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 2017

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

ÍNDICE

Pág.

I. FACTORES DE RIESGO 1

II. DOCUMENTO DE REGISTRO 13

A. TABLA DE EQUIVALENCIA 15

B. ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004 32

1. PERSONAS RESPONSABLES 32

1.1 Identificación de las personas responsables 32

1.2 Declaración de las personas responsables confirmando la veracidad de la información contenida en el documento de registro. 32

2. AUDITORES DE CUENTAS 32

2.1 Nombre y dirección de los auditores de cuentas 32

2.2 Renuncia o revocación de los auditores de cuentas 32

3. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA 33

3.1 Información financiera histórica seleccionada 33

3.2 Información financiera seleccionada relativa a períodos intermedios 34

4. FACTORES DE RIESGO 35

5. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR 35

5.1 Historia y evolución del emisor 35

5.2 Inversiones 36

6. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO 43

6.1 Actividades principales 43

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. 44

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 44

6.5 Base de las declaraciones relativas a la posición competitiva del emisor 44

7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA 44

7.2 Principales sociedades del perímetro de consolidación del emisor 44

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 47

10.1 Información relativa a los recursos financieros a corto y a largo plazo 47

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. 48

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 desde el fin del último ejercicio hasta la fecha del documento de registro. 49

12.2 Tendencias conocidas, incertidumbres o hechos que puedan razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor, al menos para el ejercicio actual 50

13. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS 50

13.1 Principales supuestos en los que el emisor 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. 51

14.1 Nombre, dirección profesional y cargo en el emisor de los miembros de los órganos de administración, de gestión o de supervisión y las actividades principales de importancia respecto del emisor y desarrolladas fuera del mismo. 51

14.2 Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión, y altos directivos. 60

15. REMUNERACIÓN Y BENEFICIOS 66

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. 66

15.2 Importes totales ahorrados o acumulados por el emisor o sus filiales para prestaciones de pensión, jubilación o similares. 66

16. PRÁCTICAS DE GESTIÓN 66

16.1 Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y período durante el cual la persona ha desempeñado servicios en ese cargo. 66

16.2 Información sobre los contratos de miembros de los órganos de administración, 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. 67

16.3 Información sobre el comité de auditoría y el comité de retribuciones del emisor, incluidos los nombres de sus miembros y un resumen de su reglamento interno. 67

16.4 Declaración sobre si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución. 68

17. EMPLEADOS 70

17.2 Acciones y opciones de compra de acciones 70

18. ACCIONISTAS PRINCIPALES 71

18.1 Nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos de administración, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable en el capital o en los derechos de voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas. 71

18.3 El control del emisor 71

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. 72

19. OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS 72

20. INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS. 73

20.2 Información financiera pro-forma 73

20.3 Estados financieros 73

20.4 Auditoría de la información financiera histórica anual 73

20.5 Edad de la información financiera más reciente 74

20.6 Información intermedia y demás información financiera 74

20.7 Política de dividendos 74

20.8 Procedimientos judiciales y de arbitraje 74

20.9 Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor 75

21. INFORMACIÓN ADICIONAL 75

21.1 Capital social 75

21.2 Estatutos y escritura de constitución 78

22. CONTRATOS RELEVANTES 82

23. INFORMACIÓN DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERÉS. 83

23.1 Declaraciones o informes atribuidos a expertos 83

23.2 Veracidad y exactitud de los informes emitidos por los expertos 83

24. DOCUMENTOS PARA CONSULTA 83

25. INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES 84

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 2016.

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 2015.

E. INFORMACIÓN SOBRE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 2016 (*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 negocio 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 las actividades, los resultados de explotación y la situación financiera del Grupo Repsol.

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

1. RIESGOS ESTRATÉGICOS Y OPERACIONALES DEL GRUPO REPSOL

Incertidumbre en el contexto económico actual

Pese a que el crecimiento económico global ha repuntado en los últimos meses, y las perspectivas a corto plazo han mejorado, la incertidumbre y riesgos son aún notables. Frente a la disminución de los riesgos que afectan a la estabilidad financiera, los riesgos geopolíticos han cobrado una especial relevancia. El resultado de las elecciones en EE.UU. y el voto a favor de la salida del Reino Unido de la Unión Europea ponen de manifiesto una mayor polarización de la sociedad. Así pues, el *statu quo* de las políticas públicas en los últimos 30 años (políticas liberalizadoras del comercio internacional, mayor integración internacional y bajo intervencionismo) está siendo cuestionado. En Europa se concentran importantes citas electorales en los próximos meses, en las que se pondrá a prueba el apoyo a las instituciones europeas. Quizá el mayor foco de incertidumbre a corto plazo sean las elecciones presidenciales en Francia, dado que su resultado podría ser un factor desestabilizador para el futuro de la Unión Europea.

El impacto de estos eventos sobre el crecimiento mundial y, por ende, el comportamiento de los mercados, es aún muy incierto pero no necesariamente negativo (aunque sí podrían cambiar la distribución del crecimiento global). En este sentido, la victoria de Donald Trump en las elecciones de Estados Unidos ha venido acompañada de un aumento de las expectativas de inflación y de crecimiento, bienvenidas por los mercados, ante la esperanza de que se ejecute un importante programa de estímulo fiscal. Este programa provocaría en principio un mayor crecimiento en EE.UU. con efectos de arrastre positivos sobre otros países, aunque en la medida que el ciclo expansivo de EE.UU. esté ya maduro, podría acabar elevando más la inflación que la actividad. La tendencia hacia la desregulación financiera que promueve el actual gobierno de EE.UU. podría exacerbar aún más esta dinámica, pues a corto plazo favorece una mayor intermediación financiera y crecimiento, aunque a expensas de una mayor toma de riesgos. Sin embargo, el pretendido aumento de las medidas proteccionistas debilitaría el crecimiento de los países emergentes, que tienen un papel cada vez más importante en la economía global. Por tanto, medidas en este sentido podrían trabar la recuperación económica que está en marcha.

Adicionalmente, desde una perspectiva financiera, otro riesgo para la economía global es la posible mayor divergencia en la política monetaria entre los principales bancos centrales. Si bien el reciente repunte del crudo y mayor actividad han aliviado las presiones deflacionistas, el Banco Central Europeo y el Banco de Japón probablemente mantendrán una política monetaria acomodaticia, pues en estas áreas la recuperación es aún incipiente y el endeudamiento público elevado. Sin embargo, en el caso de que las políticas de Donald Trump causen un repunte de la inflación en Estados Unidos, la Reserva Federal podría tener que elevar las tasas de interés más de lo esperado, lo que apuntalaría un mayor fortalecimiento del dólar. Y dado que un dólar más fuerte endurecería las condiciones

financieras en los países emergentes, podría poner en riesgo la solvencia de gobiernos y empresas, especialmente aquellos con mayor endeudamiento en dólares.

Por otro lado, no puede descartarse un evento de riesgo en China, en la medida que la actividad ha venido soportada por un fuerte crecimiento del endeudamiento, que habría sobrepasado el 169% del PIB en el sector corporativo (y 250% del PIB en total) según el *Bank for International Settlements* (BIS Quarterly Review, marzo 2017).

En la reunión de la OPEP (*Organización de Países Exportadores de Petróleo*) del 30 de noviembre de 2016, el cártel decidió abandonar dos años de política de defensa de cuota de mercado y establecer un recorte de producción de alrededor de 1,2 millones de barriles diarios (bbl/d). A esta decisión de la OPEP le siguió en diciembre el compromiso de un conjunto de países no pertenecientes a la OPEP, entre los que destaca Rusia, de realizar ajustes en el mismo sentido con un recorte de en torno a 0,6 millones de bbl/d. Considerando ambas propuestas, el cumplimiento de los compromisos daría lugar a que durante la primera mitad de 2017 saldrían del mercado alrededor de 1,8 millones de barriles diarios (bbl/d), lo que junto a las buenas expectativas de crecimiento de la demanda (la Agencia Internacional de la Energía prevé que la demanda global se incrementará en 1,41 millones de bbl/d en 2017), sería clave para alcanzar el reequilibrio del mercado y dar soporte a los precios del crudo. Sin embargo, existen factores que podrían introducir incertidumbre en el mercado, entre los que se encuentran: (i) una demanda de países emergentes por debajo de la esperada; (ii) una velocidad de respuesta mayor a la esperada de los hidrocarburos no convencionales de esquistos de EE.UU. al incremento esperado de precios; (iii) un aumento de la producción de Libia y Nigeria, países OPEP que quedaron excluidos de los recortes acordados en la reunión del 30 de noviembre; y (iv) un cumplimiento muy bajo de los países OPEP a sus compromisos individuales de recorte de producción.

Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos en terceros con los que Repsol realiza o podría realizar negocios. Cualquiera de los factores descritos anteriormente, ya sea de manera conjunta o independiente, podría afectar de manera adversa a la situación financiera, los negocios o los resultados de las operaciones de Repsol.

Cambio climático

Repsol está expuesta a posibles modificaciones del marco regulatorio de las emisiones de gases de efecto invernadero, derivadas tanto de su actividad industrial como del uso de sus productos.

Además, tras el Acuerdo de París, los compromisos asumidos por los países en sus respectivos NDC (*National Determined Contribution*) tendrán un impacto importante en las políticas climáticas. El acuerdo es sin duda un paso más hacia una economía baja en emisiones, en la que será esencial un modelo de empresa más sostenible.

Los activos de Repsol están sujetos a riesgos derivados de cambios físicos provocados por el cambio climático, como subidas del nivel del mar, cambios en patrones de precipitación, cambios en temperaturas extremas o sequías e incluso una mayor ocurrencia de fenómenos meteorológicos extremos (ciclones, huracanes, etc.). Repsol está presente en áreas susceptibles de sufrir estos efectos.

Por otro lado, cambios en las pautas de comportamiento de los consumidores hacia productos menos intensivos en carbono podrían afectar también a la competitividad de Repsol si no es capaz de adaptarse a estos cambios.

Repsol, y la industria del petróleo, están expuestos a corrientes de opinión negativas que pueden afectar al valor de la acción de Repsol, S.A. Iniciativas que promueven la desinversión en empresas dedicadas a la extracción de combustibles fósiles para reducir el impacto de sus productos sobre el cambio climático pueden afectar a la base accionarial de Repsol, S.A.

Repsol no puede predecir el alcance exacto que los riesgos descritos podrían provocar en las actividades, en el resultado de las operaciones y en la posición financiera del Grupo Repsol.

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 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, que pueden verse alterados como consecuencia de retraso, renegociación o cancelación de proyectos. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol de 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 las actividades de *Upstream*, en materias tales 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.

De manera análoga, en *Downstream*, las actividades de refino de petróleo y la industria petroquímica, en general, están sometidas a una exhaustiva regulación estatal e intervención en materias tales como la seguridad y los controles medioambientales.

Asimismo, 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 específicos 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 anticipar el alcance exacto de los cambios de dichas leyes ni de su interpretación ni de la implantación de determinadas políticas, que podrían afectar de un modo adverso a su negocio, resultados y situación financiera.

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

Repsol está sujeta a una gran variedad de regulaciones medioambientales y de seguridad 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, eficiencia energética, tecnologías extractivas, vertidos al agua, remediación del suelo y aguas subterráneas, así como generación, almacenamiento, transporte, tratamiento y eliminación final de los residuos y seguridad.

Por último, tras la adquisición de Repsol Oil & Gas Canada Inc. (**"ROGCI"**), anteriormente denominada Talisman Energy Inc., Repsol ha incrementado su actividad en hidrocarburos no convencionales. Desde un punto de vista medioambiental, la preocupación por los impactos que la

exploración y explotación de este tipo de recursos puedan ocasionar podría llevar a los gobiernos y autoridades a la aprobación de nueva normativa o a la exigencia de nuevos requerimientos para su desarrollo, que podrían afectar negativamente a Repsol.

Repsol no puede predecir el alcance exacto de los cambios en las regulaciones medioambientales y de seguridad ni de la interpretación de las mismas o si ciertas políticas se implementarán. Cualquier cambio regulatorio podría provocar un impacto negativo en las actividades, el resultado de las operaciones y la posición financiera del Grupo Repsol.

Riesgos operativos inherentes a las actividades de Repsol

Exploración y explotación de hidrocarburos (Upstream): 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 y suministro de proveedores, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas y su desmantelamiento.

Adicionalmente, los proyectos de exploración son complejos en cuanto a su tamaño y están expuestos a retrasos en la ejecución y desviaciones en los costes inicialmente presupuestados. Además, algunos de los proyectos de desarrollo están localizados en aguas profundas, áreas maduras y en otros entornos difíciles, como el Golfo de México, Alaska, el Mar del Norte, Brasil y la Selva Amazónica, o en yacimientos complejos que pueden agravar tales riesgos. También hay que considerar que, 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, 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.

Negocios industriales y comercialización de productos derivados del petróleo (Downstream)

Las actividades de las áreas de Refino, Química, Trading y producción y distribución de productos derivados del petróleo y del GLP están expuestas a los riesgos inherentes a estas actividades y éstos pueden estar relacionados con las características propias de estos productos (inflamabilidad o toxicidad), su uso (incluido el de los clientes), las emisiones resultantes del proceso productivo (como los gases de efecto invernadero) y materiales y residuos utilizados (residuos peligrosos y la gestión energética y del agua), que pueden afectar a la salud de las personas, la seguridad y al medio ambiente. Los activos industriales de Repsol (refinerías, plantas regasificadoras, almacenes, puertos, ductos, barcos, camiones cisterna, estaciones de servicio…) están expuestos a accidentes tales como incendios, explosiones, fugas de productos tóxicos, así como incidentes medioambientales contaminantes a gran escala. Estos accidentes pueden causar muertes y lesiones a los empleados, contratistas, residentes de áreas colindantes y clientes, así como daños a los bienes y activos de Repsol y de terceros.

