA PÚBLICA DE ADQUISICIÓN

Los efectos legales y convencionales que pueden derivarse de la extinción de la relación laboral o de servicios que liga al personal de la Sociedad no son uniformes, sino que varían en función del personal de que se trate, del cargo o puesto de trabajo que se desempeñe, el tipo de contrato, de la normativa que rija su relación laboral o de servicios y de otros factores.

No obstante lo anterior, la Sociedad tiene establecido un estatuto jurídico único para el personal directivo, que se concreta en el Contrato Directivo, en el que se regula el régimen indemnizatorio aplicable a los supuestos de extinción de la relación laboral y en él se contemplan como causas indemnizatorias las previstas en la legislación vigente. En el caso de los miembros del Comité de Dirección se incluye entre las mismas el desistimiento del Directivo como consecuencia de la sucesión de empresa o cambio importante en la titularidad de la misma, que tenga por efecto una renovación de sus órganos rectores o en el contenido y planteamiento de su actividad principal. El importe de las indemnizaciones de los actuales miembros del Comité de Dirección se calcula en función de la edad, la antigüedad y el salario del Directivo.

Por lo que respecta a los Consejeros Ejecutivos, se prevé una compensación económica diferida, en el caso de extinción de su relación con la Sociedad, siempre que dicha extinción no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de sus obligaciones ni por voluntad propia sin causa que la fundamente, entre las previstas en el propio contrato. El detalle de las indemnizaciones consta en el Informe sobre Política de Retribuciones que se pondrá a disposición de los accionistas con ocasión de la Junta General de 2013.

6. DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA INTERNO DE CONTROL Y DE GESTIÓN DE RIESGOS EN RELACIÓN CON EL PROCESO DE EMISIÓN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA (SCIIF) DEL GRUPO REPSOL

6.1. Introducción

De acuerdo a los marcos de referencia en materia de control interno, las compañías deben disponer de modelos que les permitan implantar, gestionar y evaluar sus sistemas de control para garantizar la efectividad de los mismos.

En este sentido, el Grupo Repsol (en adelante el "**Grupo**") dispone de un modelo de control interno sobre la información financiera basado en el marco metodológico de referencia comúnmente aceptado de COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*), cuyo objetivo es contribuir a que se registren fielmente, de acuerdo con el marco contable correspondiente, las transacciones realizadas, y proporcionar una seguridad razonable en relación a la prevención o detección de errores que pudieran tener un impacto significativo en las cuentas anuales consolidadas. Este modelo de control interno sobre la información financiera se encuentra articulado en un proceso integrado a través de cinco componentes:

1. El **entorno de control de la entidad** es el factor que sirve de base para el resto de componentes; es la conciencia de control que existe en una organización. El objetivo perseguido mediante este componente es establecer y promover una actitud colectiva para la consecución de un control interno efectivo sobre los procesos de la organización.

2. La **evaluación de riesgos** apunta a la necesidad de evaluar todos los riesgos propios de la actividad de la compañía y consiste en la identificación y el análisis de factores que podrían afectar a la consecución de sus objetivos estratégicos y, en base a dicho análisis, diseñar actividades de control para mitigarlos y determinar la forma en la que los riesgos deben ser gestionados.

3. Las **actividades de control** hacen referencia a las políticas y procedimientos, están diseñadas para mitigar los riesgos identificados y deben existir en todas las funciones y niveles de la compañía y estar enfocadas a la prevención y detección de errores y de situaciones de fraude.

4. La **información y comunicación**, se enfoca en la necesidad de identificar, recoger y comunicar la información relevante de un modo y en un plazo tal que permitan a cada una de las partes de la organización asumir sus responsabilidades. La Dirección debe transmitir un mensaje claro a todo el personal sobre la importancia de las responsabilidades de cada uno en materia de control.

5. La **supervisión del funcionamiento del sistema**, por cuanto resulta necesario evaluar su adecuado diseño, la calidad de su rendimiento, su adaptación, implantación y eficacia. El objetivo perseguido mediante la observación de este componente es concluir sobre la efectividad, detectando y corrigiendo las deficiencias identificadas en el sistema de control interno.

Como parte de este modelo de control interno, el Grupo tiene implementado un Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera ("**SCIIF**"), alineado con las mejores prácticas en materia de control interno sobre la información financiera, que responde y da cumplimiento a los requerimientos establecidos por la Ley 24/1988, de 28 de julio del Mercado de Valores, modificada por la Ley 2/2011, de 4 de marzo de Economía Sostenible y demás normativa.

Adicionalmente, el SCIIF del Grupo permitió dar respuesta, durante el periodo en el que Repsol estuvo registrada en la *U.S. Securities and Exchange Commission* ("**SEC**"), a los requerimientos establecidos en la normativa de los Estados Unidos. En concreto a lo establecido en la Ley *Sarbanes-Oxley* de acuerdo con las pautas desarrolladas por la propia SEC y el *Public Company Accounting Oversight Board* ("**PCAOB**"), que entre otras cuestiones, requiere la opinión del Auditor Externo sobre la efectividad del SCIIF. Durante dicho período la opinión del auditor externo fue favorable.

6.2. Entorno de control de la entidad

El ambiente de control marca las pautas de comportamiento del Grupo y tiene una influencia directa en el nivel de concienciación del personal respecto al control. Constituye la base de todos los demás elementos de control interno, aportando disciplina y estructura.

El ambiente de control incluye los siguientes elementos, tangibles e intangibles:

- Integridad y valores éticos.
- Estructura organizativa y gobernabilidad.
- Filosofía y estilo de operación de la dirección.
- Asignación de autoridad y responsabilidades.
- Políticas y prácticas de Recursos Humanos.
- Compromiso hacia la competencia en las unidades organizativas.

Los Órganos de Gobierno y la Dirección del Grupo influyen muy notablemente en el ambiente de control mediante el establecimiento de normas, de un código de ética y de unos patrones de conducta, a través de sus acciones y comportamiento, así como comunicando de forma efectiva las políticas y procedimientos escritos.

El SCIIF está totalmente integrado en la organización mediante el establecimiento de un esquema de roles y responsabilidades para los distintos órganos y funciones, que se

encuentran debidamente aprobados y difundidos dentro del Grupo y entre los que destacamos los siguientes:

***6.2.1. Consejo de Administración*:**

Conforme a lo previsto en los Estatutos Sociales, el Consejo de Administración de Repsol, S.A. es el órgano encargado del gobierno, la dirección y la administración de los negocios e intereses de la Sociedad en todo cuanto no esté reservado a la Junta General de Accionistas. Concentra su actividad en la función general de supervisión y en la consideración de aquellos asuntos de especial trascendencia para la Sociedad.

El Reglamento del Consejo de Administración recoge las facultades cuyo ejercicio se reserva el Consejo tales como la presentación a la Junta General Ordinaria de las Cuentas Anuales e Informe de Gestión, tanto individuales como consolidados. El Consejo debe formular estos documentos en términos claros y precisos, procurando que no haya lugar a reservas ni salvedades del Auditor Externo. Asimismo, deberá velar porque muestren la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de la Sociedad y del Grupo, conforme a lo establecido en la ley. También se reserva la aprobación de la política de control y gestión de riesgos y de los informes financieros anuales y semestrales que por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer públicos periódicamente.

El Reglamento atribuye además al Consejo la aprobación de los códigos éticos y de conducta de la Sociedad, la elaboración de su propia organización y funcionamiento y el de la Alta Dirección así como funciones específicas relativas a la actividad de la Sociedad en los mercados de valores.

El Consejo de Administración mantiene una relación directa con los miembros de la Alta Dirección de la Sociedad y con los Auditores de esta última, respetando siempre la independencia de los mismos.

Conforme a lo previsto en el artículo 31 de los Estatutos Sociales, el Consejo de Administración de Repsol está integrado, a 31 de diciembre de 2012, por quince miembros, de los cuales dos tienen la condición de Consejeros Ejecutivos, cinco de Consejeros Externos Dominicales y los restantes ocho son Consejeros Externos Independientes.

El Consejo de Administración ha constituido en su seno las Comisiones que se indican a continuación, con poderes de decisión, en el caso de la Comisión Delegada, o con funciones de supervisión, información, asesoramiento y propuesta, en el resto de Comisiones:

a) La ***Comisión de Auditoría y Control*** de Repsol, constituida el 27 de febrero de 1995, tiene como función principal, conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración, servir de apoyo a este órgano en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de la eficacia de sus controles ejecutivos y de la independencia

del Auditor Externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables.

De acuerdo con el citado Reglamento, entre las funciones que le corresponden a la Comisión de Auditoría y Control relacionadas con el proceso de elaboración de la información económico-financiera, se encuentran las siguientes:

- Supervisar el proceso de elaboración y presentación, de la información financiera regulada relativa a la Sociedad y al Grupo, así como su integridad, el cumplimiento de los requisitos normativos, la adecuada delimitación del perímetro de consolidación y la correcta aplicación de los principios contables.

- Velar por la independencia y eficacia de la función de auditoría interna; analizar y aprobar, en su caso, la planificación anual de Auditoría Interna y conocer el grado de cumplimiento por parte de las unidades auditadas de las medidas correctoras recomendadas por la Auditoría Interna en actuaciones anteriores. La Comisión de Auditoría y Control dará cuenta al Consejo de aquellas situaciones que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo.

- Analizar, con carácter previo a su presentación al Consejo, y con las exigencias necesarias para constatar su corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad, los Estados Financieros tanto de la Sociedad como de su Grupo consolidado contenidos en los informes anuales, semestrales y trimestrales, así como el resto de información financiera que por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente, disponiendo de toda la información necesaria con el nivel de agregación que juzgue conveniente, para lo que contará con el apoyo necesario de la Alta Dirección del Grupo, en especial de su Dirección General Económico Financiera y Desarrollo Corporativo , así como con la opinión o recomendaciones del Auditor de Cuentas.

- Cuidar de que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas por el Presidente Ejecutivo y por el Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo en los términos que requiera la normativa interna o externa aplicable en cada momento.

- Revisar todos los cambios relevantes referentes a los principios contables utilizados y a la presentación de los estados financieros, y asegurarse que se da la adecuada publicidad de ellos, haciendo constar expresamente que la Comisión ha efectuado la citada revisión.

- Examinar los proyectos de Códigos Éticos y de Conducta y sus reformas, preparados por el área correspondiente del Grupo y emitir su opinión con carácter previo a las propuestas que vayan a formularse a los órganos sociales.

- Velar de modo especial por el cumplimiento de la normativa aplicable a la conducta en los mercados de valores y supervisar las actuaciones del Comité Interno de Transparencia de la Sociedad.

- Supervisar la suficiencia, adecuación y eficaz funcionamiento de los sistemas y procedimientos de registro y control interno en la medición, valoración, clasificación y contabilización de las reservas de hidrocarburos del Grupo, de forma que su inclusión en la información financiera periódica sea acorde en todo momento con los estándares del sector y con la normativa aplicable.

Conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control es la responsable de recibir de manera confidencial y anónima posibles comunicaciones que expresen su preocupación sobre posibles prácticas cuestionables en materia de contabilidad o auditoría. La Comisión de Auditoría y Control tiene establecidos los procedimientos, mecanismos y controles adecuados para la recepción, tratamiento y seguimiento de las comunicaciones recibidas por medio del canal de comunicación a la Comisión de Auditoría y Control a través del cual se puede informar a dicha Comisión sobre cuestiones relacionadas con contabilidad, control interno y auditoría que afecten al Grupo. El canal está disponible, para empleados y terceros, mediante las correspondientes aplicaciones informáticas en la página web corporativa y en el portal interno.

De acuerdo con lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración de la Sociedad, la Comisión de Auditoría y Control se encuentra formada en su totalidad por Consejeros Externos Independientes, con conocimientos y experiencia en materia de contabilidad y auditoría. Su Presidente cuenta además con una gran experiencia en gestión empresarial, de riesgos y financiera y tiene amplios conocimientos sobre los procedimientos contables.

El Consejo designa los miembros de esta Comisión para el ejercicio del cargo durante el plazo de cuatro años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo mencionado, cuando lo hagan en su condición de Consejero o, en su caso, en su condición de Consejero Externo Independiente o cuando así lo acuerde el Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. El cargo de Presidente se ejerce por un período máximo de cuatro años, al término del cual no podrá ser reelegido hasta pasado un año desde su cese, sin perjuicio de su continuidad o reelección como miembro de la Comisión.

b) La ***Comisión Delegada*** de Repsol tiene delegadas, conforme a lo previsto en los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo de Administración, con carácter permanente, todas las facultades del Consejo de Administración excepto las indelegables de acuerdo con la Ley, los Estatutos Sociales y el mencionado Reglamento.

La Comisión Delegada se encuentra formada por el Presidente del Consejo de Administración y siete Consejeros más, pertenecientes a los tres grupos de Consejeros (Ejecutivos, Dominicales e Independientes), manteniendo una proporción semejante a la existente en el Consejo de Administración.

c) La ***Comisión de Nombramientos y Retribuciones*** de Repsol, cuya constitución se produjo el 27 de febrero de 1995, tiene atribuidas, conforme lo previsto en los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo de Administración, funciones relacionadas con los nombramientos y retribuciones tanto de los Consejeros como de los Altos Directivos de la Compañía.

Igualmente, le corresponde informar al Consejo de Administración en los supuestos relativos a las obligaciones de no competencia, uso de información y activos sociales, oportunidades de negocios y operaciones vinculadas así como sobre el cumplimiento por los Consejeros de los principios de Gobierno Corporativo o de las obligaciones contenidas en los Estatutos o en el Reglamento del Consejo.

Finalmente, se encarga también de revisar el Informe Anual de Gobierno Corporativo previamente a su aprobación por el Consejo de Administración a efectos de verificar el carácter atribuido a cada Consejero (Ejecutivo, Dominical, Independiente o Externo).

La Comisión de Nombramientos y Retribuciones se encuentra formada en su totalidad por Consejeros Externos, de los cuales tres tienen la condición de Independientes y los otros dos de Dominicales. Todos ellos cuentan con conocimientos, aptitudes y experiencia acordes con los cometidos de la Comisión.

d) La ***Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa*** de Repsol se constituyó el 25 de septiembre de 2002. Conforme a lo previsto en el Reglamento del Consejo de Administración, le corresponden, entre otras, las funciones que se indican a continuación:

- Informar al Consejo y/o a su Comisión Delegada sobre las principales magnitudes, hitos y revisiones del Plan Estratégico del Grupo así como aquellas decisiones estratégicas de relevancia para el Grupo.

- Informar sobre las inversiones y desinversiones en activos que por razón de su cuantía o carácter estratégico, considere el Presidente Ejecutivo que deban ser objeto de una revisión previa de la Comisión.

- Conocer y orientar la política, objetivos y directrices del Grupo en materia de Responsabilidad Social Corporativa e informar al Consejo de Administración sobre las mismas, así como, revisar e informar previamente a su presentación al Consejo de Administración, el Informe de Responsabilidad Corporativa del Grupo.

La Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa se encuentra formada en su totalidad por Consejeros Externos, de los cuales dos tienen la condición de Independientes y los otros cuatro de Dominicales. Todos ellos cuentan con conocimientos, aptitudes y experiencia acordes con los cometidos de la Comisión.

6.2.2. Comité Interno de Transparencia:

El Comité Interno de Transparencia de Repsol se creó el 29 de enero de 2003 y conforme a lo previsto en su Reglamento, tiene por objeto impulsar y reforzar las políticas que sean precisas para que la información que se comunica a los accionistas, a los mercados y a los entes reguladores, sea veraz y completa, represente adecuadamente su situación financiera así como el resultado de sus operaciones y sea comunicada cumpliendo los plazos y demás requisitos establecidos en las normas aplicables y principios generales de funcionamiento de los mercados y de buen gobierno que la Sociedad tiene asumidos, configurándose como un órgano de apoyo al Presidente Ejecutivo y al Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo.

De acuerdo con el Reglamento del Comité Interno de Transparencia, éste tiene, entre otras, las siguientes funciones:

- Supervisar el establecimiento y mantenimiento de los procedimientos relativos a la elaboración de la información que la Sociedad debe comunicar públicamente conforme a las normas que le son de aplicación o que, en general, comunique a los mercados, así como de los controles y procedimientos dirigidos a asegurar que (1) dicha información es registrada, procesada, resumida y comunicada fiel y puntualmente, así como que (2) dicha información es recopilada y comunicada a la Alta Dirección, incluyendo al Presidente Ejecutivo y al Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo , de forma que permita decidir anticipadamente sobre la información comunicada públicamente, proponiendo cuantas mejoras considere oportunas.

- Revisar y valorar la corrección, fiabilidad, suficiencia y claridad de la información contenida en los documentos que deban presentarse públicamente, y en especial, de las comunicaciones que deban hacerse ante los entes reguladores y agentes de los mercados de valores en los que cotizan sus acciones.

El Comité Interno de Transparencia está formado por el Director Corporativo Económico Fiscal que actúa como Presidente, el Director Corporativo de Servicios Jurídicos que actúa como Secretario, el Director de Comunicación, el Director de Estrategia, el Director Corporativo de Auditoría y Control, el Director Económico Administrativo, el Director Corporativo de Relación con Inversores, el Director de Asuntos de Gobierno Corporativo, el Director de Control de Reservas, el Director de Planificación y Control de Gestión, un representante de la Dirección General de Personas y Organización y un representante de la Dirección General de Negocios.

6.2.3. La Dirección Corporativa de Auditoría y Control:

Depende de la Dirección General de Estrategia y Control y es la encargada de evaluar la razonabilidad del diseño y del funcionamiento de los sistemas de control interno y gestión de riesgos en el Grupo, contribuyendo a su mejora y abarcando todos los procesos que garanticen que:

- Los riesgos que pueden afectar a la organización se encuentran identificados, medidos, priorizados y controlados adecuadamente, con especial relevancia los riesgos relativos a la información financiera.

- Las operaciones se realizan con criterios de eficacia y eficiencia.

- Las operaciones se realizan de acuerdo con las leyes y regulaciones aplicables y con las políticas, normas o procedimientos internos vigentes establecidos en el Grupo, evaluando la suficiencia de los mismos y asegurando su cumplimiento.

- Los activos están adecuadamente protegidos y se controlan razonablemente.

- La información financiera, de gestión y operativa más significativa se elabora de forma adecuada.

Asimismo, supervisa la evaluación del diseño y del funcionamiento del SCIIF del Grupo informando a la Comisión de Auditoría y Control de los resultados de la misma.

6.2.4. Unidades de Negocio y Áreas Corporativas identificadas como "dueños de los controles":

Dentro del Grupo, las distintas Unidades de Negocio y Áreas Corporativas identificadas como "dueños de los controles" son las responsables de asegurar la vigencia, ejecución y funcionamiento de los controles, así como el adecuado diseño de los procesos asociados a los mismos. Entre tales Unidades se detallan a continuación las que tienen un papel especialmente relevante en el desarrollo, mantenimiento y funcionamiento del SCIIF:

a) La Unidad que elabora los estados financieros y el reporte económico financiero correspondiente y define el inventario de controles y procesos del SCIIF requeridos para garantizar la fiabilidad de la información financiera, en coordinación con la Dirección Corporativa de Auditoría y Control, como resultado de su proceso de definición y evaluación del SCIIF del Grupo.

b) La Unidad que asegura el cumplimiento de las obligaciones fiscales, del asesoramiento de carácter tributario, del seguimiento, de la evaluación e implantación de los cambios normativos, de la identificación, control, seguimiento y evaluación de los riesgos

fiscales, de la gestión de conflictos y controversias de naturaleza fiscal y de la elaboración de la información fiscal para los estados financieros. Asimismo, de conformidad con el Código de Buenas Prácticas Tributarias, informa anualmente a la Comisión de Auditoría y Control sobre las políticas fiscales aplicadas por la Compañía.

c) La Unidad que efectúa el seguimiento, análisis, revisión e interpretación de la normativa contable contenida en los diferentes marcos regulatorios que son de aplicación al Grupo.

d) La Unidad que asegura la continuidad y el desarrollo de los planes de negocio, garantizando la utilización eficiente de los recursos financieros, la optimización de los resultados financieros y un adecuado seguimiento y control de los riesgos financieros, de mercado y de crédito.

e) La Unidad que define el Plan Anual de Formación, establece las directrices y criterios que rigen el desarrollo del marco normativo y establece las pautas para la definición de la estructura organizativa y dimensionamiento del Grupo.

f) La Unidad que asegura que las estimaciones de reservas probadas de hidrocarburos del Grupo se ajustan a la normativa emitida por los diversos mercados de valores en donde cotiza la Compañía, realiza las auditorías internas de reservas, coordina las certificaciones de los auditores externos de reservas y evalúa los controles de calidad relativos a la información de reservas, realizando las oportunas sugerencias, dentro de un proceso de mejora continua y aplicación de las mejores prácticas.

g) Las Unidades que proporcionan la adecuada asistencia jurídica al Grupo en cuestiones relacionadas con el gobierno corporativo y con las áreas de negocio o corporativas. Dicha asistencia se lleva a cabo mediante: (i) el asesoramiento en Derecho con el fin de facilitar la necesaria base legal a las actuaciones y decisiones de las distintas áreas corporativas y de negocio; (ii) la seguridad jurídica preventiva con el fin de asegurar el cumplimiento normativo de forma que el Grupo actúe en todo momento con pleno respeto a los ordenamientos jurídicos y a la normativa interna aplicable; (iii) la defensa contenciosa; y (iv) la gestión jurídica y societaria.

6.2.5. Otras cuestiones sobre el entorno de control de la entidad:

Con el fin de definir las líneas de responsabilidad y autoridad con relación a la configuración de la estructura organizativa, se ha desarrollado un marco normativo interno que se encuentra formalmente aprobado y difundido a todo el Grupo a través de la red de comunicación interna y en el que se establecen los principios y criterios organizativos que velan por el adecuado dimensionamiento y distribución de tareas.