Por otra parte, las actividades del segmento *Downstream* se desarrollan en un mercado altamente competitivo. Los márgenes de refino y comercialización pueden verse afectados por una combinación de factores tales como la baja demanda por el deterioro de la situación económica de los países en los que opera, altos precios de los crudos y de otras materias primas, tendencias de los costes energéticos ligados a la producción, excesos en la capacidad de refino en Europa y la creciente competencia de productos provenientes de refinerías en Rusia, Oriente Medio, Asia Oriental y Estados Unidos con costes productivos inferiores. Los negocios comerciales compiten con operadores internacionales de la industria de hidrocarburos y con otros operadores no petroleros (cadenas de supermercados y otros operadores comerciales) para adquirir u operar Estaciones de Servicio. Las Estaciones de Servicio de Repsol compiten fundamentalmente en base al precio, servicio y disponibilidad de productos *non-oil*.

Si alguno de los riesgos mencionados se materializa, la actividad de Repsol, 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 sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos 2016 (Información no auditada)"* del 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 ataques de grupos armados. 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, limitar las ventas en los mercados afectados por estos acontecimientos y afectar a la seguridad de los empleados y contratistas.

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 y no probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza los criterios establecidos por el sistema "SPE/WPC/AAPG/SPEE *Petroleum Resources Management System*", referido normalmente por su acrónimo SPE-PRMS (SPE - *Society of Petroleum Engineers*)".

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, entre los que destacan: las actividades de desarrollo y operaciones, incluyendo la perforación de pozos, las pruebas de producción y estudios. Tras la fecha de la estimación, los resultados de las actividades pueden conllevar revisiones sustanciales, tanto al alza como a la baja, en función de la calidad de los datos técnicos y económicos, incluyendo cambios en los precios de los hidrocarburos, y su interpretación y valoración. Asimismo, el comportamiento de la producción de los yacimientos y las tasas de recuperación dependen significativamente de la tecnología y la habilidad para implementarla.

Como resultado de lo anterior, la medición de las reservas no es precisa y está sujeta a revisión. La estimación de reservas probadas y no probadas de petróleo y gas también estará sujeta a correcciones tanto por errores en la aplicación de las normas publicadas como por cambio en las mismas. 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 el 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 y, por tanto, podría provocar un impacto negativo en las actividades, el resultado de las operaciones y la posición financiera del Grupo Repsol.

Adquisiciones, inversiones y enajenaciones

Como parte de la estrategia del Grupo, 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.

El 8 de mayo de 2015, Repsol completó la adquisición del grupo canadiense ROGCI (anteriormente denominada Talisman Energy Inc.), dedicado a la exploración y producción de petróleo y gas. Como en cualquier combinación de negocios, la capacidad de Repsol para alcanzar los beneficios estratégicos que se esperan de la adquisición dependerá de su capacidad para integrar equipos, procesos y procedimientos, así como para mantener las relaciones con clientes y socios.

De materializarse alguno de los riesgos indicados tras la toma de control de ROGCI, se podría producir un impacto negativo en las operaciones, los resultados o la situación financiera del Grupo Repsol.

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

Repsol, en línea con las prácticas de la industria, mantiene una cobertura de seguros ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas. La cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las pérdidas y/o responsabilidades incurridas. Además, las pólizas de seguros de Repsol contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos o, incluso, las indemnizaciones podrían devenir incobrables total o parcialmente en caso de insolvencia de los aseguradores. 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, como consecuencia de las significativas diferencias en 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 abastecerse de otras fuentes de gas natural, que podrían tener precios superiores a los acordados en esos contratos.

Repsol dispone también de contratos a largo plazo para la venta de gas a clientes que presentan riesgos de otro tipo, al estar vinculados a las reservas probadas actuales en estos países que, en el caso de que no sean suficientes, implicaría que Repsol no sería 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, los resultados y la 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.

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. En el caso de que Repsol no fuese capaz de anticiparse y adaptarse a estas exigencias del mercado podría producirse un impacto negativo en sus actividades, sus resultados de explotación y su 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 surgidos como consecuencia del desarrollo de su actividad sobre los que no 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 a los negocios, resultados o a la situación financiera del Grupo Repsol.

Las actividades de Repsol podrían verse afectadas por sanciones gubernamentales

La Unión Europea, sus Estados Miembros, el gobierno de los EE.UU. y otros países, así como las Naciones Unidas, imponen sanciones económicas y embargos comerciales a ciertos países como consecuencia de sus respectivas políticas exteriores y objetivos de seguridad. Estas sanciones económicas y embargos imponen restricciones a las actividades u operaciones con los países, gobiernos, entidades o individuos objeto de las correspondientes sanciones.

A pesar de que Repsol no ha sido sancionada ni ha participado, ni prevé participar en actividades que pudiesen suponer el incumplimiento de algún régimen de sanciones que le pudiera resultar aplicable, no puede asegurarse que en un futuro las actividades de Repsol no vayan a verse afectadas por sanciones, lo cual podría afectar negativamente a la situación financiera, los negocios o los resultados de explotación de Repsol.

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

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 económicas y/o materiales en el futuro por esta causa. Todo ello podría provocar un impacto negativo en sus actividades, resultados de las operaciones y posición financiera.

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

El nuevo Código de Ética y Conducta de Repsol es de obligado cumplimiento para todos los consejeros, directivos y empleados de Repsol, independientemente del tipo de contrato que determine su relación profesional o laboral y tiene como objetivo establecer el marco de referencia para entender y poner en práctica los comportamientos y las expectativas que la Compañía deposita en cada uno de sus empleados en su trabajo diario, con arreglo a los principios de lealtad a la Compañía, buena fe, integridad y 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. Las conductas indebidas en la gestión o los incumplimientos de la normativa aplicable, de producirse, podrían causar daños reputacionales a la Compañía, además de acarrear sanciones y responsabilidades legales.

Repsol está expuesto a corrientes de opinión negativas que pueden dañar su imagen y reputación, afectando a sus oportunidades de negocio.

La Compañía desarrolla sus operaciones en múltiples entornos en los que existen diversos grupos de interés, principalmente comunidades locales de las áreas de influencia de sus operaciones así como organizaciones de la sociedad civil (de ámbito local y nacional), políticas, sindicales y de consumidores, entre otras.

En caso de que los intereses de dichos colectivos se contrapongan a las actividades de la Compañía y la interlocución con los mismos no genere los acuerdos necesarios, Repsol puede verse afectado por la publicación de información tendenciosa o manipulada que genere corrientes de opinión contrarias a sus actividades.

Esto podría provocar un impacto negativo en la aceptación mediática o social de las actuaciones de Repsol, lo que derivaría a su vez en una erosión de la reputación de la Compañía y en la pérdida de oportunidades de negocio en la zona o en el país, con potenciales efectos adversos en el negocio, la posición financiera y los resultados de las operaciones.

2. RIESGOS FINANCIEROS

En la Nota 16—*"Riesgos financieros"* y en la Nota 17—*"Operaciones con derivados y otros"* de las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo correspondientes al ejercicio 2016, 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

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.

A 31 de diciembre de 2016, Repsol mantenía recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas suficientes para cubrir en 1,3 veces los vencimientos de su deuda a corto plazo. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por importe de 4.429 y 6.360 millones de euros a 31 de diciembre 2016 y 2015, 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 4.746 y 4.119 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente. 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 también realiza análisis de la solvencia 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.

Riesgo de la calificación crediticia

Las agencias de rating crediticio evalúan regularmente al Grupo, y sus calificaciones sobre el mismo se basan en factores externos, tales como las condiciones que afectan al sector del *Oil&Gas*, al estado general de la economía y a la evolución de los mercados financieros.

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. Todo ello podría provocar un impacto negativo en la posición financiera del Grupo Repsol.

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-	Baa2	BBB
Corto	A-3	P-2	F-3
Perspectiva	Estable	Negativa	Negativa
Fecha de la última revisión	3 de marzo de 2017	21 de marzo de 2016	23 de marzo de 2016

Las calificaciones crediticias son actualizadas periódicamente y pueden consultarse en la página web de Repsol (enlace).

Riesgos de mercado

El Grupo Repsol está expuesto a diversos tipos de riesgo de mercado: tipo de cambio, de precio de materias primas y de tipo de interés, 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 la Compañía, teniendo especial relevancia el hecho de que: (i) los flujos de efectivo procedentes de las operaciones de comercio internacional sobre crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares; y (ii) gran parte de los activos e inversiones financieras de Repsol están denominados igualmente en dólares.

  Adicionalmente ha de tenerse en cuenta que: (i) 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 cotizan las materias primas que sirven de referencia para la fijación de precios en la moneda local; y (ii) 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 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, 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 2016 y 2015, de las apreciaciones o depreciaciones 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 (%)	2016E[1] (millones €)	2015E[1] (millones €)
	+5	(27)	15
Efecto en el resultado después de impuestos.....	-5	30	(16)
	+5	202	186
Efecto en el patrimonio neto	-5	(223)	(205)

(1): Datos estimados.

  En la Nota 16—*"Riesgos financieros"* y en la Nota 17—*"Operaciones con derivados y otros"* de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016 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 (véanse los factores de riesgo *"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"*). Por tanto,

cambios en el precio del petróleo, del gas natural o de sus derivados podrían ocasionar un impacto adverso en los negocios del Grupo Repsol, sus resultados y su situación financiera.

En particular, respecto de los instrumentos financieros poseídos por el Grupo, a 31 de diciembre de 2016 y 2015, un aumento o disminución a dicha fecha 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 (%)	2016E[1] (millones €)	2015E[1] (millones €)
	+10	(33)	(6)
Efecto en el resultado después de impuestos.....	-10	33	6

(1): Datos estimados.

En la Nota 17—*"Operaciones con derivados y otros"* de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado.

- ***Riesgo de tipo de interés***: El valor de mercado de la financiación neta y los intereses netos del Grupo podrían verse afectados como consecuencia de variaciones en los tipos de interés, que 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. La variación de tipos de interés puede afectar igualmente al valor de activos y pasivos por variación de los tipos de descuento de flujos de caja aplicables, a la rentabilidad de las inversiones y al coste futuro de captación de recursos financieros.

  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. Por lo tanto, cambios en las tasas de interés podrían tener un efecto adverso en los negocios, resultados y posición financiera del Grupo.

  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 2016 y 2015, de la variación de los tipos de interés:

SENSIBILIDAD DEL RESULTADO NETO Y DEL PATRIMONIO	Incremento(+)/descenso(-) en el tipo de interés (puntos básicos)	2016E[1] (millones €)	2015E[1] (millones €)
	+50	--	(10)
Efecto en el resultado después de impuestos.....	-50	--	10
	+50	14	14
Efecto en el patrimonio neto	-50	(14)	(14)

(1): Datos estimados.

En la Nota 16—*"Riesgos financieros"* y en la Nota17—"*Operaciones con derivados y otros"* de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado y las operaciones de cobertura realizadas.

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 2016;

D. Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado de Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol correspondientes al ejercicio 2015; e

E. Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos 2016 (*Información no auditada*).

Las Cuentas Anuales consolidadas de Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol correspondientes a los ejercicios 2016 y 2015 han sido auditadas. El auditor externo ha verificado que la información contable que contienen los Informes de Gestión consolidados correspondientes a dichos ejercicios concuerda con la de las respectivas Cuentas Anuales consolidadas de Repsol. Las Cuentas Anuales consolidadas e Informes de Gestión consolidados de Repsol, correspondientes a los ejercicios 2016 y 2015, han sido depositados en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (la **"CNMV"**) junto con los correspondientes informes de auditoría.

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 (enlace) desde el 22 de febrero de 2017 (fecha de formulación de las Cuentas Anuales consolidadas de 2016) hasta la fecha del presente Documento de Registro que, asimismo, pueden consultarse en la página web de Repsol (enlace).

En el presente Documento de Registro, los términos **"Repsol"**, el **"Grupo Repsol"**, el **"Grupo"** o la **"Compañía"** 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 han sido objeto de ningún informe elaborado por un auditor independiente.

El presente Documento de Registro incluye magnitudes y ratios financieros, entre otros, el "EBITDA", la "Deuda Neta" o el "ROACE", que tienen la consideración de Medidas Alternativas de Rendimiento (las **"MAR"**) de conformidad con las Directrices de la *European Securities and Markets Authority*

(ESMA), publicadas en octubre de 2015, que Repsol ha seguido para su elaboración. Las MAR se presentan para una mejor evaluación del rendimiento financiero, los flujos de efectivo y la situación financiera del Grupo en la medida que son utilizadas por Repsol en la toma de decisiones financieras, operativas o estratégicas del Grupo. No obstante, las MAR no están auditadas ni se exigen o presentan de conformidad con las NIIF-UE y, por tanto, no deben ser consideradas de forma aislada sino como información complementaria de la información financiera auditada preparada de conformidad con las NIIF-UE. Los componentes y el método de cálculo de las MAR utilizados por Repsol se detallan en el Anexo I—*"Medidas alternativas de rendimiento"* del Informe de Gestión consolidado de Repsol correspondiente al ejercicio 2016 (véase Sección II.C.), disponible asimismo en la página web corporativa (enlace). Por tanto, las MAR utilizadas por Repsol podrían no ser comparables con otras MAR denominadas de igual forma o similar por otras sociedades.

A. TABLA DE EQUIVALENCIA

De conformidad con el artículo 19.2 del RD 1310/2005, la tabla que se incluye a continuación recoge la equivalencia entre (i) los epígrafes del Anexo I del Reglamento 809/2004; y (ii) las Cuentas Anuales consolidadas de Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol correspondientes a los ejercicios 2016 y 2015 y sus correspondientes Informes de Gestión consolidados, cuyos anexos III y II, respectivamente, incorporan los correspondientes Informes Anuales de Gobierno Corporativo de Repsol, S.A.