En esta línea, se ha desarrollado un cuerpo normativo específico en el que se identifican las unidades que intervienen en el proceso de elaboración de los estados financieros, así como las funciones y responsabilidades asignadas a las mismas.

Además de la normativa interna referida en los apartados anteriores como los Estatutos Sociales, el Reglamento del Consejo de Administración o el Reglamento del Comité Interno de Transparencia, el Grupo dispone también de una "***Norma de Ética y Conducta de los Empleados de Repsol***", aprobada por el Consejo de Administración, previo informe favorable de la Comisión de Auditoría y Control, y que es de aplicación a todos los empleados del Grupo. En dicha norma se desarrollan los valores éticos del Grupo (integridad, responsabilidad, transparencia, flexibilidad e innovación), las pautas mínimas de conducta que deben orientar a todos los empleados en su forma de actuar durante el desarrollo de su actividad profesional y el régimen aplicable en caso de vulneración de la misma. La citada norma contempla, entre otros aspectos, los principios básicos de actuación en materia de transparencia, fiabilidad de la información y control de registros así como el tratamiento de la información reservada y confidencial.

Como norma general, las nuevas incorporaciones al Grupo reciben un ejemplar de la Norma de Ética y Conducta y firman un acuse de recibo de la misma. Asimismo, se realizan periódicamente, entre los empleados, acciones de comunicación e información del marco ético aplicable.

Existe un canal de comunicación en relación con la Norma de Ética y Conducta de los Empleados de Repsol, que proporciona un medio eficaz para realizar consultas o comunicar posibles violaciones de las conductas recogidas en la citada norma. Está accesible tanto a los empleados del Grupo como a terceros, a través de las redes internas y/o externas de comunicación, en concreto a través de las correspondientes aplicaciones informáticas en la página web corporativa y en el portal interno.

La Comisión de Ética, formalmente constituida el 4 de diciembre de 2006, vela por la vigilancia y cumplimiento de la mencionada norma por parte de todos los empleados del Grupo y es la encargada de resolver las comunicaciones que se reciben a través del canal. La Secretaría de esta Comisión es la responsable de tramitar, de manera confidencial, las comunicaciones que se reciben a través del canal.

De conformidad con lo previsto en el Reglamento de la Comisión de Ética de Repsol, ésta se encuentra compuesta por el Secretario General y del Consejo de Administración, el Director General de Personas y Organización, el Director Corporativo de Auditoría y Control, el Director Corporativo de Servicios Jurídicos de Repsol y el Director Corporativo de Relaciones Laborales, Gestión Jurídico Laboral y Seguridad en el Trabajo.

El Grupo cuenta asimismo con una "***Política Anticorrupción***" que recoge el compromiso y los principios que deben guiar la actuación de Repsol y de todos sus empleados con

respecto a la lucha contra la corrupción. Esta Política se encuentra desarrollada en la "***Norma de Ética y Conducta de los Empleados de Repsol".***

Adicionalmente, el Grupo cuenta con un "***Reglamento Interno de Conducta en el ámbito del Mercado de Valores***", aprobado por el Consejo de Administración, e informado favorablemente de forma previa por la Comisión de Auditoría y Control, que da respuesta a los requerimientos de la legislación española y que desarrolla aspectos tales como las normas de conducta en relación con la realización de operaciones sobre valores e instrumentos financieros emitidos por el Grupo que se negocien en mercados de valores, el tratamiento de la información privilegiada, la comunicación de la información relevante, las transacciones sobre acciones propias, la prohibición de manipulación de las cotizaciones y el tratamiento y gestión de los conflictos de intereses. La Compañía dispone de mecanismos formalmente establecidos que promueven en la organización la difusión y el cumplimiento de sus preceptos.

Con relación a los programas de formación y actualización periódica para el personal existe un ***Plan de Formación***, formalmente aprobado, para apoyar e impulsar, a través de la formación y el aprendizaje, la consecución de los retos y objetivos del Grupo, mediante la gestión integral y homogénea de las necesidades de formación, la coordinación de su puesta en marcha y la evaluación de su impacto y resultados.

En esta línea, se ha desarrollado una normativa interna en la que se establecen las competencias y responsabilidades en materia de formación.

Aquellas unidades involucradas en la preparación y revisión de la información financiera así como en la evaluación del SCIIF, disponen de un Plan de Formación específico destinado a cubrir las necesidades formativas de los mismos para el correcto desempeño de sus funciones.

6.3. Evaluación de riesgos de la información financiera

El Grupo dispone de un mapa de riesgos estructurado en cinco grandes tipologías: estratégicos, operacionales, financieros, de entorno y regulatorios o de cumplimiento (el "**Mapa**"). Para cada riesgo, se dispone del detalle de las unidades participantes en su gestión, control y supervisión, los parámetros y controles existentes y la normativa aplicable.

El Mapa se actualiza anualmente por cada uno de los responsables de los distintos riesgos identificados, en un proceso que es coordinado por la Dirección Corporativa de Auditoría y Control.

Dentro de los riesgos de cumplimiento, el Grupo ha identificado una tipología denominada riesgos contables y de reporte.

Para cubrir los principales riesgos con impacto significativo en la fiabilidad de la información financiera, se ha identificado un ***inventario de riesgos de reporte financiero*** basado en las siguientes categorías:

- Riesgos de entorno general.
- Riesgos de seguimiento de cambios regulatorios.
- Riesgos de transacciones de negocio.
- Riesgos de estimaciones y cálculos subjetivos.
- Riesgos de elaboración de estados financieros consolidados.
- Riesgos de reporte de la información económico financiera.

Este documento es objeto de revisión anual y en el mismo se identifican, miden, evalúan y categorizan los riesgos de reporte financiero del Grupo.

La aprobación definitiva de las actualizaciones del inventario de riesgos de reporte financiero corresponde al Comité de Dirección y a la Comisión de Auditoría y Control.

Este inventario cubre los principales riesgos asociados al proceso de elaboración de los Estados Financieros (individuales y consolidados), además de otros de distinta tipología (operativos, financieros, de cumplimiento fiscal, laboral, regulatorio, etc.) en la medida en la que impactan en la información financiera.

Por otra parte, el riesgo de fraude de reporte financiero se ha considerado como un elemento relevante en el diseño, implantación y evaluación del SCIIF. En este sentido, se ha desarrollado un ***modelo de prevención de riesgos de fraude de reporte financiero*** recogido en el manual "Gestión de riesgos de fraude de reporte financiero" basado en el marco establecido por la AICPA (*American Institute of Certified Public Accountants*) en su documento "*Consideration of Fraud in a Financial Statement Audit*", *Section 316* (*Standard Auditing Statement 99*) y por el *Public Company Accounting Oversight Board* (PCAOB) en su documento "*An Audit of Internal Control over Financial Reporting that it is Integrated with an Audit of Financial Statements*" (*Auditing Standard número 5*). En este modelo de prevención de riesgos de fraude de reporte financiero están identificados todos aquellos controles orientados a cubrir el riesgo de fraude de reporte financiero.

En esta línea, también se cuenta con un ***modelo de segregación de funciones*** con el objeto de prevenir y reducir el riesgo de existencia de fraude en el proceso de reporte financiero. Este modelo ha supuesto la implantación en los sistemas de información alcanzados por el SCIIF de unas matrices de incompatibilidades definidas para cada uno de los procesos relevantes, que permiten monitorizar de forma continua y rutinaria los conflictos existentes y detectar los supuestos en los que las funciones no se ejecutan de acuerdo a los perfiles previamente definidos.

6.4. Actividades de control

Los procesos de revisión y autorización de la información financiera realizados por el Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control y el Comité Interno de Transparencia se han descrito en el punto anterior denominado "Entorno de control de la entidad".

En el ***Manual de Control Interno sobre la Información Financiera***, revisado anualmente y difundido a todo el Grupo, se describen la metodología y las principales características del SCIIF implantado.

El Grupo ha desarrollado unas aplicaciones corporativas a través de las cuales se da cobertura a los procesos de monitorización, evaluación de funcionamiento y certificación del SCIIF, que permiten mantener y actualizar el modelo de manera ágil y eficiente.

En líneas generales, el SCIIF se despliega en las siguientes fases:

El ***alcance del modelo se define*** a partir de la identificación de los riesgos de reporte financiero y su asociación a epígrafes, sociedades y procesos relevantes de los Estados Financieros consolidados, teniendo en cuenta tanto criterios de índole cualitativa como de índole cuantitativa.

El alcance del SCIIF del Grupo no incluye controles sobre los procesos relevantes de aquellas sociedades que se integran en sus cuentas anuales consolidadas bajo el método de consolidación proporcional, dado que el Grupo no tiene la facultad exclusiva de implantar su propio sistema, de modificar los controles existentes en dichas sociedades, y de evaluar la efectividad de los mismos. Sí se incluyen, no obstante, controles orientados a velar por la homogeneidad, validez y fiabilidad de la información económico financiera facilitada por estas sociedades para su incorporación a los estados financieros consolidados.

La aportación de las sociedades de control conjunto del Grupo Repsol a las principales magnitudes consolidadas a 31 de diciembre de 2012, son las siguientes:

	(Millones de euros)	
	Sociedades integración proporcional	Total Grupo
Activos corrientes	8.241	20.161
Activos no corrientes	14.402	44.760
Pasivos corrientes	(3.767)	(13.310)
Pasivos no corrientes	(8.504)	(24.139)
Ingresos de explotación	10.125	59.593
Gastos de explotación	(8.432)	(55.307)
Resultado por operaciones cotinuadas atribuido a la sociedad dominante	878	1.890

Las sociedades controladas conjuntamente más significativas en las que el Grupo participa a 31 de diciembre de 2012 se relacionan en la nota 26 de las Cuentas Anuales consolidadas.

El modelo del SCIIF está estructurado en ciclos y éstos se definen como el conjunto de flujos de transacciones para los que se sistematiza y documenta su operativa. Se identifican ciclos transaccionales de negocio (activos fijos, existencias, adquisiciones e ingresos) para las sociedades relevantes y ciclos transversales (nóminas y personal, gestión financiera, cobros y pagos, entorno informático, cobertura de riesgos y seguros, gestión medioambiental, gestión regulatoria y legal, gestión tributaria, reporte financiero, gestión de riesgo de crédito, estimación de reservas de hidrocarburos y *Entity and Company level*) que operan de forma idéntica para todas las sociedades alcanzadas.

Cada ciclo se compone de ***procesos*** a los que se les asigna un grado de criticidad y un conjunto de ***objetivos de control*** con el propósito de mitigar los riesgos asociados a los ***errores potenciales*** (validez, valoración, corte, integridad, registro, presentación) del proceso de elaboración de la información financiera. A partir de esta asignación se identifican los controles que cubrirán los riesgos del proceso.

En el SCIIF se distingue la siguiente tipología de controles:

- Controles implementados a nivel de ciclo, proceso y sociedad, establecidos por el Grupo para garantizar la consecución de los objetivos de control de cada proceso.