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 2016 y/o 2015. Esta 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 por 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 2016 y/o 2015. Esta información se recoge en el correspondiente epígrafe de la Sección II.B. del presente Documento de Registro.
- El símbolo "N/A" en 2015 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 correspondientes al ejercicio 2016; y/o (ii) 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 2015.

Tabla de equivalencia:

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004		**CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2016**	**CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015**
1.	**PERSONAS RESPONSABLES**		
1.1	Identificación de las personas responsables	—	N/A
1.2	Declaración de las personas responsables confirmando la veracidad de la información contenida en el documento de registro	—	N/A
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

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2016	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015
4. **FACTORES DE RIESGO**(*)	• Nota 16: Riesgos financieros • Nota 22.3: Riesgos geopolíticos • Informe de Gestión: apartado 8.1 *"Factores de riesgo"* • Informe de Gestión: Informe Anual de Gobierno Corporativo, Apartado E.3	N/A
5. **INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR**		
5.1 Historia y evolución del emisor		
5.1.1 Nombre legal y comercial del emisor(*)	• Nota 1: Información general	N/A
5.1.2 Lugar y número de registro del emisor(*)	• Nota 1: Información general	N/A
5.1.3 Fecha de constitución y período de actividad del emisor	—	N/A
5.1.4 Domicilio, personalidad jurídica, legislación aplicable, país de constitución y dirección y número de teléfono del domicilio social del emisor(*)	• Nota 1: Información general • Anexo IV: Marco regulatorio	N/A
5.1.5 Acontecimientos importantes en el desarrollo de la actividad del emisor	—	N/A

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2016	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015
5.2 Inversiones		
5.2.1 Descripción de las principales inversiones del emisor(*)	• Nota 4: Cambios en la composición del grupo • Nota 5: Información por segmentos de negocio • Nota 6: Inmovilizado intangible • Nota 7: Inmovilizado material • Nota 8: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación • Nota 10: Activos financieros • Nota 31: Información sobre medio ambiente • Anexo Ib: Principales variaciones del perímetro de consolidación • Informe de Gestión: apartado 5 *"Desempeño de nuestros negocios"* • Informe de Gestión: apartado 6.4 *"Investigación, desarrollo e innovación (I+D+i)"*	• Nota 4: Principales adquisiciones y desinversiones • Nota 5: Información por segmentos de negocio • Nota 6: Inmovilizado intangible • Nota 7: Inmovilizado material • Nota 8: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación • Nota 10: Activos financieros • Nota 30: Información sobre medio ambiente • Anexo Ib: Principales variaciones del perímetro de consolidación • Informe de Gestión: apartado 1 *"Principales acontecimientos del periodo"* • Informe de Gestión: apartado 5 *"El desempeño de nuestros negocios"* • Informe de Gestión: apartado 6.4 *"Investigación, desarrollo e innovación (I+D+i)"*
5.2.2 Descripción de las principales inversiones actualmente en curso(*)	• Nota 7: Inmovilizado material • Nota 31: Información sobre medio ambiente • Informe de Gestión: apartado 5 *"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 30: Compromisos y garantías • Informe de Gestión: apartado 7.2 *"Evolución previsible de los negocios"*	N/A

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2016	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015
5.3 Desinversiones	• Nota 4: Cambios en la composición del grupo • Nota 6: Inmovilizado intangible • Nota 7: Inmovilizado material • Nota 8: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación • Nota 9: Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta • Nota 21: Ingresos y gastos de explotación • Anexo Ib: Principales variaciones del perímetro de consolidación • Informe de Gestión: apartado 1 *"Resumen de principales acontecimientos"* • Informe de Gestión: apartado 4.1 *"Resultados"* • Informe de Gestión: apartado 5 *"Desempeño de nuestros negocios"*	• Nota 4: Principales adquisiciones y desinversiones • Nota 6: Inmovilizado intangible • Nota 7: Inmovilizado material • Nota 8: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación • Nota 9: Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta • Nota 21: Ingresos y gastos de explotación • Anexo Ib: Principales variaciones del perímetro de consolidación • Informe de Gestión: apartado 1 *"Principales acontecimientos del periodo"* • Informe de Gestión: apartado 2.3 *"Plan Estratégico 2016-2020"* • Informe de Gestión: apartado 4.1 *"Resultados"* • Informe de Gestión: apartado 5 *"El desempeño de nuestros negocios"*
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 1: Información general • Nota 2: Bases de presentación • Nota 5: Información por segmentos de negocio • Informe de Gestión: apartado 2.1 *"Modelo de negocio"* • Informe de Gestión: apartado 5 *"Desempeño de nuestros negocios"*	• Nota 1: Información general • Nota 5: Información por segmentos de negocio • Informe de Gestión: apartado 2.1 *"Modelo de negocio"* • Informe de Gestión: apartado 2.3 *"Plan Estratégico 2016-2020"* • Informe de Gestión: apartado 5 *"El desempeño de nuestros negocios"*

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2016	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015
6.1.2 Indicación de todo nuevo producto y/o servicio significativos(*)	• Informe de Gestión: apartado 5 *"Desempeño de nuestros negocios"* • Informe de Gestión: apartado 6.4 *"Investigación, desarrollo e innovación (I+D+i)"*	N/A
6.2 Mercados principales	• Nota 5: Información por segmentos de negocio • Nota 21: Ingresos y gastos de explotación • Informe de Gestión: apartado 2.2 *"Estructura societaria"* • Informe de Gestión: apartado 5 *"Desempeño de nuestros negocios"*	• Nota 5: Información por segmentos de negocio • Nota 21: Ingresos y gastos de explotación • Informe de Gestión: apartado 2.1 *"Modelo de negocio"* • Informe de Gestión: apartado 5 *"El desempeño de nuestros negocios"*
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 3 *"Entorno macroeconómico"* • Informe de Gestión: apartado 4 *"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas*" • Informe de Gestión: apartado 5 *"Desempeño de nuestros negocios"*	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	• Nota 1: Información general • Informe de Gestión: apartado 2.2 *"Estructura societaria"*	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 2016 • Informe de Gestión: apartado 2.2 *"Estructura societaria"*	N/A

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2016	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015
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 2: Bases de presentación • Nota 7: Inmovilizado material	N/A
8.2 Aspectos medioambientales que puedan afectar al inmovilizado material tangible	• Nota 31: Información sobre medio ambiente • Informe de Gestión: apartado 6.2 *"Seguridad y medioambiente"* • Informe de Gestión: apartado 8.1 *"Factores de riesgo"*	N/A
9. ANÁLISIS OPERATIVO Y FINANCIERO		
9.1 Situación financiera	• Estados financieros consolidados: – Balance de situación – Cuenta de pérdidas y ganancias – Estado de ingresos y gastos reconocidos – Estado de cambios en el patrimonio neto – Estado de flujos de efectivo • Notas 1 a 33 • Informe de Gestión: apartado 1 *"Resumen de principales acontecimientos"* • Informe de Gestión: apartado 4 *"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"* • Informe de Gestión: apartado 5 *"Desempeño de nuestros negocios"*	• Estados financieros consolidados: – Balance de situación – Cuenta de pérdidas y ganancias – Estado de ingresos y gastos reconocidos – Estado de cambios en el patrimonio neto – Estado de flujos de efectivo • Notas 1 a 32 • Informe de Gestión: apartado 1 *"Principales acontecimientos del periodo"* • Informe de Gestión: apartado 4 *"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"* • Informe de Gestión: apartado 5 *"El desempeño de nuestros negocios"*

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2016	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015
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(*)	• Nota 21: Ingresos y gastos de explotación • Nota 22: Deterioro de activos • Informe de Gestión: apartado 1 *"Resumen de principales acontecimientos"* • 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 *"Desempeño de nuestros negocios"*	N/A
9.2.2 Cambios importantes en las ventas o en los ingresos del emisor(*)	• Nota 21: Ingresos y gastos de explotación	• Nota 21: Ingresos y gastos de explotación

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2016	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015
9.2.3 Factores gubernamentales, económicos, fiscales, monetarios o políticos, que directa o indirectamente, hayan afectado o pudieran afectar de manera importante a las operaciones del emisor(*)	• Nota 20: Situación fiscal • Nota 22: Deterioro de activos • Nota 29: Litigios • Anexo IV: Marco regulatorio • Informe de Gestión: apartado 1 *"Resumen de principales acontecimientos"* • Informe de Gestión: apartado 3 *"Entorno macroeconómico"* • Informe de Gestión: apartado 4.1 *"Resultados"* • Informe de Gestión: apartado 5.1 *"Upstream"* • Informe de Gestión: apartado 6.3 *"Impuestos"* • Informe de Gestión: apartado 7 *"Evolución previsible"* • Informe de Gestión: apartado 8.1 *"Factores de riesgo"*	• Nota 4: Principales adquisiciones y desinversiones • Nota 16.1.4): Otros riesgos. Venezuela • Nota 20: Situación fiscal • Nota 22: Deterioro de activos • Nota 28: Contingencias legales • Anexo IV: Marco regulatorio • Informe de Gestión: apartado 1 *"Principales acontecimientos del periodo"* • Informe de Gestión: apartado 3 *"Entorno macroeconómico"* • Informe de Gestión: apartado 4.1 "*Resultados*" • Informe de Gestión: apartado 5.1 "*Upstream*" • Informe de Gestión: apartado 6.3 *"Fiscalidad"* • Informe de Gestión: apartado 7 *"Evolución previsible"* • Informe de Gestión: apartado 8.1 *"Factores de riesgo"*

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2016	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015
10. RECURSOS FINANCIEROS		
10.1 Información relativa a los recursos financieros a corto y a largo plazo(*)	• Nota 2: Bases de presentación • Nota 10: Activos financieros • Nota 13: Patrimonio neto • Nota 15: Pasivos financieros • Nota 16: Riesgos financieros • Nota 17: Operaciones con derivados y otros • Nota 18: Otros pasivos no corrientes • Nota 19: Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar • Nota 23: Ingresos y gastos financieros • Nota 33: Hechos posteriores • Informe de Gestión: apartado 1 *"Resumen de principales acontecimientos"* • Informe de Gestión: apartado 4.1 *"Resultados"* • Informe de Gestión: apartado 4.2 *"Situación financiera"*	• Nota 2: Bases de presentación • Nota 10: Activos financieros • Nota 13: Patrimonio neto • Nota 15: Pasivos financieros • Nota 16: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 17: Operaciones con derivados • Nota 18: Otros pasivos no corrientes • Nota 19: Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar • Nota 23: Ingresos y gastos financieros • Nota 32: Hechos posteriores • Informe de Gestión: apartado 1 *"Principales acontecimientos del periodo"* • Informe de Gestión: apartado 4.2 *"Situación financiera"*

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2016	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015
10.2 Fuentes y cantidades de los flujos de tesorería	• Estado de flujos de efectivo • Nota 4: Cambios en la composición del grupo • Nota 10: Activos financieros • Nota 15: Pasivos financieros • Nota 16: Riesgos financieros • Nota 21: Ingresos y gastos de explotación • Nota 23: Ingresos y gastos financieros • Nota 25: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Informe de Gestión: apartado 4 *"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"*	• Estado de flujos de efectivo • Nota 4: Principales adquisiciones y desinversiones • Nota 10: Activos financieros • Nota 15: Pasivos financieros • Nota 16: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 21: Ingresos y gastos de explotación • Nota 23: Ingresos y gastos financieros • Nota 24: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Informe de Gestión: apartado 4 *"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"*
10.3 Condiciones de los préstamos y estructura de financiación	• Nota 15: Pasivos financieros • Nota 16: Riesgos financieros • Nota 17: Operaciones con derivados y otros	• Nota 15: Pasivos financieros • Nota 16: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 17: Operaciones con derivados
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	—	N/A

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2016	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015
10.5 Fuentes previstas de fondos necesarios para cumplir con los compromisos mencionados en los epígrafes 5.2.3 y 8.1(*)	• Estado de flujos de efectivo • Nota 4: Cambios en la composición del grupo • Nota 10: Activos financieros • Nota 15: Pasivos financieros • Nota 16: Riesgos financieros • Nota 21: Ingresos y gastos de explotación • Nota 23: Ingresos y gastos financieros • Nota 25: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Informe de Gestión: apartado 1 *"Resumen de principales acontecimientos"* • Informe de Gestión: apartado 4 *"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"*	• Estado de flujos de efectivo • Nota 4: Principales adquisiciones y desinversiones • Nota 10: Activos financieros • Nota 15: Pasivos financieros • Nota 16: Gestión de riesgos financieros y del capital • Nota 21: Ingresos y gastos de explotación • Nota 23: Ingresos y gastos financieros • Nota 24: Flujos de efectivo de las actividades de explotación • Informe de Gestión: apartado 1 *"Principales acontecimientos del periodo"* • Informe de Gestión: apartado 2.3 *"Plan estratégico 2016-2020"* • Informe de Gestión: apartado 4 *"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"*
11. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO, PATENTES Y LICENCIAS	• Nota 32.3: Investigación, desarrollo e innovación • Informe de Gestión: apartado 6.4 *"Investigación, desarrollo e innovación (I+D+i)"*	• Nota 21: Ingresos y gastos de explotación • Informe de Gestión: apartado 6.4 *"Investigación, desarrollo e innovación (I+D+i)"*
12. INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS		
12.1 Tendencias recientes más significativas desde el fin del último ejercicio hasta la fecha del documento de registro(*)	• Informe de Gestión: apartado 3 *"Entorno macroeconómico"* • Informe de Gestión: apartado 7 *"Evolución previsible"*	N/A