- Controles implementados a nivel global para todo el Grupo, entre los que se encuentran los controles generales o globales que apuntan a los aspectos abordados en el punto "Entorno de control de la entidad" de este documento, los controles

generales del ordenador, los controles sobre procesos cross a nivel del Grupo y los controles antifraude.

Considerando que los flujos de transacciones del Grupo se realizan fundamentalmente a través de los sistemas de información, se han identificado y establecido ***controles generales del ordenador*** que garantizan, razonablemente, la confiabilidad, integridad, disponibilidad y confidencialidad de la información contenida en las aplicaciones consideradas relevantes para el reporte financiero.

Los controles generales del ordenador impactan directamente en la consecución de diversos objetivos de control y se consideran en la evaluación del SCIIF, agrupados en las siguientes áreas:

- Desarrollo de sistemas de información.
- Modificaciones a sistemas de información.
- Operaciones.
- Control de acceso a programas y datos.

Los controles sobre aplicaciones presentan las siguientes características.

- Contribuyen a asegurar la precisión, exactitud, autoridad y validez de las transacciones ejecutadas en las aplicaciones.

- Aplican a las interfaces con otros sistemas con el objetivo de comprobar que las entradas de información (inputs) son completas y precisas y las salidas (outputs) correctas.

- Con carácter general, están integrados en la propia lógica de los programas con el objetivo de prevenir y/o detectar transacciones no autorizadas.

El alcance de los controles generales del ordenador está delimitado en primer lugar, por las aplicaciones alcanzadas en los ciclos transaccionales de negocio y ciclos transversales y, en segundo lugar, por aquellos elementos de infraestructura que dan servicio a estas aplicaciones, como pueden ser plataformas tecnológicas, servidores, bases de datos o centros de proceso de datos.

El Grupo cuenta con normativa interna relativa a sistemas de información, a través de la cual se establecen las pautas y principios generales de actuación para los diferentes procesos de esta área cubiertos a través de los controles generales de ordenador.

En relación a las actividades subcontratadas a terceros, se han identificado controles dentro de los procesos de reporte financiero que permiten otorgar una razonable cobertura a los riesgos de reporte financiero y a los objetivos de control asociados a las mismas. En lo que concierne a la Unidad de Control de Reservas, ésta contrata auditorías, con firmas externas,

sobre las estimaciones de las reservas elaboradas por las unidades operativas dependientes del Grupo. Los aspectos significativos identificados en estas auditorías sirven de base para la determinación de las reservas, según el Manual de Reservas del Grupo, siendo presentados al Comité de Dirección y a la Comisión de Auditoría y Control.

El proceso de elaboración de la información económico financiera requiere realizar suposiciones y estimaciones que pueden afectar al importe de los activos y pasivos registrados, a la presentación de activos y pasivos contingentes, así como a los gastos e ingresos reconocidos. Estas estimaciones pueden verse afectadas, entre otras causas, por cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocios y financieras.

En este sentido, el Grupo dispone de una metodología orientada a identificar áreas responsables y a establecer criterios homogéneos en materia de estimaciones y valoraciones para los procesos considerados relevantes para la elaboración de información económico financiera, en concreto las relativas a las reservas de crudo y de gas natural, las provisiones por litigios y otras contingencias, el cómputo del impuesto de beneficios y activos por impuestos diferidos, el test de recuperación del valor de los activos y los instrumentos financieros derivados. Los resultados de estas estimaciones son reportados a los órganos de Dirección y Administración del Grupo.

Todos los controles del modelo son evaluados en su funcionamiento, en base a su valoración en términos de impacto en los Estados Financieros y de probabilidad de fallo en la ejecución de los mismos. Los resultados de la evaluación de los controles constituyen una evidencia sobre la que soportar el informe sobre la efectividad del SCIIF que la Dirección del Grupo emite al cierre del ejercicio.

En este sentido, se ha establecido un procedimiento interno en el que se establece la metodología de cálculo a seguir para la evaluación y la clasificación de las deficiencias detectadas a lo largo del proceso de evaluación del SCIIF. Esta metodología contempla factores cuantitativos y cualitativos y ha sido desarrollada a partir del marco de referencia de evaluación de deficiencias de control interno de reporte financiero desplegado conjuntamente por las principales firmas de auditoría, empresas cotizadas y otras instituciones.

Al cierre del ejercicio, la Sociedad requiere a los dueños de los controles que integran el SCIIF, la emisión de un certificado relativo a la vigencia y efectividad de los procesos y controles bajo su ámbito de responsabilidad. Se trata de una ***certificación anual*** a través de un proceso ascendente a lo largo de la estructura organizativa que concluye con la certificación del Presidente Ejecutivo y del Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo.

La documentación del SCIIF está constituida básicamente por los siguientes elementos: los flujogramas de los procesos alcanzados por el SCIIF, las matrices de controles identificados

en los mismos, los resultados de las pruebas de diseño y de funcionamiento de los controles y las certificaciones de la vigencia y efectividad de éstos por sus respectivos dueños.

6.5. Información y comunicación

En relación con la identificación y determinación del perímetro de consolidación para la elaboración de los estados financieros consolidados, el Grupo tiene establecido un proceso e identificados los correspondientes controles que le permiten identificar las sociedades que integran el perímetro de consolidación y establecer los criterios contables para su adecuada clasificación, registro y presentación, velando por la integridad, fiabilidad y validez de la información económico financiera.

En este sentido hay que señalar que el Grupo dispone de sistemas de información integrados, tanto para el registro contable de las transacciones como para la elaboración de los estados financieros individuales y consolidados. Asimismo, cuenta con procesos de codificación y parametrización centralizados que, junto con el Manual de Criterios Contables, permiten asegurar la homogeneidad de la información. Por último, existen también herramientas destinadas al tratamiento de la información en lo relativo a la obtención y elaboración de los desgloses de información contenidos en las notas de la memoria. Los sistemas vinculados al proceso de elaboración y reporte de la información económico financiera se ajustan a los estándares de seguridad establecidos por los controles generales del ordenador.

Además cuenta con una Unidad responsable de efectuar el seguimiento, análisis y revisión de la normativa contable contenida en los diferentes marcos regulatorios que aplican en la elaboración de los Estados Financieros consolidados, analizando y resolviendo las consultas sobre la interpretación y adecuada aplicación de la misma. Las novedades en materia de normativa y técnica contable, así como los resultados de los distintos análisis realizados, son comunicados formalmente a las unidades organizativas implicadas en la elaboración de la información económico financiera.

El ***Manual de Criterios Contables*** establece las normas, políticas y criterios contables adoptadas por el Grupo. Dicho Manual se revisa y actualiza con periodicidad semestral y siempre que se produce un cambio relevante en el marco normativo. El Manual se encuentra difundido en toda la organización a través de su red interna de comunicación.

6.6. Supervisión del funcionamiento del sistema

Los procesos de revisión de la información financiera realizadas por el Consejo de Administración, la Comisión de Auditoría y Control y el Comité Interno de Transparencia se han descrito en el punto anterior denominado "Entorno de control de la entidad".

Adicionalmente a los mecanismos de supervisión mencionados, la ***Comisión de Auditoría y Control*** analiza y aprueba en su caso, la ***planificación anual de Auditoría interna,*** así como otros planes adicionales ocasionales o específicos que tuvieran que llevarse a cabo como consecuencia de cambios regulatorios o necesidades de la organización del negocio del Grupo.

La planificación anual de Auditoría interna está orientada a evaluar y supervisar el correcto funcionamiento y adecuación de los sistemas de control establecidos, y para asegurar que permiten la identificación, gestión y /o mitigación de los riesgos, de naturaleza operativa, patrimonial y reputacional del Grupo. Como se ha indicado anteriormente, la Comisión de Auditoría y Control debe conocer el grado de cumplimiento de las medidas correctoras recomendadas por la Dirección Corporativa de Auditoría y Control derivadas de actuaciones previas, y se apoya en esta Dirección para conocer las irregularidades, anomalías e incumplimientos, siempre que fueran relevantes, de las unidades auditadas, dando cuenta al Consejo de Administración de los casos que puedan suponer un riesgo relevante para el Grupo.

Dentro de la planificación anual de Auditoría interna, y en base a un plan de pruebas definido, la Dirección Corporativa de Auditoría y Control despliega anualmente su ***estrategia de evaluación del diseño y efectividad del SCIIF.***

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control es responsable de comunicar a los dueños de los controles el resultado de las pruebas efectuadas sobre el diseño y el funcionamiento de la efectividad del SCIIF así como de cualquier debilidad detectada en el proceso de actualización y evaluación del sistema.

Finalizado el cierre del ejercicio, la Dirección Corporativa de Auditoría y Control informa al Comité Interno de Transparencia y a la Comisión de Auditoría y Control sobre los resultados de la evaluación del SCIIF. Asimismo, la Comisión de Auditoría y Control es informada de las deficiencias detectadas por la Dirección Corporativa de Auditoría y Control en el curso de la evaluación de la efectividad del SCIIF.

Tal y como se ha indicado en el apartado relativo al "Entorno de control de la entidad", la Comisión de Auditoría y Control tiene entre sus cometidos establecer las oportunas relaciones con el Auditor Externo para recibir regularmente información sobre el plan de auditoría y los resultados de su ejecución, así como sobre cualesquiera otras cuestiones relacionadas con el proceso de auditoría de cuentas y su normativa correspondiente. Asimismo verifica que el equipo Directivo tiene en cuenta las recomendaciones del Auditor Externo.

Adicionalmente, la Comisión de Auditoría y Control requiere periódicamente al Auditor Externo, como mínimo una vez al año, una valoración de la calidad de los procedimientos y sistemas de control interno y discute con él las debilidades significativas que se hubiesen

detectado en el desarrollo de la auditoría y le solicita una opinión sobre la efectividad del SCIIF.

La Dirección del Grupo ha realizado su evaluación sobre la efectividad del SCIIF correspondiente al ejercicio 2012, no habiéndose detectado deficiencias significativas, concluyendo que el mismo es efectivo basándose en los criterios establecidos por COSO.

6.7 Informe del Auditor Externo

El Grupo ha sometido a revisión, por parte del Auditor Externo, la efectividad del SCIIF, en relación con la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol al 31 de diciembre de 2012. Se adjunta como Anexo el Informe emitido por el Auditor Externo referente a su evaluación sobre la citada efectividad del SCIIF.

* * *

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla, Secretario del Consejo de Administración de Repsol, S.A.

Certifico: Que los 459 folios que preceden, reproducen fielmente las Cuentas Anuales Consolidadas de Repsol, S.A. y sus sociedades filiales correspondientes al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2012, incorporando datos sobre el ejercicio anterior, y el Informe de Gestión Consolidado, en los términos aprobados por el Consejo de Administración el día 27 de febrero

de 2013, para su presentación a la Junta General, y se firman seguidamente en el presente folio por los miembros del Consejo de Administración en la fecha de aprobación por el mismo. Los miembros del Consejo de Administración de Repsol, S.A. declaran que, hasta donde alcanza su conocimiento, las Cuentas Anuales Consolidadas, correspondientes al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2012, formuladas en su reunión de 27 de febrero de 2013 y elaboradas con arreglo a los principios de contabilidad aplicables, ofrecen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de Repsol, S.A. y de las empresas comprendidas en la consolidación tomados en su conjunto, y que el Informe de Gestión Consolidado incluye un análisis fiel de la evolución y los resultados empresariales y de la posición de Repsol, S.A. y de las empresas comprendidas en la consolidación tomadas en su conjunto, junto con la descripción de los principales riesgos e incertidumbres a que se enfrentan.