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004		CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2016	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015
12.2	Tendencias conocidas, incertidumbres o hechos que puedan razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor, al menos para el ejercicio actual(*)	• Nota 20: Situación fiscal • Nota 29: Litigios • Nota 30: Compromisos y garantías • Informe de Gestión: apartado 3 *"Entorno macroeconómico"* • Informe de Gestión: apartado 5 *"Desempeño de nuestros negocios"* • Informe de Gestión: apartado 7 *"Evolución previsible"*	N/A
13.	**PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS**		
13.1	Principales supuestos en los que el emisor 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	—	—
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 de administración, de gestión o de supervisión y las actividades principales de importancia respecto del emisor y desarrolladas fuera del mismo(*)	• Informe de Gestión: apartado 2.3 "*Gobierno corporativo*" • Informe de Gestión: Informe Anual de Gobierno Corporativo, Apartados C.1.1 a C.1.13, C.1.16 y C.1.17	N/A
14.2	Conflictos de intereses de los órganos de administración, de gestión y de supervisión, y altos directivos(*)	• Nota 27: Retribuciones a los 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

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004		CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2016	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015
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 27: Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo • Nota 28: Obligaciones con el personal • Informe de Gestión: Informe Anual de Gobierno Corporativo, Apartados C.1.15, C.1.16 y H.1.4	N/A
15.2	Importes totales ahorrados o acumulados por el emisor o sus filiales para prestaciones de pensión, jubilación o similares(*)	• Nota 27: Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo • Nota 28: Obligaciones con el personal • Informe de Gestión: Informe Anual de Gobierno Corporativo, Apartados C.1.15, C.1.16 y H.1.4	N/A
16.	**PRÁCTICAS DE GESTIÓN**		
16.1	Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y período durante el cual la persona ha desempeñado servicios en ese cargo	—	N/A
16.2	Información sobre los contratos de miembros de los órganos de administración, 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(*)	• Nota 27: Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo • Informe de Gestión: Informe Anual de Gobierno Corporativo, Apartado C.1.45	N/A
16.3	Información sobre el comité de auditoría y el comité de retribuciones del emisor, incluidos los nombres de sus miembros y un resumen de su reglamento interno(*)	• Informe de Gestión: apartado 2.3 *"Gobierno corporativo"* • 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 32.1: Plantilla • Informe de Gestión: apartado 6.1 *"Personas"*	• Nota 31.1: Plantilla • Informe de Gestión: apartado 6.1 *"Personas"*

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004		CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2016	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015
17.2	Acciones y opciones de compra de acciones(*)	• Nota 27: Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo • Nota 28: Obligaciones con el personal • Informe de Gestión: Informe Anual de Gobierno Corporativo, Apartado A.3	N/A
17.3	Descripción de todo acuerdo de participación de los empleados en el capital del emisor	• Nota 28: Obligaciones con el personal	N/A
18.	**ACCIONISTAS PRINCIPALES**		
18.1	Nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos de administración, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable en el capital o en los derechos de voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas(*)	• Nota 13: Patrimonio neto • Informe de Gestión: Informe Anual de Gobierno Corporativo, Apartados A.2 y H.1.2	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, Apartados A.6 y A.10	N/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
19.	**OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS(*)**	• Nota 26: Información sobre operaciones con partes vinculadas • Nota 27: Retribuciones a los 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.1.4, H.1.6 y H.1.7	• Nota 25: Información sobre operaciones con partes vinculadas • Nota 26: Retribuciones a los 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.1.5, H.1.8 y H.1.9

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2016	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015
20. INFORMACIÓN FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y 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 ingresos y gastos reconocidos – Estado de cambios en el patrimonio neto – Estado de flujos de efectivo • Notas 1 a 33 • Anexos I, Ib, II, III y IV	• Estados financieros consolidados: – Balance de situación – Cuenta de pérdidas y ganancias – Estado de ingresos y gastos reconocidos – Estado de cambios en el patrimonio neto – Estado de flujos de efectivo • Notas 1 a 32 • Anexos I, Ib, II, III y IV
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	—	—
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 13: Patrimonio neto • Informe de Gestión: apartado 4 *"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"*	• Nota 13: Patrimonio neto • Informe de Gestión: apartado 4 *"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"*
20.8 Procedimientos judiciales y de arbitraje(*)	• Nota 3: Estimaciones y juicios contables • Nota 20: Situación fiscal • Nota 29: Litigios	N/A
20.9 Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor	—	N/A

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2016	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015
21. INFORMACIÓN ADICIONAL		
21.1 Capital social		
21.1.1 Importe del capital emitido(*)	• Nota 13: Patrimonio neto • Informe de Gestión: Informe anual de gobierno corporativo, Apartados A.1 y H.1.1	N/A
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 13: Patrimonio neto • Informe de Gestión: Informe Anual de Gobierno Corporativo, Apartados A.8, A.9 y H.1.3	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 13: Patrimonio neto	• Estado de cambios en el patrimonio neto • Nota 13: Patrimonio neto
21.2 Estatutos y escritura de constitución		
21.2.1 Descripción del objeto social 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 de administración, 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 13: Patrimonio neto • Anexo IV: Marco regulatorio • Informe de Gestión: Informe Anual de Gobierno Corporativo, Apartado A.10	N/A

EPÍGRAFES ANEXO I REGLAMENTO 809/2004	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2016	CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS E INFORME DE GESTIÓN 2015
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, Apartados A.10 y A.11	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	—	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 8: Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación • Anexo I: Principales sociedades que configuran el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2016	N/A

B. ANEXO I DEL REGLAMENTO 809/2004

(*Incluye la información de los epígrafes del Anexo I del Reglamento 809/2004 no recogida en las Cuentas Anuales consolidadas ni en los Informes de Gestión consolidados de Repsol, correspondientes a los ejercicios 2016 y 2015, o complementa, modifica y/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, S.A., en su condición de Director General Económico Financiero (CFO), 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. y las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo Repsol, correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014, han sido auditadas por Deloitte, S.L. (**"Deloitte"**) sin salvedades.

Deloitte está domiciliado en Madrid, Plaza Pablo Ruiz Picasso, núm. 1, con número de identificación fiscal (N.I.F.) B-79.104.469 y número 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.

El Consejo de Administración, en su reunión celebrada el 29 de marzo de 2017, aprobó someter a la Junta General Ordinaria de Accionistas, cuya celebración está prevista el 18 y el 19 de mayo de 2017 en primera y en segunda convocatoria, respectivamente, la reelección de Deloitte como auditor de cuentas de Repsol, S.A. y del Grupo para el ejercicio 2017, así como el nombramiento de PricewaterhouseCoopers Auditores, S.L. como auditor de cuentas de Repsol, S.A. y del Grupo para los ejercicios 2018, 2019 y 2020.

3. INFORMACIÓN FINANCIERA SELECCIONADA

3.1 Información financiera histórica seleccionada

Las Cuentas Anuales consolidadas de Repsol correspondientes a los ejercicios 2016, 2015 y 2014 han sido preparadas a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y de sus sociedades participadas, y se han elaborado de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el *International Accounting Standards Board* (IASB) adoptadas por la Unión Europea (las **"NIIF-UE"**) a 31 de diciembre de dichos ejercicios y demás disposiciones del marco normativo aplicable. La información financiera histórica consolidada de Repsol correspondiente a los ejercicios 2016, 2015 y 2014 se incorpora en el presente Documento de Registro según se indica en la tabla de equivalencia incluida en la Sección II.A.

Conforme a la NIIF 6 Exploración y Evaluación de Recursos Minerales, una entidad puede desarrollar políticas contables específicas para los activos que se encuentren en la fase de exploración y evaluación de la actividad extractiva. En el contexto de la integración de los negocios de ROGCI y en base a su experiencia pasada, Repsol revisó en 2016 sus políticas contables y, en particular, consideró que la capitalización de los costes de geología y geofísica (G&G) durante la fase exploratoria, conforme a la NIIF 6, proporcionaba un mejor reflejo contable de la realidad económica de sus actividades e inversiones globales para la explotación de hidrocarburos, incrementando la utilidad de la información ofrecida.

Conforme a la NIC 8, este cambio de política contable debe aplicarse retroactivamente. Por ello, el balance de situación consolidado, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado y el estado de flujos de efectivo consolidado de Repsol correspondientes al ejercicio 2015, así como sus respectivas notas, han sido re-expresados para incluir las modificaciones necesarias respecto a los formulados en las Cuentas Anuales consolidadas auditadas de 2015.

- ***Balance de situación consolidado seleccionado***

La tabla siguiente recoge el balance de situación consolidado seleccionado a 31 de diciembre de 2016 y 2015 y a 1 de enero de 2015.

BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO SELECCIONADO *(Según NIIF-UE)*	31/12/2016 (millones €) Auditado	Variación 2016-2015 (%)	31/12/2015[(1)] (millones €) No auditado	Variación 2015 (%)	01/01/2015[(1)(2)] (millones €) No auditado
ACTIVO					
Activo no corriente	48.921	(3,02)	50.444	43,45	35.164
Activo corriente	15.928	24,91	12.752	(25,17)	17.041
Total activo	**64.849**	**2,62**	**63.196**	**21,05**	**52.205**
PATRIMONIO NETO	**31.111**	**8,17**	**28.762**	**1,33**	**28.384**
PASIVO					
Pasivo no corriente	19.001	(4,79)	19.957	46,98	13.578
Pasivo corriente	14.737	1,80	14.477	41,34	10.243
Total patrimonio neto y pasivo	**64.849**	**2,62**	**63.196**	**21,05**	**52.205**

(1): La información financiera seleccionada incluye las modificaciones necesarias respecto de las Cuentas Anuales consolidadas auditadas de Repsol correspondientes al ejercicio 2015 en relación con la capitalización de los costes de geología y geofísica (G&G) durante la fase exploratoria (véase la Nota 2.1 de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016 incluidas en la Sección II.C.).

(2): De acuerdo a la NIC 1 "*Presentación de Estados Financieros*", y como consecuencia de la capitalización de los costes de geología y geofísica (G&G) durante la fase exploratoria, se presenta el balance de situación consolidado re-expresado a 1 de enero de 2015.

- ***Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada seleccionada***

La tabla siguiente recoge la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada seleccionada de Repsol a 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014.

CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADA SELECCIONADA *(Según NIIF-UE)*	31/12/2016 (millones €) Auditado	Variación 2016-2015 (%)	31/12/2015[1] (millones €) No auditado	Variación 2015-2014 (%)	31/12/2014 (millones €) Auditado
Ingresos de explotación	37.433	(10,32)	41.741	(11,74)	47.292
Gastos de explotación	(35.522)	(20,11)	(44.465)	(5,82)	(47.214)
Resultado de explotación	1.911	(170,15)	(2.724)	(3.592,31)	78
Resultado financiero	(234)	(150,76)	461	203,29	152
Resultado antes de impuestos	1.871	(179,55)	(2.352)	(309,63)	1.122
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	1.480	(209,14)	(1.356)	(238,93)	976
Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones continuadas	1.437	(202,79)	(1.398)	(237,73)	1.015
Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas	299	100,00	--	(100,00)	597
Resultado total atribuido a la sociedad dominante	1.736	(224,18)	(1.398)	(186,72)	1.612
Beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante (en euros)	1,16	(222,11)	(0,95)[2]	(184,82)	1,12[2]

(1): La información financiera seleccionada incluye las modificaciones necesarias respecto de las Cuentas Anuales consolidadas auditadas de Repsol correspondientes al ejercicio 2015 en relación con la capitalización de los costes de geología y geofísica (G&G) durante la fase exploratoria (véase la Nota 2.1 de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016 incluidas en la Sección II.C.).

(2): El cálculo del beneficio por acción a 31 de diciembre de 2015 y 2014 coincide con el correspondiente a los ejercicios 2015 y 2014 (re-expresados) incluidos en las Cuentas Anuales consolidadas de Repsol a 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente, y difiere del contenido en las Cuentas Anuales consolidadas de Repsol a 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente, 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 Notas 13—*"Patrimonio neto"* de las Cuentas Anuales consolidadas de Repsol de los ejercicios 2016 y 2015 (véase Sección II.C. y Sección II.D., respectivamente).

- ***Principales magnitudes y ratios financieros***

La tabla siguiente incluye las principales magnitudes financieras y ratios financieros de Repsol a 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014.

PRINCIPALES MAGNITUDES Y RATIOS FINANCIEROS	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2014
		No auditado	
EBITDA[1] (millones €)	5.226	4.416	3.800
Deuda Neta[1]/EBITDA (x veces)	1,6	2,7	0,5
Deuda Neta/Capital empleado[1] (%)	20,7	29,3	6,4
ROACE[1] (%)	5,8	3,0	4,4
Cotización al cierre del ejercicio[2] (euros)	13,42	10,12	15,6
PER[3] (x veces)	11,6	(10,5)	13,2

(1): Medida Alternativa de Rendimiento (MAR) de conformidad con las Directrices de la *European Securities and Markets Authority* (ESMA) publicadas el 5 de octubre de 2015. Para más información sobre las MAR, véase el Anexo I del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2016 incluido en la Sección II.C. del presente Documento de Registro.

(2): Precio de cotización por acción al cierre del ejercicio en el Mercado Continuo de las Bolsas de Valores españolas.

(3): Precio de cotización de la acción al cierre del ejercicio/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 desde la publicación de sus últimos estados financieros anuales auditados.

4. FACTORES DE RIESGO

En la Sección I del presente Documento de Registro se encuentran recogidos los factores de riesgo del Grupo Repsol. Dicha información actualiza y/o se complementa con la recogida en la Nota 16—*"Riesgos financieros"* y en la Nota 22.3—*"Riesgos geopolíticos"* de las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo Repsol del ejercicio 2016, en el apartado 8.1—*"Factores de riesgo"* de su Informe de Gestión consolidado correspondiente a dicho ejercicio, así como en el apartado E.3 del Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2016, incluidos en la Sección II.C. del presente Documento de Registro.

5. INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR

5.1 Historia y evolución del emisor

5.1.1 Nombre legal y comercial del emisor

En el ámbito comercial, Repsol, S.A. se denomina "Repsol".

El resto de la información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 1—*"Información general"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016 (véase Sección II.C.).

5.1.2 Lugar y número de registro del emisor

El identificador de entidad jurídica (código L.E.I.) de Repsol, S.A. es BSYCX13Y0NOTV14V9N85.

El resto de la información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 1—*"Información general"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016 (véase Sección II.C.).

5.1.3 Fecha de constitución y período de actividad del emisor

Repsol, S.A. es una sociedad anónima que se constituyó el 31 de diciembre 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 del domicilio social del emisor.

Repsol, S.A. fue constituida en España y el número de teléfono de su domicilio social es el (+34) 917 538 000.

El resto de la información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 1—*"Información general"* y en el Anexo IV—*"Marco regulatorio"* de las Cuentas Anuales consolidadas de 2016, incluidas en la Sección II.C. del presente Documento de Registro.

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 se inicia el proceso de privatización de Repsol, S.A. Sus acciones comienzan a cotizar en las Bolsas de Valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y, a través de *American Depositary Shares* (ADS), en la Bolsa de Nueva York (*New York Stock Exchange*), mercado en el que se negociarán hasta marzo de 2011.
- 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.
- Repsol continúa su expansión internacional, alcanzando su punto culminante en los años 1999 y 2000 con la adquisición del 99% de la compañía argentina YPF S.A., compañía petrolera líder en Argentina y antigua empresa pública del sector.
- 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.
- En 2014, se firmaron varios convenios con los que se ponía fin a la controversia por la expropiación en 2012 del 51% de las acciones de YPF S.A. y el 60% de las acciones de YPF Gas S.A. pertenecientes al Grupo Repsol. Tras la expropiación y la venta de las acciones no expropiadas se culminó la desinversión en YPF S.A.
- En mayo de 2015, Repsol adquirió el 100% del capital de ROGCI (anteriormente denominada Talisman Energy Inc.), sociedad canadiense dedicada a la exploración, desarrollo, producción, transporte y comercialización de crudo, gas natural y otros hidrocarburos líquidos, por un importe total de 8.005 millones de euros.
- En 2016, Repsol ha continuado con el proceso de transformación iniciado tras la adquisición de ROGCI y la aprobación en octubre de 2015 del Plan Estratégico 2016-2020. Este proceso ha permitido realizar una gestión flexible del portafolio para desinvertir en activos no estratégicos entre los que destaca (i) la venta del negocio de gas canalizado a sociedades del grupo Gas Natural Fenosa, Redexis Gas, S.A., Naturgas Energía y Distribución, S.A.U. y Distribución y Comercialización de Gas de Extremadura, S.A. por un importe total de 737 millones de euros; y (ii) la venta por un importe de 1.901 millones de euros del 10% del capital de Gas Natural SDG, S.A., en la que Repsol mantiene, aproximadamente, un 20% de participación.

5.2 Inversiones

5.2.1 Descripción de las principales inversiones del emisor

La información relativa a este epígrafe se recoge en los siguientes apartados:

- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016 (véase Sección II.C.):

  Nota 4—*"Cambios en la composición del grupo"*; Nota 5—*"Información por segmentos de negocio"*; Nota 6—*"Inmovilizado intangible"*; Nota 7—*"Inmovilizado material"*; Nota 8—*"Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación"*; Nota 10—*"Activos financieros"*; Nota 31—*"Información sobre medio ambiente"*; y Anexo Ib—*"Principales variaciones del perímetro de consolidación"*.

- Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2016 (véase Sección II.C.):

  Apartado 5—*"Desempeño de nuestros negocios"*; y apartado 6.4—*"Investigación, desarrollo e innovación (I+D+i)"*.

- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 (véase Sección II.D.):

  Nota 4—*"Principales adquisiciones y desinversiones"*; Nota 5—*"Información por segmentos de negocio"*; Nota 6—*"Inmovilizado intangible"*; Nota 7—*"Inmovilizado material"*; Nota 8—*"Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación"*; Nota 10—*"Activos*

financieros"; Nota 30—*"Información sobre medio ambiente"*; y Anexo Ib—*"Principales variaciones del perímetro de consolidación"*.

- Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2015 (véase Sección II.D.):

  Apartado 1—*"Principales acontecimientos del periodo"*; apartado 5—*"El desempeño de nuestros negocios"*; y apartado 6.4—*"Investigación, desarrollo e innovación (I+D+i)"*.

Dicha información se complementa con lo recogido en los apartados *"Inversiones acumuladas (costes capitalizados)"* y *"Reservas netas probadas estimadas, desarrolladas y no desarrolladas, de hidrocarburos"* de la información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos a 31 de diciembre de 2016 que se incluye en la Sección II.E. del presente Documento de Registro. En la elaboración de la información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos a Repsol a 31 de diciembre de 2016 (información no auditada) incluida en la Sección II.E., Repsol ha tenido en cuenta las recomendaciones de la *European Securities and Markets Authority* (ESMA) para la aplicación uniforme del Reglamento 809/2004, en relación con las operaciones extractivas.

Desde el 31 de diciembre de 2016, 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"* y en la Nota 31—*"Información sobre medio ambiente"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016, así como en el apartado 5—*"Desempeño de nuestros negocios"* del Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2016 (véase Sección II.C.). Dicha información se complementa y/o actualiza con la que se presenta a continuación.

A 31 de diciembre de 2016, el Grupo tenía registrado como inmovilizado material un importe de 27.297 millones de euros. Este importe corresponde al segmento *Upstream* (17.439 millones de euros, de los cuales 15.255 y 1.898 millones de euros se clasificaron en los epígrafes *"Inversiones en zonas con reservas"* y *"Inversiones en exploración"*, respectivamente) y a *Downstream* y Corporación (9.858 millones de euros, de los cuales 699 millones de euros se clasificaron en el epígrafe *"Inmovilizado en curso"*).

Las inversiones en inmovilizado material del ejercicio 2016 ascendieron a 1.755 millones de euros, correspondientes al segmento *Upstream* (1.044 millones de euros) y a *Downstream* y Corporación (711 millones de euros), siendo las principales inversiones en curso las que se describen a continuación.

NORTEAMÉRICA

- ***Estados Unidos:***

La presencia de Repsol en EE.UU., uno de los principales países estratégicos de la Compañía, se centra en los activos de hidrocarburos no convencionales de **Marcellus** (producción y desarrollo de gas seco), **Eagle Ford** (producción y desarrollo de gas con líquidos asociados) y **Midcontinent/Mississippian Lime** (gas con líquidos asociados). Completan el portafolio de proyectos, el importante activo *offshore* de crudo de **Shenzi**, así como el portafolio exploratorio con importantes descubrimientos realizados (**Alaska North Slope, Buckskin y León**).

- En marzo de 2016 se cedió al socio Armstrong Oil and Gas la condición de compañía operadora en el **North Slope de Alaska** en EE.UU. Durante el año 2016 se continuó avanzando en la fase de solicitud de los permisos medioambientales del futuro proyecto de desarrollo de la formación

Nanushuk en la Unidad Pikka, donde Repsol mantiene un 49% de participación. Repsol mantiene un 25% de participación en el resto del área exploratoria.

El 9 de marzo de 2017 se anunció el importante descubrimiento realizado con el sondeo Horseshoe-1 que confirma la formación Nanushuk como una de las de mayor potencial de la prolífica zona del North Slope de Alaska. El descubrimiento de Horseshoe extiende la formación de Nanushuk en más de 32 kilómetros con respecto a los hallazgos realizados hasta el momento. Los recursos contingentes totales se estiman en torno a 1.200 millones de barriles recuperables de crudo ligero. Actualmente se encuentran pendientes de completar los trabajos de delineación que permitan definir el plan de desarrollo, esperándose la puesta en producción en 2022.

- En abril de 2016 se procedió a la cesión de la operación del área oeste del activo productivo **Eagle Ford** en EE.UU. a Statoil con lo que esta compañía pasó a operar todo el activo. En diciembre de 2015 se alcanzó este acuerdo con Statoil, por el cual Repsol cedió un 13% de la participación en Eagle Ford a cambio de un 15% de participación en el campo en producción Gudrun en Noruega. Repsol pasa a tener un 35,32% de participación en el proyecto.
- En el activo productivo **Shenzi** (Repsol 28%) en las aguas profundas del Golfo de México, se finalizó el pozo WI-7 en el segundo trimestre de 2016. Se trata de un pozo de inyección para incrementar los niveles de producción en el Área Sur del yacimiento.
- Respecto a los importantes descubrimientos exploratorios realizados en los últimos años en el Golfo de México, en 2016 se continuó definiendo el futuro plan de desarrollo en **Buckskin** con el objetivo de tomar la Decisión Final de Inversión (FID) a lo largo de 2017. A finales de 2016 se acordó con la compañía Llog su entrada en el proyecto Buckskin con un 55% de participación (Repsol tiene en el proyecto un 22,5%). En 2016 se finalizó el pozo *appraisal* **León-2** cuyos resultados se están evaluando para confirmar la extensión del importante descubrimiento realizado en 2014 con el sondeo León.
- En el activo de recursos no convencionales de **Midcontinent/Mississippian Lime**, durante 2016 se produjo una menor actividad de desarrollo perforándose en torno a 25 pozos, lo que supone una reducción del 89% respecto al año 2015.

▪ ***Canadá***

- En este otro país estratégico de Norteamérica, la presencia de la Compañía se centra en los activos de hidrocarburos no convencionales de **Greater Edson** (producción de crudo y gas que se concentran en Edson –Alberta- con una participación media del 75% y que engloba 6 áreas: Edson, Sundance/MedLodge, Ansell y Minehead en la zona sur y Wild River y Bigstone en la zona norte) y **Duvernay** (área no madura, en su primera fase de desarrollo y evaluación, con producción de crudo y gas, se sitúa en la región del centro-oeste de Alberta. Durante 2016 continuó la campaña de perforación para la evaluación del área sur). También destaca el activo productivo de crudos pesados de **Chauvin**, localizado en Alberta/Saskatchewan.

LATINOAMÉRICA

▪ ***Brasil***

Repsol tiene en Brasil, a través de la sociedad Repsol Sinopec Brasil, establecida entre Repsol (60%) y Sinopec (40%), un importante y diversificado portafolio de activos, que incluye los campos productivos **Sapinhoá (Bloque BM-S-9)** y **Albacora Leste** y activos con grandes descubrimientos realizados en los últimos años en los bloques **BM-S-9** (**Lapa** ya en producción desde finales de diciembre de 2016) y **BM-C-33**.

- El 18 de abril de 2016, Repsol Sinopec Brasil anunció que el sondeo appraisal Gavea A1, perforado en las aguas ultraprofundas del bloque **BM-C-33** en la cuenca de Campos en Brasil, encontró una columna de hidrocarburos de 175 metros. Repsol Sinopec Brasil participa en este

proyecto, en fase de exploración y evaluación, junto con Statoil (operador) y Petrobras. El consorcio también ha perforado y realizado pruebas en los pozos de evaluación Seat-2, PdA-A1 y PdA-A2. Los recursos potenciales para los tres hallazgos están siendo evaluados actualmente.

- En el marco del proyecto de desarrollo del otro gran descubrimiento en el bloque **BM-S-9**, **Lapa**, en mayo de 2016, la plataforma flotante FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) Cidade de Caraguatatuba llegó al país. El 19 de diciembre de 2016 se inició la producción del campo Lapa con el primer pozo productivo. Se prevé que en el segundo trimestre de 2017 se pondrá en producción el segundo pozo productor.
- En agosto de 2016 se puso en producción el pozo P14N en el área norte de **Sapinhoá** en el bloque **BM-S-9** en las aguas profundas del presalino de la cuenca de Santos, lo que permitió a mediados de septiembre de 2016 alcanzar el *plateau* de producción en este área Norte (150.000 kboe/d 100%). El área norte de Sapinhoá se puso en producción empleando la FPSO "Cidade de Ilhabela" a mediados de noviembre de 2014. En el área sur de Sapinhoá en 2014 se alcanzó el *plateau* de producción de 120.000 barriles de crudo a través de la FPSO "Cidade de São Paulo".

- ***Bolivia***
  - En el campo de gas **Margarita-Huacaya**, el pozo MGR-7ST inició su producción del reservorio H1B en el mes de marzo de 2016, con la puesta en marcha temprana del ducto de recolección. Así, el campo alcanzó en marzo de 2016 una producción de 20 millones de metros cúbicos diarios (Mm^3/d) de gas. Dentro del plan de desarrollo para el mantenimiento del *plateau* de producción, en octubre de 2016 se inició la perforación del sondeo de desarrollo Huacaya-2 que se espera inicie su producción en el segundo trimestre de 2017, una vez se realicen las pruebas de producción a su finalización y se termine la construcción de las instalaciones de superficie.
  - El proyecto está operado por Repsol, con una participación del 37,5%, y tiene como socios a Shell/BG (37,5%) y PAE E&P (25%).
  - El 27 de octubre de 2016 se anunció que el Presidente de Repsol, Antonio Brufau, y el Presidente de Bolivia, Evo Morales, firmaron la ampliación del contrato de operaciones en Caipipendi (donde se sitúa el campo Margarita-Huacaya) por 15 años adicionales, con lo que el contrato se extiende hasta el año 2046. Los nuevos planes contemplan la ejecución de un programa de exploración, desarrollo y explotación en Boyuy y Boicobo Sur, al sur y norte de Caipipendi.