D. Antonio Brufau Niubó *Presidente*	D. Juan Abelló Gallo *Vicepresidente*
D. Isidro Fainé Casas *Vicepresidente*	Dña. Paulina Beato Blanco *Consejera*
D. Artur Carulla Font *Consejero*	D. Luis Carlos Croissier Batista *Consejero*
D. Ángel Durández Adeva *Consejero*	D. Javier Echenique Landiríbar *Consejero*
D. Mario Fernández Pelaz *Consejero*	D. María Isabel Gabarró Miquel *Consejera*
D. José Manuel Loureda Mantiñan *Consejero*	D. Juan María Nin Génova *Consejero*
Pemex Internacional España, S.A. *Consejero*	D. Henri Philippe Reichstul *Consejero*
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla *Consejero y Secretario*	

Diligencia que extiende el Secretario del Consejo de Administración para hacer constar que no estampan su firma en este documento D. Henri Philippe Reichstul, quien asistió a la reunión del Consejo de Administración de 27 de febrero de 2013 mediante videoconferencia, ni D. Mario Fernández Pelaz, quien no pudo asistir a dicha reunión. No obstante, figurará en el acta correspondiente el voto favorable tanto del Sr. Fernández (por delegación) como del Sr. Reichstul a la aprobación de las Cuentas Anuales Consolidadas e Informe de Gestión Consolidado de Repsol, S.A. y sus sociedades filiales y del Informe Financiero Anual correspondiente al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2012.

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla
Consejero y Secretario

Repsol, S.A.

Informe de Auditor Referido al
Sistema de Control Interno sobre
la Información Financiera.

Deloitte.

Deloitte, S.L.
Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1
Torre Picasso
28020 Madrid
España

Tel.: +34 915 14 50 00
Fax: +34 915 14 51 80
www.deloitte.es

INFORME DE AUDITOR REFERIDO AL SISTEMA DE CONTROL INTERNO SOBRE LA INFORMACION FINANCIERA (SCIIF)

Al Consejo de Administración de Repsol, S.A.:

Hemos examinado la información relativa al Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) de Repsol, S.A. y sociedades dependientes (el Grupo Repsol) contenida en la "Descripción de las Principales Características del Sistema Interno de Control y de Gestión de Riesgos en Relación con el Proceso de Emisión de la Información Financiera (SCIIF) del Grupo Repsol" adjunta. Dicho examen incluye la evaluación de la efectividad del SCIIF en relación con la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas del Grupo Repsol al 31 de diciembre de 2012, elaboradas conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo Repsol. El objetivo de dicho sistema es contribuir a que se registren fielmente, de acuerdo con el citado marco contable, las transacciones realizadas, y a proporcionar una seguridad razonable en relación a la prevención o detección de errores que pudieran tener un impacto material en las cuentas anuales consolidadas. Dicho sistema está basado en los criterios y políticas definidos por la Dirección del Grupo Repsol de acuerdo con las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control-Integrated Framework.

Un sistema de control interno sobre la información financiera es un proceso diseñado para proporcionar una seguridad razonable sobre la fiabilidad de la información financiera, de acuerdo con los principios contables y normas que le son de aplicación. Un sistema de control interno sobre la información financiera incluye aquellas políticas y procedimientos que: (i) permiten el mantenimiento de una forma precisa, y a un razonable nivel de detalle, de los registros que reflejan las transacciones realizadas, (ii) garantizan que estas transacciones se realizan únicamente de acuerdo con las autorizaciones establecidas, (iii) proporcionan una seguridad razonable de que las transacciones se registran de una forma apropiada para permitir la preparación de la información financiera, de acuerdo con los principios y normas contables que le son de aplicación y (iv) proporcionan una seguridad razonable en relación con la prevención o detección a tiempo de adquisiciones, usos o ventas no autorizados de activos de la compañía que pudiesen tener un efecto material en la información financiera. Dadas las limitaciones inherentes a todo sistema de control interno sobre la información financiera, pueden producirse errores, irregularidades o fraudes que pueden no ser detectados. Igualmente, la proyección a períodos futuros de la evaluación del control interno está sujeta a riesgos, tales como que dicho control interno resulte inadecuado a consecuencia de cambios futuros en las condiciones aplicables, o que en el futuro se pueda reducir el nivel de cumplimiento de las políticas o procedimientos establecidos.

La Dirección del Grupo Repsol es responsable del mantenimiento del sistema de control interno sobre la información financiera incluida en las cuentas anuales consolidadas y de la evaluación de su efectividad. Nuestra responsabilidad se limita a expresar una opinión sobre su efectividad, basándonos en el trabajo que hemos realizado de acuerdo con los requisitos establecidos en la Norma ISAE 3000 Assurance Engagement Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information emitida por el International Auditing and Assurance Standards Board´s (IAASB) de la International Federation of Accountants (IFAC) para la emisión de informes de seguridad razonable.

Deloitte, S.L. Inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, tomo 13.650, sección 8ª, folio 188, hoja M-54414, inscripción 96ª. C.I.F.: B-79104469.
Domicilio social: Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1, Torre Picasso, 28020, Madrid.

Un trabajo de seguridad razonable incluye la comprensión del sistema de control interno sobre la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas, la evaluación del riesgo de que puedan existir errores materiales en la misma, la ejecución de pruebas y evaluaciones sobre el diseño y la efectividad operativa de dicho sistema, y la realización de aquellos otros procedimientos que hemos considerado necesarios. Entendemos que nuestro examen ofrece una base razonable para nuestra opinión.

En nuestra opinión, el Grupo Repsol mantenía, al 31 de diciembre de 2012, en todos los aspectos significativos, un sistema de control interno sobre la información financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas efectivo, el cual está basado en los criterios y políticas definidos por la Dirección del Grupo Repsol de acuerdo con las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control-Integrated Framework. Asimismo los desgloses contenidos en la información relativa al SCIIF que se encuentra incluida en el Anexo al Informe Anual de Gobierno Corporativo del Grupo Repsol al 31 de diciembre de 2012 están de acuerdo, en todos los aspectos significativos, con los requerimientos establecidos por la Ley 24/1988, de 28 de julio del Mercado de Valores, modificada por la Ley 2/2011, de 4 de marzo de Economía Sostenible y demás normativa vigente.

Tal y como se describe en la "Descripción de las Principales Características del Sistema Interno de Control y de Gestión de Riesgos en Relación con el Proceso de Emisión de la Información Financiera (SCIIF) del Grupo Repsol" adjunta, el SCIIF no incluye controles sobre las sociedades que se integran en sus cuentas anuales consolidadas bajo el método de consolidación proporcional, dado que el Grupo Repsol no tiene la facultad exclusiva de implantar su propio sistema, de modificar los controles existentes en dichas sociedades, y de evaluar la efectividad de los mismos. La aportación de las sociedades de control conjunto del Grupo Repsol a las principales magnitudes consolidadas a 31 de diciembre de 2012, se detalla en el apartado 6.4 de la "Descripción de las Principales Características del Sistema Interno de Control y de Gestión de Riesgos en Relación con el Proceso de Emisión de la Información Financiera (SCIIF) del Grupo Repsol" adjunta. En consecuencia, nuestro trabajo no incluyó el examen de la efectividad del sistema de control interno sobre la generación de la información financiera de dichas sociedades incluida en los estados financieros consolidados del Grupo Repsol.

Este examen no constituye una auditoría de cuentas ni se encuentra sometido al Texto Refundido de la Ley de Auditoría de Cuentas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2011, de 1 de julio, por lo que no expresamos una opinión de auditoría en los términos previstos en la citada normativa. No obstante, hemos auditado, de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, las cuentas anuales consolidadas de Repsol, S.A. y sociedades dependientes formuladas por los administradores del Repsol, S.A. de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo Repsol, y nuestro informe de fecha 27 de febrero de 2013 expresa una opinión favorable sobre dichas cuentas anuales consolidadas.

DELOITTE, S.L.

Jorge Izquierdo Mazón

27 de febrero de 2013

E) INFORMACIÓN SUPLEMENTARIA SOBRE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS A 31 DE DICIEMBRE DE 2013 (*Información no auditada*)

A continuación se incluye información correspondiente a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos realizadas por el Grupo Repsol[1].

Esta información incluye los siguientes desgloses:

- Costes capitalizados, relativa a los costes históricos activados;
- Costes soportados: que representan los importes, capitalizados o cargados a gastos durante el año;
- Resultados de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, que incluye los ingresos y gastos directamente relacionados con dicha actividad;
- Reservas netas probadas estimadas, desarrolladas y no desarrolladas, de hidrocarburos;
- Medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos, que representan la estimación de los flujos de caja netos futuros de las reservas probadas realizada de acuerdo con unos criterios normalizados;
- Cambios en la medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos, respecto a los calculados el ejercicio anterior.

Esta información, que se elabora y difunde con carácter anual por el Grupo, se ha realizado de acuerdo con los principios habitualmente utilizados en la industria del petróleo y el gas, en concreto los del *Financial Accounting Standards Board* (FASB) y las directrices y el marco conceptual establecidos para dicha industria por la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de los Estados Unidos, que rigen las prácticas de la información financiera en dicho país. Respecto a las reservas probadas de los yacimientos, éstas también han sido estimadas en conformidad con los criterios establecidos por el sistema *Petroleum Reserves Management System* de la *Society of Petroleum Engineers* (PRMS-SPE).

---

[1] Como consecuencia del proceso de expropiación de las acciones de YPF, S.A. e YPF Gas, S.A. (antes Repsol YPF Gas, S.A.) titularidad del Grupo Repsol, se ha producido la pérdida de control de YPF e YPF Gas por parte de Repsol, y por lo tanto, la desconsolidación contable de las mismas, lo que ha implicado dar de baja del balance consolidado de Repsol los activos y pasivos relacionados con dichas participaciones, revaluar otros activos y pasivos relacionados con las inversiones de YPF que se ven afectados por el cambio de control y el proceso de expropiación, y dar de alta como inversiones financieras (acciones) las participaciones del Grupo Repsol en el capital de YPF y de YPF Gas, derivada tanto de las acciones sujetas al proceso de expropiación – que continúan siendo titularidad del Grupo – como del resto de las acciones de su propiedad.
Desde la pérdida de control, de acuerdo con la normativa contable aplicable, las actividades de YPF y de YPF Gas se consideran actividades interrumpidas y los resultados generados por ellas hasta la pérdida de control, así como el impacto en la cuenta de resultados derivado del proceso de expropiación se registran en los epígrafes relativos a las operaciones interrumpidas de la cuenta de resultados consolidada del Grupo Repsol.
En los cuadros que se presentan a continuación, se ha mantenido la información correspondiente a YPF para el ejercicio 2011. En los ejercicios 2012 y 2013 no se incluye información correspondiente a YPF y las sociedades de su grupo como consecuencia de lo indicado anteriormente.