- ***Perú***
  - En abril de 2016, una vez culminada la ampliación de capacidad de transporte del ducto de TGP de 1.230 millones de pies cúbicos diarios (Mscfd) a 1.540 Mscfd, se incrementaron las entregas de gas del **Bloque 57** al Bloque 56, de 85 Mscfd a 160 Mscfd. El gas del Bloque 57 está destinado íntegramente a la exportación junto con el gas del Bloque 56. El Bloque 57 se sitúa en la cuenca Ucayali-Madre de Dios, una de las zonas gasíferas más prolíficas de Perú y en la que Repsol es el operador, con una participación del 53,84%.
  - En 2016, dentro del programa de desarrollo y puesta en producción del descubrimiento **Sagari** en el **Bloque 57**, se finalizaron los pozos de desarrollo Sagari 8D y Sagari 7D. A lo largo de 2017 está prevista la finalización de la campaña, con la finalización del pozo Sagari 4X (que fue el pozo descubridor). En septiembre de 2016 se adjudicó el contrato para la construcción de las instalaciones de superficie y ductos de evacuación.
  - El otro gran descubrimiento en el **Bloque 57**, **Kinteroni**, se puso en producción en marzo de 2014. El proyecto de compresión del Bloque 57 se aprobó en 2016.

- El pozo Mashira-6X, en el bloque 57, fue declarado negativo tras los resultados conocidos a la fecha aunque a 31 de diciembre de 2016 se encontraba técnicamente en curso de perforación final. La perforación terminó en enero de 2017.
- **Refinería La Pampilla**: 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 (Euro IV).

  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 al año y una unidad de Hidrógeno. La unidad entró en operación el 26 de agosto 2016, siendo la única refinería peruana que produce Diésel de menos de 50 ppm. Adicionalmente, esta mejora ha permitido incrementar la capacidad de diseño de 102.000 barriles al día a 117.000 barriles al día.

  El proyecto contempla también, entre otras unidades, la construcción en el bloque de gasolinas, de 2 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 por las autoridades, pero se prevé que la comercialización de la producción de gasolinas podría tener lugar en el segundo semestre de 2018.

- ***Venezuela***
  - En abril de 2016, el pozo *offshore* Perla 9, ubicado en el **campo Perla** en el **bloque Cardón IV**, entró en producción. Durante el segundo trimestre de 2016, otro pozo productor, Perla 10, se terminó de perforar y se completó para permitir su puesta en producción alcanzando un potencial superior a los 100 Mscfd. Actualmente, hay 6 pozos productores en el campo. La producción media en 2016 se ha mantenido en torno a los 500 Mscfd. En la siguiente fase de desarrollo se estima que se podría alcanzar una producción de hasta 800 Mscfd con una posible fase intermedia de 600 Mscfd. El Bloque Cardón IV está participado por Repsol y Eni al 50% y ya en el mes de julio de 2015 se inició la producción de este megacampo de gas.
  - En 2016 se continuó con los trabajos de perforación e instalaciones para el desarrollo completo del proyecto de crudos pesados de Carabobo. 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 para el desarrollo y puesta en producción de las reservas de crudo pesado de los bloques Carabobo-1 Norte y Carabobo-1 Centro, situados en la Faja Petrolífera del Orinoco. En 2012 se anunció el inicio de la producción del primer pozo previsto en el plan de desarrollo acelerado del campo Carabobo.
- ***Trinidad y Tobago***
  - Durante el año 2016, la producción en los campos *offshore* de la compañía **BPTT** operada por BP (70%) y en la que Repsol participa con el 30% restante, se vio parcialmente afectada por paradas y trabajos de mantenimiento en los campos efectuados y previstos en los planes anuales de trabajos para el año.
  - Se continuaron los trabajos para incrementar la producción de los campos a partir de 2017 (proyecto Juniper, Compresión Onshore, campaña de perforación en Amherstia, proyecto de expansión de Galeota).

ÁFRICA

- ***Argelia***
  - Durante 2016 continuaron los trabajos de desarrollo en el importante proyecto de gas de **Reggane** Nord, tanto con la construcción de las instalaciones en superficie como con la

perforación de pozos con tres torres de perforación activas en 2016. La duración prevista de los trabajos de desarrollo es de 36 meses, estando previsto el inicio de la producción de gas a finales de 2017 con un objetivo de producción 100% de 8 millones de m^3 de gas diarios.

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

- En el primer semestre de 2016 en el bloque exploratorio **Sud Est Illizi** en Argelia, se terminó la segunda campaña de perforación exploratoria y de evaluación, con el sondeo exploratorio TAOR-1 (en evaluación) y el sondeo *appraisal* TIHS-2 (positivo).

  Repsol, con una participación del 52,5% en la fase exploratoria, es el operador del bloque. En una futura fase de desarrollo y producción, la compañía estatal argelina Sonatrach contaría con una participación del 51% y el resto del consorcio mantendría el 49%, en las proporciones mencionadas.

  La exitosa actividad exploratoria llevada a cabo desde 2012 en este bloque (5 descubrimientos exploratorios entre 2012 y 2016 más 4 *appraisal*) confirma el alto potencial del bloque Sud Est Illizi.

- Actualmente, los principales activos productivos en Argelia son **Tin Fouyé Tabankort (TFT)**, donde Repsol tiene un 30% y **Greater MLN** con el 35% de participación.

EUROPA

- ***Noruega***
  - El 1 de junio de 2016 cesó la operación del campo operado **Varg**. En la segunda mitad de 2016, la FPSO operada por Teekay para la producción de Varg abandonó el campo. Estos trabajos se enmarcan dentro de la primera fase del proyecto de desmantelamiento de Varg.
  - El 22 de agosto de 2016, la MOPU **Yme** (plataforma de producción *offshore* del campo Yme) fue retirada de su ubicación en las aguas de Noruega de manera exitosa. Se realizó un único izado de 13.500 toneladas de los elementos de superficie, utilizando, por vez primera, el Pioneering Spirit que es el buque de izado de estructuras pesadas más grande del mundo. Para el corte de los pilares de la plataforma se utilizaron una serie de herramientas específicamente diseñadas para este fin, que se colocaron dentro de los pilares y que se operaban de forma remota desde el buque. Los trabajos de retirada se completaron sin incidentes. Nunca antes se había retirado del mar una estructura de 13.500 toneladas de peso, elevándola y transportándola de manera segura hasta la costa para su desmantelamiento.
  - Durante 2016 el **campo Gudrun** (donde Repsol tiene un 15% de participación tras el acuerdo alcanzado en diciembre de 2015 con Statoil a cambio de un 13% de participación en Eagle Ford en Estados Unidos) superó las expectativas de producción alcanzando valores cercanos al 50% de la producción neta de Repsol en el total del país (14,4 kboe/d promedio del año de Gudrun vs 28,1 kboes/día del total de la producción de Repsol en Noruega).
- ***Reino Unido***
  - Dentro del proyecto de redesarrollo del Área productiva de **MonArb**, se avanzó en 2016 en línea con lo inicialmente planificado con el objetivo de incrementar la producción actual derivada de este proyecto en el segundo trimestre de 2017. El 20 de octubre de 2016, tras realizar los trabajos de mantenimiento planificados, se reinició la producción actual de MonArb.
  - Este activo está englobado en el negocio conjunto (*joint venture*) Repsol Sinopec Resources UK Ltd (**RSRUK**), donde Repsol participa en un 51% y Addax Petroleum UK Limited, filial del

grupo Sinopec, posee el 49% restante, cuya principal actividad es la exploración y explotación de hidrocarburos en el Mar del Norte.

ASIA Y OCEANÍA

- ***Indonesia***
  - El principal activo en Indonesia es el importante bloque productor de gas **Corridor PSC**, donde Repsol tiene un 36% no operado. La comercialización de la mayor parte del gas natural producido se realiza a través de acuerdos de venta a largo plazo con PT Chevron Pacific Indonesia, Gas Supply Pte. Ltd. y PT Perusahaan Gas Negara. En 2015 se acordó con la compañía Conoco Phillips la extensión de la duración del contrato de venta de gas proveniente de Corridor hasta la finalización del contrato PSC del bloque.
  - En agosto y octubre de 2016 se terminaron dos pozos de exploración en el bloque Ogan Komering donde Repsol tiene un 50% de participación y que se encuentra operado por Pertamina. Los pozos Jantung Baru-1X y North Meraksa-1X se encuentran en evaluación de los resultados obtenidos.
  - En septiembre de 2016 se terminó otro sondeo exploratorio, Kukulambar-2X, en el bloque operado Sakakemang, que, tras los trabajos de evaluación, se determinó como negativo en noviembre de ese mismo año.
- ***Malasia***
  - En enero y febrero de 2016 se terminaron en Malasia dos pozos exploratorios (Zoisit-1 y Baiduri-1) en el bloque marino SB-310 ambos con resultado negativo. Adicionalmente, en octubre de 2016 se terminó el pozo exploratorio Andalusit-1 en el mismo bloque SB-310 también con resultado negativo.
  - El 6 de abril de 2016, Repsol firmó con Petroliam Nasional Berhad (Petronas) y con Vietnam Oil and Gas Group (PetroVietnam) una extensión por 10 años del bloque productivo **PM3 CAA** PSC (*Production Sharing Contract*). Tras la extensión firmada, Repsol y Petronas pasan a tener en 2017 una participación del 35% cada una (la participación de Repsol a 31 de diciembre de 2016 era del 41,44%) y PetroVietnam el restante 30%. Repsol continuará siendo la compañía operadora del bloque PM-3 CAA hasta la finalización de la extensión en el año 2027. El bloque junto con las instalaciones de producción asociadas está situado entre Malasia y Vietnam.

    Dentro de la 6ª fase del desarrollo del bloque PM-3 CAA el Proyecto Bunga Pakma, avanzó en 2016 y se espera que durante el año 2017 inicie su producción.
  - En 2016 se continuó trabajando en el redesarrollo del Bloque **Kinabalu** Oil PSC, yacimiento petrolífero maduro *offshore* en la cuenca malaya de Sabah operado con un 60% de participación. En mayo de 2015 se tomó la decisión final de inversión (FID) para este proyecto que consiste en una nueva plataforma, líneas de conexión con las instalaciones existentes en Kinabalu y la perforación de 10 pozos productivos adicionales.
- ***Rusia***
  - Las operaciones de producción y desarrollo que Repsol tiene en Rusia se enmarcan dentro de la sociedad conjunta (**AR Oil and Gaz BV "AROG"**) que tiene con la compañía Alliance (que en 2014 se fusionó con la compañía NNK). A finales de enero de 2013 quedó completada la formación de la empresa conjunta AROG entre Alliance Oil / NNK (51%) y Repsol (49%), tras la inclusión por parte de Repsol de los activos de la compañía Eurotek, que incluye dos 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.
  - En abril de 2016 finalizó de manera exitosa el sondeo *appraisal* P-7 en el bloque exploratorio **Karabashsky 2** ubicado en la cuenca de West Siberia, donde Repsol es la compañía operadora a través de la compañía Eurotek-Yugra con el 100% de participación.

- ***Vietnam***
  - En 2016 se avanzó en la fase final de definición de detalle del Plan de Desarrollo del importante descubrimiento exploratorio de **Ca Rong Do (CRD)** en el **Bloque 07/03** y de la comercialización del gas a producir. El descubrimiento CRD se encuentra en el bloque marino 07/03 donde Repsol tiene un 46,75% de participación. Se espera que en la primera mitad del año 2017 se formalice la decisión final de inversión (FID) para el desarrollo y puesta en producción de este importante descubrimiento.

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 la Nota 30—*"Compromisos y garantías"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016, así como en el apartado 7.2—*"Evolución previsible de los negocios"* del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2016 (véase Sección II.C.). Dicha información se complementa y actualiza con la información que se incluye a continuación.

A 31 de diciembre de 2016, 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 2.757 millones de euros, de los cuales 2.397 millones de euros se invertirán hasta 2021 y, en ejercicios posteriores, los restantes 360 millones de euros. 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 dicha fecha. En relación con las fuentes previstas para financiar las inversiones futuras, véase el 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 2.342 millones de euros, aproximadamente.

Una parte significativa de esta cifra (19%) corresponde al desarrollo del proyecto de gas Reganne en Argelia; también son relevantes los compromisos para el proyecto de crudo pesado Carabobo en Venezuela, y para los proyectos de gas de Margarita-Huacaya, en Bolivia, Sagari, en Perú, y PM3 CAA y Kinabalu PSC, en Malasia, que suman conjuntamente otro 42%. Dentro de la actividad exploratoria, que representa un 35% de los compromisos de inversión del *Upstream*, destaca la exploración a realizar en Indonesia, Colombia, Bolivia, Vietnam, Rusia y Rumanía.

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 los apartados que se indican a continuación.

- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016 (véase Sección II.C.):

  Nota 1—*"Información general"*; Nota 2—*"Bases de presentación"* y Nota 5—*"Información por segmentos de negocio"*.

- Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2016 (véase Sección II.C.):

  Apartado 2.1—*"Modelo de negocio"* y apartado 5—*"Desempeño de nuestros negocios"*.

- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 (véase Sección II.D.):

  Nota 1—*"Información general"*; y Nota 5—*"Información por segmentos de negocio"*.

- Informe de Gestión consolidado de Repsol del ejercicio 2015 (véase Sección II.D.):

  Apartado 2.1—*"Modelo de negocio"*; apartado 2.3—*"Plan Estratégico 2016-2020"*; y apartado 5—*"El desempeño de nuestros negocios"*.

Dicha información se complementa con la información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos a 31 de diciembre de 2016 que se incluye en la Sección II.E. del presente Documento de Registro.

6.1.2 Indicación de todo nuevo producto y/o servicio significativos

En el apartado 5—*"Desempeño de nuestros negocios"* del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2016 incluido en la Sección II.C. del presente Documento de Registro se describe la evolución de las nuevas actividades 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.). La actividad de innovación y desarrollo de productos y mejora de procesos en las que el Grupo está comprometido está descrita en el apartado 6.4—*"Investigación, desarrollo e innovación (I+D+i)"* del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2016.