Costes capitalizados

Representan los importes de los costes históricos capitalizados relativos a las actividades de exploración y producción, incluyendo los equipos e instalaciones auxiliares, así como su correspondiente amortización y provisión acumuladas.

	Millones de euros									
	Total	Europa	(2) Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	(2) Norteamérica	África	Asia
Al 31 de diciembre de 2011										
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	34.481	504	25.492	1.581	690	579	2.330	2.116	1.189	-
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas	2.624	13	158	263	65	150	505	1.312	103	55
	37.105	**517**	**25.650**	**1.844**	**755**	**729**	**2.835**	**3.428**	**1.292**	**55**
Equipos e instalaciones auxiliares	2.401	52	595	818	78	-	272	331	255	-
Total costes capitalizados	**39.506**	**569**	**26.245**	**2.662**	**833**	**729**	**3.107**	**3.759**	**1.547**	**55**
Amortización y provisión acumulada	(25.264)	(359)	(19.986)	(1.268)	(235)	(48)	(1.584)	(1.062)	(722)	-
Importes netos (1)	**14.242**	**210**	**6.259**	**1.394**	**598**	**681**	**1.523**	**2.697**	**825**	**55**

	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Al 31 de diciembre de 2012										
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	9.440	462	-	1.550	725	679	2.393	2.249	1.218	164
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas	3.038	15	-	376	55	189	527	1.516	252	108
	12.478	**477**	**-**	**1.926**	**780**	**868**	**2.920**	**3.765**	**1.470**	**272**
Equipos e instalaciones auxiliares	2.220	172	-	880	164	-	299	459	246	-
Total costes capitalizados	**14.698**	**649**	**-**	**2.806**	**944**	**868**	**3.219**	**4.224**	**1.716**	**272**
Amortización y provisión acumulada	(5.724)	(383)	-	(1.420)	(270)	(66)	(1.595)	(1.186)	(793)	(11)
Importes netos (1)	**8.974**	**266**	**-**	**1.386**	**674**	**802**	**1.624**	**3.038**	**923**	**261**

	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Al 31 de diciembre de 2013										
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	10.154	342	-	1.656	815	786	2.674	2.421	1.209	251
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas	3.580	25	-	353	-	154	516	2.090	279	163
	13.734	**367**	**-**	**2.009**	**815**	**940**	**3.190**	**4.511**	**1.488**	**414**
Equipos e instalaciones auxiliares	2.349	285	-	876	256	-	306	386	240	-
Total costes capitalizados	**16.083**	**652**	**-**	**2.885**	**1.071**	**940**	**3.496**	**4.897**	**1.728**	**414**
Amortización y provisión acumulada	(6.341)	(501)	-	(1.529)	(302)	(83)	(1.655)	(1.428)	(804)	(39)
Importes netos (1)	**9.742**	**151**	**-**	**1.356**	**769**	**857**	**1.841**	**3.469**	**924**	**375**

(1): No incluye costes capitalizados asociados a activos mantenidos para la venta en 2013, 2012 y 2011 por importe de 155, 266 y 183 millones de euros, respectivamente.

(2): A 31 de diciembre de 2011 la totalidad de costes capitalizados en Argentina corresponden a operaciones de exploración y producción de hidrocarburos realizadas por YPF. Adicionalmente, en Norteamérica se incluyen importes correspondientes a sociedades de YPF en costes capitalizados en propiedades con reservas probadas, con reservas no probadas, y amortización y provisión acumulada que ascendían a 183, 14 y 163 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2013 y 2012, el Grupo registró 207 y 169 millones de euros, respectivamente, como inversiones consolidadas por el método de la participación correspondientes a actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Costes soportados

Los costes soportados representan importes, capitalizados o cargados a gastos durante el año, por adquisiciones de propiedades y por actividades de exploración y desarrollo.

	Millones de euros										
Al 31 de diciembre de 2011	Total	Europa	(1) Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	(1) Resto de Sudamérica	(1) Norteamérica	África	Asia	Australia
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costes de exploración	1.259	62	268	3	1	43	302	386	127	66	1
Costes de desarrollo	2.332	44	1.389	276	109	1	336	159	18	-	-
TOTAL	**3.591**	**106**	**1.657**	**279**	**110**	**44**	**638**	**545**	**145**	**66**	**1**

	Millones de euros										
Al 31 de diciembre de 2012	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia	Australia
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	154	-	-	-	-	-	-	-	-	154	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas	388	-	-	-	-	-	-	199	110	79	-
Costes de exploración	806	80	-	1	-	97	226	228	131	43	-
Costes de desarrollo	1.423	96	-	185	175	115	327	466	52	7	-
TOTAL	**2.771**	**176**	**-**	**186**	**175**	**212**	**553**	**893**	**293**	**283**	**-**

	Millones de euros										
Al 31 de diciembre de 2013	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	(2) Asia	Australia
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	57	-	-	-	-	-	-	28	-	29	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas	449	-	-	-	-	-	-	371	-	78	-
Costes de exploración	983	164	-	6	-	34	261	299	93	104	22
Costes de desarrollo	1.349	1	-	179	292	87	386	290	48	66	-
TOTAL	**2.838**	**165**	**-**	**185**	**292**	**121**	**647**	**988**	**141**	**277**	**22**

(1): A 31 de diciembre de 2011 la totalidad de costes soportados en Argentina corresponden a operaciones de exploración y producción de hidrocarburos realizadas por YPF. Adicionalmente, en Resto de Sudamérica y Norteamérica se incluyen costes soportados por sociedades de YPF por importe de 10 y 18 millones de euros, respectivamente.
(2): A 31 de diciembre de 2013 se ha incluido el precio de adquisición de activos que en el ejercicio anterior, de acuerdo con la normativa contable, estaban clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta, por el porcentaje finalmente retenido por Repsol (véase Nota 10 Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y Nota 31 Desinversiones y enajenación de participación en sociedades de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013).

En los ejercicios 2013 y 2012 el Grupo ha invertido 55 y 80 millones de euros, respectivamente, como inversiones consolidadas por el método de la participación correspondientes a actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Resultados de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos

El cuadro siguiente incluye los ingresos y gastos directamente relacionados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos del Grupo. No se incluye imputación alguna de los costes financieros o de los gastos generales, por lo que no es necesariamente indicativo de la contribución de dichas actividades a los resultados netos consolidados.

	Millones de euros										
2.011	Total	Europa	(3) Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	(3) Norteamérica	África	Asia	Australia
. Ingresos											
Ventas a sociedades fuera del Grupo	2.031	-	643	404	432	162	317	42	31	-	-
Venta a sociedades del Grupo	5.433	51	3.614	552	-	100	280	746	90	-	-
Otros ingresos	187	-	-	-	-	-	33	-	154	-	-
Total ingresos	**7.651**	**51**	**4.257**	**956**	**432**	**262**	**630**	**788**	**275**	**-**	**-**
Costes de producción (1)	(3.107)	(25)	(2.224)	(334)	(209)	(111)	(77)	(42)	(85)	-	-
Gastos de exploración	(494)	(64)	(82)	(3)	-	(19)	(48)	(130)	(124)	(23)	(1)
Otros gastos	(352)	(6)	(317)	(3)	(2)	-	(22)	(1)	(1)	-	-
Amortizaciones	(1.786)	(4)	(1.142)	(130)	(40)	(17)	(141)	(286)	(26)	-	-
Beneficio antes de impuestos	**1.912**	**(48)**	**492**	**486**	**181**	**115**	**342**	**329**	**39**	**(23)**	**(1)**
Impuestos sobre beneficios	(806)	29	(172)	(288)	(5)	(35)	(108)	(120)	(114)	7	-
Resultado de las actividades (2)	**1.106**	**(19)**	**320**	**198**	**176**	**80**	**234**	**209**	**(75)**	**(16)**	**(1)**

	Millones de euros										
2.012	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Latinoamérica	Norteamérica	África	Asia	Australia
. Ingresos											
Ventas a sociedades fuera del Grupo	1.474	-	-	295	488	168	425	21	38	39	-
Venta a sociedades del Grupo	2.538	81	-	629	-	111	320	820	577	-	-
Otros ingresos	1.002	-	-	-	-	-	20	-	982	-	-
Total ingresos	**5.014**	**81**	**-**	**924**	**488**	**279**	**765**	**841**	**1.597**	**39**	**-**
Costes de producción (1)	(1.229)	(20)	-	(385)	(255)	(133)	(213)	(7)	(192)	(24)	-
Gastos de exploración	(551)	(84)	-	(1)	-	(62)	(128)	(141)	(92)	(43)	-
Otros gastos	(75)	(4)	-	(4)	(1)	-	(62)	(3)	(1)	-	-
Amortizaciones	(871)	(37)	-	(183)	(44)	(20)	(186)	(313)	(77)	(11)	-
Beneficio antes de impuestos	**2.288**	**(64)**	**-**	**351**	**188**	**64**	**176**	**377**	**1.235**	**(39)**	**-**
Impuestos sobre beneficios	(1.290)	38	-	(192)	(22)	(19)	(78)	(137)	(892)	12	-
Resultado de las actividades (2)	**998**	**(26)**	**-**	**159**	**166**	**45**	**98**	**240**	**343**	**(27)**	**-**

	Millones de euros										
2.013	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia	Australia
. Ingresos											
Ventas a sociedades fuera del Grupo	2.031	-	-	381	460	203	731	39	30	187	-
Venta a sociedades del Grupo	2.073	197	-	627	-	105	100	729	315	-	-
Otros ingresos	627	-	-	-	-	-	34	-	593	-	-
Total ingresos	**4.731**	**197**	**-**	**1.008**	**460**	**308**	**865**	**768**	**938**	**187**	**-**
Costes de producción (1)	(1.273)	(22)	-	(395)	(222)	(137)	(238)	(37)	(105)	(117)	-
Gastos de exploración	(619)	(152)	-	(1)	-	(6)	(235)	(114)	(61)	(28)	(22)
Otros gastos	(26)	(5)	-	(4)	(2)	-	(12)	(1)	(2)	-	-
Amortizaciones	(898)	(120)	-	(172)	(44)	(21)	(158)	(305)	(46)	(32)	-
Beneficio antes de impuestos	**1.915**	**(102)**	**-**	**436**	**192**	**144**	**222**	**311**	**724**	**10**	**(22)**
Impuestos sobre beneficios	(1.093)	62	-	(243)	(84)	(43)	(101)	(145)	(528)	(12)	1
Resultado de las actividades (2)	**822**	**(40)**	**-**	**193**	**108**	**101**	**121**	**166**	**196**	**(2)**	**(21)**

(1): Los costes de producción incluyen tributos locales, impuestos a la producción y otros pagos similares por importe total de 490, 513 y 1.241 millones de euros en 2013, 2012 y 2011, respectivamente. En 2011 estas cifras también incluyen retenciones a las exportaciones de crudo en Argentina. Asimismo, también incluyen costes de transporte y otros en 2013, 2012 y 2011 por importes de 311, 356 y 170 millones de euros, respectivamente.