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 3—*"Entorno macroeconómico"*, en el apartado 4—*"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"*; y en el apartado 5—*"Desempeño de nuestros negocios"* del Informe de Gestión correspondiente al ejercicio 2016 (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 y al acceso a la tecnología necesaria, 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

7.2 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 2016"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016 y en el apartado 2.2—*"Estructura societaria"* del Informe de Gestión correspondiente al ejercicio 2016 (véase Sección II.C.).

Esta 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 2016 hasta la fecha del presente Documento de Registro.

				% PARTICIPACIÓN TOTAL	
DENOMINACIÓN SOCIAL	PAÍS	CONCEPTO	MÉTODO CONSOLIDACIÓN	Participación patrimonial	Participación control
Repsol Exploración Ioannina, S.A.	España	Constitución	I.G.	100,00	100,00
Repsol Exploración Aitoloakarnania, S.A.....	España	Constitución	I.G.	100,00	100,00
Talisman North Jabung, Ltd.....	Canadá	Absorción	I.G.	100,00	100,00
Talisman (Ogan Komering), Ltd.	Canadá	Enajenación	I.G.	100,00	100,00
Air Miles España, S.A.....	España	Aumento part.	P.E.	25,81	26,70

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

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 la Nota 2—*"Bases de presentación"* y en la Nota 7—*"Inmovilizado material"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016 (véase Sección II.C. del presente Documento de Registro).

A 31 de diciembre de 2016, 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 la Nota 21—*"Ingresos y gastos de explotación"* y en la Nota 22—*"Deterioro de activos"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016 y en el apartado 1—*"Resumen de principales acontecimientos"*; apartado 3—*"Entorno macroeconómico"*; apartado 4—*"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"*; y apartado 5—*"Desempeño de nuestros negocios"* del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2016 (véase Sección II.C.) y se complementa con los factores de riesgo contenidos en la Sección I del presente Documento de Registro.

Al margen de lo anterior, 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 9.2.1 del presente Documento de Registro. Asimismo, la información relativa a este epígrafe se recoge en las Notas 21 (*"Ingresos y gastos de explotación"*) de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016 y 2015.

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

La información relativa a este epígrafe se recoge en los siguientes apartados.

- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016 (véase Sección II.C.):

  Nota 20—*"Situación fiscal"*; Nota 22—*"Deterioro de activos"*; Nota 29—*"Litigios"*; y Anexo IV—*"Marco regulatorio"*.

- Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2016 (véase Sección II.C.):

  Apartado 1—*"Resumen de principales acontecimientos"*; apartado 3—*"Entorno macroeconómico"*; apartado 4.1—*"Resultados"*; apartado 5.1—*"Upstream"*, apartado 6.3—*"Impuestos"*; apartado 7—*"Evolución previsible"*; y apartado 8.1—*"Factores de riesgo"*.

- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 (véase Sección II.D.):

  Nota 4—*"Principales adquisiciones y desinversiones"*; Nota 16.1.4)—*"Otros riesgos. Venezuela"*; Nota 20—*"Situación fiscal"*; Nota 22—*"Deterioro de activos"*; Nota 28—*"Contingencias legales"*; y Anexo IV—*"Marco regulatorio"*.

- Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2015 (véase Sección II.D.):

  Apartado 1—*"Principales acontecimientos del periodo"*; apartado 3—*"Entorno macroeconómico"*; apartado 4.1—*"Resultados"*; apartado 5.1—*"Upstream"*, apartado 6.3—*"Fiscalidad"*; apartado 7—*"Evolución previsible"*; y apartado 8.1—*"Factores de riesgo"*.

Esta información se actualiza y complementa con los factores de riesgo contenidos en la Sección I del presente Documento de Registro y con la información que se incluye a continuación.

Los bajos precios del crudo y gas afectan negativamente a los resultados del *Upstream* (véanse los factores de riesgo *"Fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol"* e *"Incertidumbre en el contexto económico actual"*).

En 2015, el rango de precios del crudo *Brent* osciló entre, aproximadamente, 35,6 y 66,7 dólares por barril, con un precio medio de 52,5 dólares por barril, comparado con el precio medio en 2014 del petróleo *Brent* de 98,9 dólares por barril y la media de 81,8 dólares por barril que se registró durante el periodo 2004-2014.

El entorno de bajos precios del crudo y del gas supuso en 2015 la disminución del resultado neto ajustado del segmento *Upstream* y el registro de deterioros significativos de los activos de Repsol por importe de 4.135 millones de euros, tal y como se describe en las Notas 22—*"Deterioro de activos"* de las Cuentas Anuales consolidadas de los ejercicios 2016 y 2015 (véanse Secciones II.C. y II.D., respectivamente). Como consecuencia de lo anterior, el resultado neto del Grupo en 2015 fue negativo.

En 2016, el precio del crudo *Brent* se situó en una media de 43,7 dólares por barril. Pese a ser inferior a la media de 52,5 dólares por barril de 2015, el Grupo Repsol ha alcanzado un resultado neto ajustado del segmento *Upstream* positivo y un resultado neto del Grupo de 1.736 millones de euros. En los tres primeros meses de 2017, el precio del crudo *Brent* se ha situado en una media de 53,7 dólares por barril, en comparación con la media de 33,9 dólares por barril durante el mismo periodo de 2016.

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 o pudiera afectar 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 los siguientes apartados:

- Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2016 (véase Sección II.C.):

  Nota 2—*"Bases de presentación"*; Nota 10—*"Activos financieros"*; Nota 13—*"Patrimonio neto"*; Nota 15—*"Pasivos financieros"*; Nota 16—*"Riesgos financieros"*; Nota 17—*"Operaciones con derivados y otros"*; Nota 18—*"Otros pasivos no corrientes"*; Nota 19—*"Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar"*; Nota 23—*"Ingresos y gastos financieros"*; y Nota 33—*"Hechos posteriores"*.

- Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2016 (véase Sección II.C.):

  Apartado 1—*"Resumen de principales acontecimientos"*; apartado 4.1—*"Resultados"*; y apartado 4.2—*"Situación financiera"*.

- Cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2015 (véase Sección II.D.):

  Nota 2—*"Bases de presentación"*; Nota 10—*"Activos financieros"*; Nota 13—*"Patrimonio neto"*; Nota 15—*"Pasivos financieros"*; Nota 16—*"Gestión de riesgos financieros y del capital"*; Nota 17—*"Operaciones con derivados"*; Nota 18—*"Otros pasivos no corrientes"*; Nota 19—*"Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar"*; Nota 23—*"Ingresos y gastos financieros"*; y Nota 32—*"Hechos posteriores"*.

- Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2015 (véase Sección II.D.):

  Apartado 1—*"Principales acontecimientos del periodo"*; y apartado 4.2—*"Situación financiera"*.

Adicionalmente, en la siguiente tabla se incluye la composición de las partidas corrientes del balance de situación consolidado de Repsol a 31 de diciembre de 2016 y 2015 y a 1 de enero de 2015 (véase epígrafe 3.1).

PARTIDAS CORRIENTES DEL BALANCE DE SITUACIÓN CONSOLIDADO *(Según NIIF-UE)*	31/12/2016 (millones €) Auditado	Variación 2016-2015 (%)	31/12/2015 (millones €) No auditado	Variación 2015 (%)	01/01/2015[(1)] (millones €) No auditado
Existencias	3.605	26,36	2.853	(27,42)	3.931
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar, y otros activos corrientes	6.212	4,37	5.952	1,55	5.861
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	3.111	19,33	2.607	(15,44)	3.083
Otros deudores y otros activos corrientes	2.112	(9,43)	2.332	8,67	2.146
Activos por impuesto corriente	989	(2,37)	1.013	60,28	632
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	6.810	13,14	6.019	1,72	5.917
Proveedores	2.128	18,29	1.799	(23,45)	2.350
Otros acreedores	4.365	9,81	3.975	16,84	3.402
Pasivos por impuesto corriente	317	29,39	245	48,48	165
Provisiones corrientes	872	(36,67)	1.377	473,75	240
Total partidas corrientes operativas	**2.135**	**51,53**	**1.409**	**(61,24)**	**3.635**
Otros activos financieros corrientes	1.280	3,48	1.237	(50,78)	2.513
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.687	91,46	2.448	(47,22)	4.638
Pasivos financieros corrientes	6.909	(2,32)	7.073	73,10	4.086
Total partidas corrientes financieras	**(942)**	**(72,20)**	**(3.388)**	**(210,54)**	**3.065**
Total partidas corrientes	**1.193**	**(160,28)**	**(1.979)**	**(129,54)**	**6.700**

(1): De acuerdo a la NIC 1 "*Presentación de Estados Financieros*", y como consecuencia de la capitalización de los costes de geología y geofísica (G&G) durante la fase exploratoria, se presentan partidas corrientes del balance de situación consolidado re-expresado a 1 de enero de 2015.

A 31 de diciembre de 2016, los vencimientos de los pasivos registrados en el balance de situación consolidado (NIIF-UE) eran los siguientes:

	Año						
	2017	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**Siguientes**	**Total**
Vencimientos a 31/12/2016 *(Según NIIF-UE)*	**(millones €)**						
Proveedores	2.128	--	--	--	--	--	**2.128**
Otros acreedores	4.365	--	--	--	--	--	**4.365**
Préstamos y otras deudas financieras(1)	7.068	1.918	1.961	2.155	1.529	5.810	**20.441**
Derivados(2)	130	12	10	9	8	35	**204**

Nota: Los importes mostrados son los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los importes incluidos en el balance consolidado.

(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. No incluye derivados financieros.

(2): Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la Nota 17 de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016. No incluye los derivados comerciales registrados en el epígrafe *"Otros pasivos no corrientes"* y *"Otros acreedores"* del balance de situación consolidado.

La tabla siguiente detalla la evolución en el ejercicio 2016 de la Deuda Neta del Grupo Repsol, calculada conforme al modelo de *reporting* del Grupo, que se describe en la Nota 2.3—*"Información por segmentos de negocio"* de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016 (véase Sección II.C.).

	31/12/2016
DEUDA NETA(1)	**No auditado (millones €)**
Deuda Neta al inicio del ejercicio 2016	**11.934**
EBITDA	(5.226)
Inversiones netas	(523)
Dividendos y otras retribuciones pagadas al accionista	420
Otro acumulado(2)	1.539
Deuda Neta al cierre del ejercicio 2016	**8.144**

(1): Medida Alternativa de Rendimiento (MAR) de conformidad con las Directrices de la *European Securities and Markets Authority* (ESMA) publicadas el 5 de octubre de 2015. Para más información sobre las MAR, véase el Anexo I del Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2016 incluido en la Sección II.C. del presente Documento de Registro.

(2): Incluye fundamentalmente pagos por impuesto sobre beneficios, recompra de bonos, intereses netos y la variación del fondo de maniobra comercial.

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.

Actualmente no existe para Repsol, S.A. ninguna 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.

La información relativa a este epígrafe se recoge:

- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016 (véase Sección II.C.):

  Estado de flujos de efectivo; Nota 4—*"Cambios en la composición del grupo"*; Nota 10—*"Activos financieros"*; Nota 15—*"Pasivos financieros"*; Nota 16—*"Riesgos financieros"*; Nota 21—*"Ingresos y gastos de explotación"*; Nota 23—*"Ingresos y gastos financieros"*; y Nota 25—*"Flujos de efectivo de las actividades de explotación".*

- Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2016 (véase Sección II.C.):

  Apartado 1—*"Resumen de principales acontecimientos"*; y apartado 4—*"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"*.

- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 (véase Sección II.D.):

  Estado de flujos de efectivo; Nota 4—*"Principales adquisiciones y desinversiones"*; Nota 10—*"Activos financieros"*; Nota 15—*"Pasivos financieros"*; Nota 16—*"Gestión de riesgos financieros y del capital"*; Nota 21—*"Ingresos y gastos de explotación"*; Nota 23—*"Ingresos y gastos financieros"*; y Nota 24—*"Flujos de efectivo de las actividades de explotación"*.

- Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2015 (véase Sección II.D.):

  Apartado 1—*"Principales acontecimientos del periodo"*; apartado 2.3—*"Plan estratégico 2016-2020"*; y apartado 4—*"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"*.

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.

12. INFORMACIÓN SOBRE TENDENCIAS

12.1 Tendencias recientes más significativas desde el fin del último ejercicio hasta la fecha del documento de registro.

La información relativa a este epígrafe se recoge en el apartado 3—*"Entorno macroeconómico"* y en el apartado 7—*"Evolución previsible"* del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2016, que se incorpora en la Sección II.C. del presente Documento de Registro. Esta información se actualiza y complementa con los factores de riesgo *"Fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol"* e *"Incertidumbre en el contexto económico actual"* contenidos en la Sección I del presente Documento de Registro y con la información que se incluye a continuación.

Al margen de lo indicado en el epígrafe 9.2.3 del presente Documento de Registro en relación a los precios del crudo y en el epígrafe 5.2.2. en relación con el descubrimiento en el sondeo Horseshoe-1 en el North Slope de Alaska, desde el 31 de diciembre de 2016 hasta la fecha del presente Documento de Registro, Repsol no tiene constancia de que, en relación con sus actividades, se haya producido ninguna otra tendencia reciente significativa.

12.2 Tendencias conocidas, incertidumbres o hechos que puedan razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor, al menos para el ejercicio actual.

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 20—*"Situación fiscal"*; en la Nota 29—*"Litigios"*; y en la Nota 30—*"Compromisos y garantías"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016; así como en el apartado 3—*"Entorno macroeconómico",* en el apartado 5—*"Desempeño de nuestros negocios"* y en el apartado 7—*"Evolución previsible"* del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2016 (véase Sección II.C.). Adicionalmente, véase epígrafe 20.8—*"Procedimientos judiciales y de arbitraje"* del presente Documento de Registro.