(2): El resultado no incluye las dotaciones o reversiones de provisiones por pérdidas de valor como consecuencia de la comparación entre el valor de mercado (flujos de caja actualizados), provenientes de las reservas probadas y no probadas (afectadas estas últimas por un factor de riesgo) de hidrocarburos de cada campo propiedad de Repsol al cierre del ejercicio y el valor neto contable de los activos asociados a las mismas, que ascienden a un gasto neto de 6 millones de euros en 2013, un gasto neto de 14 millones de euros en 2012 y a un ingreso neto de 36 millones de euros en 2011.

(3): Los resultados a 31 de diciembre de 2011 en Argentina correspondían íntegramente a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos de YPF. Adicionalmente la columna Norteamérica incorpora un resultado negativo de 4 millones de euros registrado por actividades realizadas por sociedades de YPF, constituido por unos ingresos totales de 42 millones de euros y unos costes, gastos y amortizaciones de 46 millones de euros.

Reservas netas probadas estimadas, desarrolladas y no desarrolladas, de hidrocarburos

Los siguientes cuadros reflejan las reservas probadas netas, desarrolladas y no desarrolladas, de petróleo, condensado, GLP y gas natural que incluyen el equivalente en volumen del beneficio económico que se percibe en determinados contratos de reparto de producción al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, así como las variaciones habidas en las mencionadas reservas.

En la determinación de los volúmenes netos de reservas, excluimos de nuestras cifras las regalías que se deban pagar a terceros, ya sea en especie o en efectivo, cuando el propietario de la regalía tenga participación directa en los volúmenes producidos y pueda disponer de los volúmenes que le correspondan y comercializarlos por su cuenta. Por el contrario, en la medida en que los pagos en concepto de regalías realizados a terceros, ya sea en especie o en efectivo, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción, los volúmenes de reservas correspondientes no son descontados de nuestras cifras de reservas aún a pesar de que de acuerdo con la legislación aplicable en cada caso se denominen "regalías". Repsol aplica este mismo criterio en el cálculo de los volúmenes de producción.

Las reservas probadas de los yacimientos han sido estimadas en conformidad con las directrices y el marco conceptual establecidas para la industria de petróleo y el gas por la *Securities and Exchange Commission* (SEC) y los criterios establecidos por el sistema *Petroleum Reserves Management System* de la *Society of Petroleum Engineers* (PRMS-SPE). De acuerdo con estas normas, las reservas probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que, conforme al análisis de información geológica, geofísica y de ingeniería, sea posible estimar con certeza razonable que podrán ser producidas –a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos, y bajo las condiciones económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales existentes– con anterioridad al vencimiento de los contratos por los cuales se cuente con los derechos de operación correspondientes, independientemente de si se han usado métodos probabilísticos o determinísticos para realizar dicha estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado, o el operador debe contar con certeza razonable de que comenzará dicho proyecto dentro de un tiempo razonable.

Todas las reservas de Repsol han sido estimadas por ingenieros de petróleo de Repsol.

Para controlar la calidad de las reservas registradas, Repsol ha establecido un proceso que es parte integral del sistema de control interno de Repsol. Este proceso de control está gestionado de forma centralizada por la Dirección de Control de Reservas, la cual es independiente del negocio de Exploración y Producción, y cuyas actividades están supervisadas por la Comisión de Auditoría y Control. Adicionalmente, los volúmenes registrados son sometidos periódicamente a auditorías con firmas independientes de ingeniería (100% de las reservas en un ciclo de tres años).

Para aquellas áreas sometidas a auditoría con firmas independientes de ingeniería, las cifras de reservas probadas estimadas por Repsol deben estar dentro del 7% de tolerancia con respecto a las cifras auditadas por los ingenieros independientes para que Repsol pueda declarar que la información de reservas cumple con los estándares de dichos auditores independientes. En el caso de que existieran diferencias superiores al 7%, Repsol reestimaría sus reservas probadas para reducir dicha diferencia hasta un nivel dentro de los márgenes de tolerancia o registraría la cifra estimada por los auditores de reservas.

En 2013, Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI), Gaffney, Cline & Associates (GCA) y Ryder Scott Company (RSC) auditaron ciertas áreas en Sudamérica. Los informes de los ingenieros independientes estarán disponibles en la página web de Repsol (www.repsol.com).

Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP:

	Millones de barriles									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Reservas al 31 de diciembre de 2010 (1)(2)	**908**	**7**	**532**	**35**	**54**	**55**	**47**	**57**	**121**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores	112	-	91	1	2	-	17	1	(1)	-
Recuperación Mejorada	19	-	19	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	80	-	43	-	-	11	26	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(1)	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(140)	-	(100)	(5)	(5)	(3)	(13)	(10)	(4)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2011 (1)(2)(3)	**978**	**6**	**584**	**32**	**50**	**63**	**79**	**49**	**115**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores	41	-	-	2	(1)	-	13	2	23	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	33	-	-	-	-	2	22	6	3	-
Compras de reservas	24	-	-	-	-	-	-	-	-	24
Ventas de reservas	(595)	-	(584)	-	-	-	(10)	(1)	-	-
Producción (1)	(52)	(1)	-	(4)	(5)	(3)	(12)	(10)	(16)	(1)
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	**429**	**5**	**-**	**30**	**44**	**62**	**92**	**46**	**125**	**23**
Revisión de estimaciones anteriores	35	1	-	1	3	19	4	2	(1)	6
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	10	-	-	1	1	-	7	-	-	1
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(51)	(2)	-	(4)	(5)	(4)	(11)	(10)	(11)	(4)
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	**422**	**4**	**-**	**29**	**44**	**78**	**91**	**38**	**113**	**26**
Reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP:										
Al 31 de diciembre de 2010	649	2	404	28	37	48	31	21	78	-
Al 31 de diciembre de 2011	671	2	438	24	34	45	36	21	71	-
Al 31 de diciembre de 2012	255	5	-	23	35	42	34	20	80	16
Al 31 de diciembre de 2013	238	3	-	21	33	39	41	13	68	19

Nota: Los movimientos de reservas agregados y los totales de reservas a 31 de diciembre, pueden diferir de los valores individuales mostrados debido a que en los cálculos se utilizan las cifras con una precisión mayor a la mostrada en la tabla.

(1): Los volúmenes de reservas probadas netas totales desarrolladas y no desarrolladas a 31 de diciembre de 2013, 2012, 2011 y 2010 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 44, 39, 109 y 99 millones de barriles de crudo equivalente, respectivamente, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar. La producción neta en 2013, 2012 y 2011 incluye un volumen estimado de aproximadamente 4, 3 y 15 millones de barriles de crudo equivalente, respectivamente, relativos a los citados pagos.

(2): Incluye 249 y 107 millones de barriles de crudo equivalente correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.

(3): A 31 de diciembre de 2011 las reservas probadas de petróleo crudo, condensado y GLP correspondientes a YPF suponían 584 millones de barriles en Argentina e inferiores a 1 millón de barriles de crudo equivalente en Norteamérica. Asimismo, la producción de YPF a 31 de diciembre de 2011 ascendía a 100 millones de barriles en Argentina y 0,5 millones de barriles en Norteamérica.

Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de gas natural:

	Miles de Millones de pies cúbicos									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Reservas al 31 de diciembre de 2010 (1)(2)	**6.643**	**1**	**2.578**	**2.036**	**339**	**1.114**	**477**	**17**	**81**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores.....	164	1	167	55	14	-	(64)	2	(11)	-
Recuperación Mejorada	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	778	-	104	-	305	166	97	-	106	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(839)	(1)	(452)	(250)	(47)	(37)	(36)	(4)	(12)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2011 (1)(2)(3)	**6.747**	**-**	**2.397**	**1.842**	**613**	**1.243**	**473**	**14**	**165**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores.....	218	2	-	80	83	-	53	-	(1)	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	691	-	-	-	452	31	20	33	-	155
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(2.405)	-	(2.397)	(6)	-	-	-	(2)	-	-
Producción (1)	(391)	(2)	-	(240)	(48)	(39)	(46)	(5)	(12)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	**4.860**	**-**	**-**	**1.676**	**1.100**	**1.235**	**500**	**40**	**152**	**155**
Revisión de estimaciones anteriores.....	499	1	-	94	115	238	24	13	7	5
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	1.282	-	-	148	1.135	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(79)	-	-	-	-	-	-	-	-	(79)
Producción (1)	(424)	(1)	-	(253)	(47)	(40)	(54)	(9)	(11)	(8)
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	**6.138**	**-**	**-**	**1.665**	**2.304**	**1.433**	**470**	**44**	**148**	**73**
Reservas probadas desarrolladas de gas natural:										
Al 31 de diciembre de 2010	4.275	1	1.994	875	310	839	168	7	81	-
Al 31 de diciembre de 2011	3.854	-	1.796	699	305	802	186	8	58	-
Al 31 de diciembre de 2012	2.134	-	-	686	267	764	299	18	46	54
Al 31 de diciembre de 2013	1.998	-	-	651	241	691	329	24	41	22

___

Nota: Los movimientos de reservas agregados y los totales de reservas a 31 de diciembre, pueden diferir de los valores individuales mostrados debido a que en los cálculos se utilizan las cifras con una precisión mayor a la mostrada en la tabla.

(1): Los volúmenes de reservas probadas netas totales desarrolladas y no desarrolladas a 31 de diciembre de 2013, 2012, 2011 y 2010 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 1.052, 767, 1.026 y 959 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar. La producción neta en 2013, 2012 y 2011 incluye un volumen estimado de aproximadamente 40, 26 y 74 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente, relativos a los citados pagos.

(2): Incluye 1.021 y 521 miles de millones de pies cúbicos de gas correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.

(3): A 31 de diciembre de 2011 las reservas probadas gas natural correspondientes a YPF ascendían a 2.397 miles de millones de pies cúbicos de gas en Argentina y 2 millones de pies cúbicos de gas en Norteamérica. Asimismo, la producción de YPF a 31 de diciembre de 2011 ascendía a 452 miles de millones de pies cúbicos en Argentina y mil millones de pies cúbicos en Norteamérica.

Reservas probadas estimadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP y gas natural:

	Millones de barriles equivalentes de petróleo crudo									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Reservas al 31 de diciembre de 2010 (1)(2)	**2.091**	**7**	**991**	**398**	**114**	**254**	**132**	**60**	**135**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores	141	-	121	11	4	-	6	1	(3)	-
Recuperación Mejorada	19	-	19	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	219	-	62	-	54	40	44	-	19	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(1)	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(290)	(1)	(180)	(49)	(13)	(10)	(20)	(11)	(7)	-
Reservas al 31 de diciembre de 2011 (1)(2)(3)	**2.179**	**6**	**1.011**	**360**	**159**	**285**	**163**	**51**	**145**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores	80	1	-	17	14	-	23	2	23	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	156	-	-	-	80	7	26	12	3	28
Compras de reservas	24	-	-	-	-	-	-	-	-	24
Ventas de reservas	(1.023)	-	(1.011)	(1)	-	-	(10)	(1)	-	-
Producción (1)	(122)	(1)	-	(47)	(13)	(10)	(20)	(11)	(19)	(1)
Reservas al 31 de diciembre de 2012 (1)	**1.294**	**6**	**-**	**329**	**240**	**282**	**182**	**53**	**152**	**51**
Revisión de estimaciones anteriores	123	1	-	18	24	62	8	4	-	7
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	238	-	-	27	203	-	7	-	-	1
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(14)	-	-	-	-	-	-	-	-	(14)
Producción (1)	(126)	(3)	-	(49)	(13)	(11)	(21)	(11)	(13)	(5)
Reservas al 31 de diciembre de 2013 (1)	**1.515**	**4**	**-**	**325**	**454**	**333**	**175**	**45**	**139**	**39**
Reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP y gas natural:										
Al 31 de diciembre de 2010	1.410	2	759	184	92	197	62	22	92	-
Al 31 de diciembre de 2011	1.358	2	758	149	89	188	68	23	82	-
Al 31 de diciembre de 2012	635	5	-	145	82	178	88	24	88	25
Al 31 de diciembre de 2013	594	3	-	137	76	162	99	18	75	22

Nota: Los movimientos de reservas agregados y los totales de reservas a 31 de diciembre, pueden diferir de los valores individuales mostrados debido a que en los cálculos se utilizan las cifras con una precisión mayor a la mostrada en la tabla.
(1): Los volúmenes de reservas probadas netas totales desarrolladas y no desarrolladas a 31 de diciembre de 2013, 2012, 2011 y 2010 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 231, 176, 292 y 270 millones de barriles equivalentes, respectivamente, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, como se describe más arriba, constituyen una obligación financiera, o son sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o similar. La producción neta en 2013, 2012 y 2011 incluye un volumen estimado de aproximadamente 11, 7 y 28 millones de barriles equivalentes, respectivamente, relativos a los citados pagos.
(2): Incluye 431 y 200 millones de barriles equivalentes correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.
(3): A 31 de diciembre de 2011 las reservas probadas de petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural correspondientes a YPF ascendían a 1.011 millones de barriles equivalentes en Argentina y a 2 millones de barriles equivalentes en Norteamérica. Asimismo, la producción de YPF a 31 de diciembre de 2011 ascendía a 180 millones de barriles equivalentes en Argentina y 0,7 millones de barriles equivalentes en Norteamérica.

Medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos.

La estimación de los flujos de caja netos futuros se ha realizado de acuerdo con las directrices y el marco conceptual establecidos para la industria de petróleo y gas por la *Securities and Exchange Commission* americana y los principios contables del *Financial Accounting Standards Board* que rigen las prácticas de la información económica en EE.UU. El método a aplicar es de equidad o imparcialidad y resulta de aplicar los precios medios de 2013 de los hidrocarburos (con consideraciones de cambios de precios únicamente por acuerdos contractuales) a la producción futura estimada de las reservas probadas de petróleo y gas a la fecha del último balance presentado, menos los costes futuros estimados (basados en los costes actuales) para el desarrollo y la producción de las reservas probadas, y asumiendo la continuidad de las condiciones económicas existentes.

Los costes de producción futuros se han estimado en base a la estructura de costes al cierre del ejercicio. Los costes de desarrollo futuros se han calculado en función de estudios técnicos realizados por Repsol y por los operadores con los que comparte la titularidad Repsol. Los impuestos estimados para cada uno de los ejercicios futuros han sido determinados de acuerdo al régimen contractual y fiscal al cierre del ejercicio. La tasa utilizada para actualizar los flujos de caja netos futuros ha sido el 10%.

El valor actual de los flujos de caja netos futuros estimado con las anteriores hipótesis, del principio de imparcialidad, no tiene la intención ni debería ser interpretado como el valor razonable de las reservas de hidrocarburos del Grupo. Una estimación del valor razonable de mercado de dichas reservas debería incluir la futura explotación de reservas no clasificadas aún como reservas probadas, posibles cambios en los

precios y costes futuros y una tasa de actualización representativa del valor en el tiempo del dinero al momento de la realización del cálculo y de las incertidumbres inherentes a las estimaciones de las reservas.

El cuadro siguiente presenta el valor actual de los flujos de caja netos futuros, relativos a reservas probadas de hidrocarburos, calculados sobre la base de las hipótesis anteriormente mencionadas.

	Millones de euros									
	Total	Europa	(2) Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	(2) Norteamérica	África	Asia
Al 31 de diciembre de 2011										
Flujos de caja futuros	72.363	498	32.052	6.437	5.299	6.178	7.016	4.033	10.850	0
Costes futuros de producción	(25.993)	(145)	(14.144)	(2.610)	(2.771)	(2.608)	(2.128)	(361)	(1.226)	0
Costes futuros de desarrollo y abandono	(9.621)	(215)	(4.687)	(1.506)	(585)	(569)	(944)	(526)	(589)	0
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(13.162)	3	(3.344)	(902)	(678)	(968)	(939)	(621)	(5.713)	0
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	23.587	141	9.877	1.419	1.265	2.033	3.005	2.525	3.322	0
Efecto de actualizar al 10%	(8.887)	16	(3.440)	(573)	(532)	(1.088)	(1.136)	(792)	(1.342)	0
Valor actual (1)	**14.700**	**157**	**6.437**	**846**	**733**	**945**	**1.869**	**1.733**	**1.980**	**0**

	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Al 31 de diciembre de 2012										
Flujos de caja futuros	43.468	449	-	6.544	6.388	5.087	8.468	3.608	11.474	1.450
Costes futuros de producción	(14.343)	(139)	-	(3.089)	(3.017)	(2.637)	(2.919)	(442)	(1.185)	(915)
Costes futuros de desarrollo y abandono	(4.916)	(229)	-	(1.615)	(678)	(233)	(906)	(535)	(545)	(175)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(10.212)	15	-	(894)	(824)	(657)	(1.113)	(481)	(6.185)	(73)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	13.997	96	-	946	1.869	1.560	3.530	2.150	3.559	287
Efecto de actualizar al 10%	(5.467)	65	-	(402)	(1.027)	(723)	(1.194)	(629)	(1.418)	(139)
Valor actual	**8.530**	**161**	**-**	**544**	**842**	**837**	**2.336**	**1.521**	**2.141**	**148**

	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Al 31 de diciembre de 2013										
Flujos de caja futuros	44.758	304	-	5.210	9.574	6.714	8.531	3.626	9.673	1.126
Costes futuros de producción	(15.608)	(146)	-	(2.460)	(3.673)	(3.678)	(3.457)	(558)	(1.114)	(522)
Costes futuros de desarrollo y abandono	(4.838)	(239)	-	(1.444)	(1.019)	(322)	(627)	(540)	(502)	(145)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(9.497)	50	-	(545)	(1.630)	(825)	(997)	(366)	(5.082)	(102)
Flujos netos de caja futuros D.D.I.	14.815	(31)	-	761	3.252	1.889	3.450	2.162	2.975	357
Efecto de actualizar al 10%	(6.470)	124	-	(298)	(1.991)	(1.044)	(978)	(894)	(1.228)	(161)
Valor actual	**8.345**	**93**	**-**	**463**	**1.261**	**845**	**2.472**	**1.268**	**1.747**	**196**

(1): Incluye 2.747 millones de euros correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF, a 31 de diciembre de 2011.
(2): A 31 de diciembre de 2011 el valor actual de los flujos de caja netos en Argentina correspondían íntegramente a YPF. Adicionalmente en Norteamérica, 16 millones de euros de valor actual de los flujos de caja correspondían a sociedades de YPF.

Cambios en la medición normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados relativos a reservas probadas de hidrocarburos.

El siguiente cuadro muestra los cambios en el valor actual de los flujos de caja netos futuros durante 2011, 2012 y 2013:

	Millones de euros									
	Total	Europa	Argentina	Trinidad & Tobago	Venezuela	Perú	Resto de Sudamérica	Norteamérica	África	Asia
Saldo final al 31 de diciembre de 2010 (1)	14.414	99	8.305	716	682	626	936	1.578	1.472	-
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(497)	90	(4.420)	508	(31)	414	532	930	1.480	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(2.222)	(44)	(1.566)	(134)	20	(147)	(186)	(147)	(18)	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período	(4.958)	(43)	(2.407)	(472)	(266)	(82)	(349)	(476)	(863)	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas	2.704	-	1.525	-	91	278	783	-	27	-
Cambios netos por compra/venta de activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados	2.153	10	1.934	59	27	(180)	163	(285)	425	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio	1.499	33	627	173	46	119	225	203	73	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente	1.763	12	1.011	84	80	90	121	191	174	-
Otros no específicos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios	(156)	-	1.428	(88)	84	(173)	(356)	(261)	(790)	-
Variación neta	286	58	(1.868)	130	51	319	933	155	508	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2011 (1)(2)	14.700	157	6.437	846	733	945	1.869	1.733	1.980	-
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(205)	(3)	-	(99)	104	(228)	(2)	(40)	63	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(436)	(9)	-	(149)	(162)	59	(126)	(86)	37	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período	(3.012)	(56)	-	(464)	(261)	(142)	(455)	(654)	(980)	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas	1.153	-	-	-	180	28	617	100	148	80
Cambios netos por compra/venta de activos	(6.373)	-	(6.312)	(3)	-	-	(110)	(16)	-	68
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados	1.034	6	-	38	(36)	(98)	185	131	808	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio	936	48	-	208	178	69	226	165	42	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente	392	11	(125)	57	58	70	102	96	123	-
Otros no específicos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios	341	7	-	110	48	134	30	92	(80)	-
Variación neta	(6.170)	4	(6.437)	(302)	109	(108)	467	(212)	161	148
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	8.530	161	-	544	842	837	2.336	1.521	2.141	148
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(251)	(22)	-	(377)	214	272	(164)	35	(219)	10
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(371)	38	-	14	(136)	(54)	(32)	(128)	(29)	(44)
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período	(3.123)	(127)	-	(246)	(246)	(230)	(521)	(603)	(1.089)	(61)
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas	750	-	-	80	509	-	150	-	-	11
Cambios netos por compra/venta de activos	(5)	-	-	-	-	-	-	-	-	(5)
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados	569	13	-	82	153	(57)	238	162	(82)	60
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio	1.007	14	-	165	212	46	289	140	66	75
Efecto de la actualización a una fecha diferente	334	(2)	-	28	48	31	98	42	79	10
Otros no específicos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios	905	18	-	173	(335)	-	78	99	880	(8)
Variación neta	(185)	(68)	-	(81)	419	8	136	(253)	(394)	48
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	8.345	93	-	463	1.261	845	2.472	1.268	1.747	196

(1): Incluye 2.747 y 1.681 millones de euros correspondientes a la participación de los intereses minoritarios de YPF, a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.

(2): En 2011 la variación neta del valor actual de los flujos de caja netos en Argentina correspondían íntegramente a YPF. Adicionalmente en Norteamérica, 4 millones de euros de la variación en el valor actual de los flujos de caja correspondían a sociedades de YPF.