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 el emisor 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 de administración, 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 el apartado 2.3—*"Gobierno corporativo"* del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2016 y en los apartados C.1.1 a C.1.13, C.1.16 y C.1.17 del Informe Anual de Gobierno Corporativo de Repsol, S.A. correspondiente al ejercicio 2016 que, de conformidad con lo previsto en el artículo 538 del *Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital* (la **"LSC"**), forma parte integrante del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2016 (véase Sección II.C. del presente Documento de Registro). En este sentido, el Informe Anual de Gobierno Corporativo se incorpora como Anexo II al referido Informe de Gestión. Esta información se complementa y/o actualiza con la 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 último nombramiento
D. Antonio Brufau Niubó	Presidente	Externo(1)	--	30/04/2015
D. Gonzalo Gortázar Rotaeche	Vicepresidente Primero	Dominical	Caixabank, S.A.	20/05/2016
D. Manuel Manrique Cecilia	Vicepresidente Segundo	Dominical	Sacyr, S.A.	31/05/2013
D. Josu Jon Imaz San Miguel	Vocal, Consejero Delegado	Ejecutivo	--	30/04/2015
D. Artur Carulla Font(2)	Vocal	Independiente	--	28/03/2014
D. Luis Carlos Croissier Batista	Vocal	Independiente	--	30/04/2015
D. Rene Dahan	Vocal	Dominical	Temasek Holdings (Private) Limited	31/05/2013
D. Ángel Durández Adeva	Vocal	Independiente	--	30/04/2015
D. Javier Echenique Landiríbar	Vocal	Independiente	--	28/03/2014
D. Mario Fernández Pelaz	Vocal	Independiente	--	30/04/2015
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Vocal	Independiente	--	31/05/2013
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical	Sacyr, S.A.	30/04/2015
D. Antonio Massanell Lavilla	Vocal	Dominical	Caixabank, S.A.	28/09/2016
D. Henri Philippe Reichstul(3)	Vocal	Independiente	--	28/03/2014
D. J. Robinson West	Vocal	Independiente	--	30/04/2015
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Vocal, Secretario	Ejecutivo	--	31/05/2013

(1): D. Antonio Brufau Niubó fue Presidente ejecutivo de Repsol, S.A. hasta el 30 de abril de 2015.

(2): Por acuerdo del Consejo de Administración ostenta la condición de Consejero 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 nuevos puntos en el orden del día de las reuniones del Consejo de Administración; (iii) coordinar, reunir y hacerse eco de las opiniones de los Consejeros externos; (iv) dirigir la evaluación periódica por el Consejo del Presidente de este órgano; (v) convocar y presidir las reuniones de los Consejeros independientes que estime necesarias o convenientes; (vi) presidir el Consejo de Administración en ausencia del Presidente y Vicepresidentes; (vii) mantener contactos con inversiones y accionistas para conocer sus puntos de vista a efectos de formarse una opinión sobre sus preocupaciones, en particular, en relación con el gobierno corporativo de Repsol, S.A. ; y (viii) coordinar el plan de sucesión del Presidente.

(3): Nombrado Consejero de Repsol, S.A. en diciembre de 2005. Con el fin de mantener su calificación de Consejero externo independiente, dicho Consejero se ha 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 previstos en el artículo 529 duodecies de la LSC y en el artículo 13.2 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A.

El Consejo de Administración, en su reunión celebrada el 29 de marzo de 2017, aprobó someter a la Junta General Ordinaria de Accionistas, cuya celebración está prevista el 18 y el 19 de mayo de 2017 en primera y en segunda convocatoria, respectivamente, (i) la reelección como Consejeros por un nuevo mandato estatutario de 4 años de D. Manuel Manrique Cecilia, D. Rene Dahan y D. Luis Suárez de Lezo Mantilla; (ii) la ratificación del nombramiento realizado por cooptación y reelección como Consejero por un mandato estatutario de 4 años de D. Antonio Massanell Lavilla; así como (iii) el nombramiento como Consejeros externos independientes por un mandato estatutario de 4 años de Dña. Maite Ballester Fornés, Dña. Isabel Torremocha Ferrezuelo y D. Mariano Marzo Carpio, en sustitución de D. Javier Echenique Landiríbar, Dña. María Isabel Gabarró Miquel y D. Henri Philippe Reichstul.

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 la formación y experiencia profesional relevante de los miembros del Consejo de Administración de Repsol, S.A., incluyendo las principales actividades que estas personas desarrollan o han desarrollado al margen de Repsol, S.A.

- ***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 y posteriormente ocupo la Vicepresidencia de dicho Consejo de Administración. Asimismo, ha sido Miembro del CEC (Consejo Empresarial para la Competitividad) y del ERT (European Round Table).

  En la actualidad ocupa, además de la presidencia de Repsol, la presidencia de la Fundación Repsol. Asimismo, es miembro del Consejo de Acción Empresarial de CEOE, Miembro de la Asociación Española de Directivos y del Círculo de Economía, Patrono de la Fundación Privada Instituto Ildefons Cerdà, Patrono de la Fundación CEDE (Confederación Española de Directivos y Ejecutivos), Presidente del Consorcio Interinstitucional GLOBALleida, Patrono del Real Instituto Elcano, Patrono de FUNSEAM, Patrono de COTEC (Fundación para la Innovación Tecnológica) y Patrono de la Fundación Princesa Girona.

- ***Gonzalo Gortázar Rotaeche***

  Licenciado en Derecho y en Ciencias Empresariales por la Universidad Pontificia Comillas (ICADE) y Máster en Business Administration with distinction por INSEAD. Ha sido Director General de Finanzas de CaixaBank hasta su nombramiento como Consejero Delegado en junio de 2014. Previamente fue Consejero Director General de Criteria entre 2009 y Junio de 2011. Desde 1993 a 2009 trabajó en Morgan Stanley en Londres y en Madrid, donde ocupó diversos cargos en la división de Banca de Inversión liderando el Grupo de Instituciones Financieras en Europa hasta mediados del año 2009, momento en el que se incorporó a Criteria. Ha sido Consejero de Grupo Financiero Inbursa y Erste Bank hasta octubre de 2016. Actualmente es Consejero Delegado de CaixaBank y Presidente de VidaCaixa.

- ***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 2003, coincidiendo con la fusión de Sacyr y Vallehermoso, el Sr. Manrique fue nombrado Presidente y Consejero Delegado de la división de construcción y 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 y ha sido Consejero de Testa Inmuebles en Renta, S.A..

Asimismo, el Sr. Manrique es titular indirecto del 1,864% del capital social de Sacyr, S.A. a través de Cymofag, S.L.U.

- ***Josu Jon Imaz San Miguel***

Doctor en Ciencias Químicas por la Universidad del País Vasco. Licenciado en la Facultad de Ciencias Químicas de San Sebastián. Premio Extraordinario Fin de Carrera.

Inició su carrera profesional en los ámbitos de la investigación –fue enviado por el Centro de Investigación INASMET al Centro tecnológico francés CETIM, en Nantes– y de la promoción de proyectos industriales (Grupo Mondragón) y empresariales vinculados al mundo de la energía. También fue investigador visitante en la Harvard Kennedy School, en Estados Unidos. Adicionalmente a su actividad empresarial, el Sr. Imaz desempeñó también responsabilidades políticas entre las que destaca la Consejería de Industria, Comercio y Turismo del Gobierno Vasco en 1999 y la Presidencia de la Ejecutiva de EAJ-PNV.

El Sr. Imaz se incorporó al Grupo Repsol en 2008 como presidente de su filial Petronor, compañía en la que ha gestionado con éxito los retos de modernización, sostenibilidad y relaciones con el entorno. En 2012 se incorporó al Comité de Dirección de Repsol y, como Director General del Área Industrial y Nuevas Energías, culminó con éxito dos de los proyectos recientes más importantes de la compañía: la modernización de la refinería de Cartagena y la construcción de una nueva planta de reducción de fuelóleo en la refinería de Petronor en Muskiz.

En la actualidad, ocupa el cargo de Consejero Delegado de Repsol, Patrono de la Fundación Repsol y Vicepresidente de Gas Natural SDG, S.A.

- ***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., The GB Foods, S.A. y Roger Goulart, S.A.; miembro del Consejo Asesor de EXEA Empresarial, S.L. y miembro del Consejo Asesor de Roca Junyent. Es asimismo Miembro de la Junta Directiva del Instituto de la Empresa Familiar y Patrono de la Fundación MACBA (Museo de Arte Contemporáneo de Barcelona) y de la Fundación Carulla. Asimismo, ha sido Presidente de Biocentury, S.L., Mont Ferrant, S.L. y Arbora & Ausonia, S.L., The Eat Out Group,S.L., Patrono de la Fundación ESADE, miembro del Consejo Regional de Telefónica en Cataluña, Vicepresidente del Círculo de Economía, Miembro de IAB (International Advisory Board) de la Generalitat de Catalunya y miembro de FUOC (Fundación para la Universidad Abierta de Cataluña).

- ***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 Adveo, S.A., Alantra Partners, S.A. así como Administrador único de Eurofocus Consultores, S.L. Asimismo, ha sido Consejero de Testa Inmuebles en Renta, S.A. y Consejero de Adolfo Domínguez, S.A.

- ***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 y desde el 1 de enero 2016 es Presidente del consejo de supervisores de la empresa holandesa NRGV Retail Nederland B.V.

- ***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., Presidente de Arcadia Capital, S.L., miembro de la Fundación Independiente y Vicepresidente de la Fundación Euroamérica.

Asimismo ha sido Presidente Información y Control de Publicaciones, S.A. y miembro del Consejo Asesor de la Fundación Germán Sánchez Ruipérez.

- ***Javier Echenique Landiríbar***

Licenciado en Ciencias Económicas y Actuariales. Ha sido Consejero-Director General de Allianz-Ercos, Director General del Grupo BBVA y Consejero de Telefónica Móviles México. Actualmente es Vicepresidente del Banco de Sabadell, S.A., Consejero de Telefónica, S.A., ACS Actividades de Construcción y Servicios, S.A., Grupo Empresarial ENCE, S.A. Es asimismo Delegado del Consejo de Telefónica, S.A en el País Vasco, miembro del Patronato de la Fundación

Novia Salcedo, del Consejo de la Deusto Business School y miembro del Círculo de Empresarios Vascos.

- ***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, asi como en la Universidad del Pais Vasco sobre materias relacionadas con el Derecho Financiero y Master en Finanzas y Dirección Financiera. 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. Asimismo ha sido Presidente Ejecutivo de Kutxabank, S.A., Presidente de su Comisión Delegada de Riesgos y Presidente de la Comisión Ejecutiva, Vicepresidente de CECA hasta 2014. Tiene los títulos de Cónsul del Consulado de Bilbao e Ilustre de Bilbao. Es autor de diversas publicaciones de temas mercantiles y financieros.

- ***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 Abertis Infraestructuras, S.A., Caixa d´Estalvis i Pensions de Barcelona, Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S.A. (Fecsa) y Gas Natural SDG, S.A. 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.

- ***José Manuel Loureda Mantiñán***

  Ingeniero de Caminos Canales y Puertos. En 1965 comienza su carrera profesional en Ferrovial donde ocupó diversos puestos. Fundador de Sacyr, donde fue Consejero Delegado hasta el año 2000 y Presidente hasta 2004. 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., Sacyr, S.A.U. Asimismo, ha sido Consejero de Somague S.G.P.S., S.A y de Testa Inmuebles en Renta, S.A.

  El Sr. Loureda es titular indirecto del 7,814% del capital social de Sacyr, S.A. a través de Prilou, S.L.

- ***Antonio Massanell Lavilla***

  Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad de Barcelona. Ha sido Director General de Medios de CaixaBank hasta su nombramiento como Vicepresidente desde junio de 2014. Desde 1971 hasta junio de 2011 ha desempeñado diversos cargos en la Caja de Ahorros y de Pensiones de Barcelona, "la Caixa", siendo el último el de Director General de Medios de CaixaBank.

  Actualmente, es Presidente no ejecutivo de Cecabank, desde 2013. Asimismo, es Consejero de Telefónica, S.A. desde 1995, Consejero de SAREB (Sociedad de Gestión de Activos procedentes de la Reestructuración Bancaria) desde 2012, y miembro del Supervisory Board de ERSTE Group Bank desde 2015.

  Además es desde 2015 Vicepresidente del Patronato de COTEC (Fundación para la Innovación Tecnológica) y Presidente de la asociación Barcelona Centro Financiero Europeo, así como Miembro de ERPB (Euro Retail Payments Board) como representante de ESBG (The European

Savings and Retail Banking Group), desde 2014 y Miembro del Pleno de la Cámara de Comercio de Barcelona desde 2010.

- ***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 Asesor de Lhoist do Brasil Ltda., Miembro del Consejo Asesor de AES Brasil, Miembro del Consejo de Vigilancia de Peugeot Citroen, S.A., Presidente y Miembro del Consejo de Vigilancia de Fives Goup, Miembro del Consejo de Administración de LATAM Airlines Group, Miembro del Consejo de administración de BRF S/A, Miembro del Consejo de Administración de Semco Partners y Vicepresidente de la Fundación brasileña para el Desarrollo Sostenible.

- ***J. Robinson West***

  Licenciado por la University of North Carolina Chapel Hill y Jurist Doctor por la Temple University Law School de Filadelfia. West es un reconocido experto internacional del mercado energético, especialmente en todas aquellas áreas relacionadas con el oil&gas. En 1984 fundó PFC Energy, compañía de la que también ha sido presidente hasta 2013.

  Antes de fundar PFC Energy, desempeñó cargos de alta responsabilidad en el Gobierno de EE.UU., en diversas administraciones. Así, bajo el Gobierno de Ronald Reagan, como Subsecretario de Interior, desarrolló e implementó el plan quinquenal de arrendamiento de la plataforma continental exterior estadounidense, organizando para ello la mayor subasta no financiera del mundo. Durante la presidencia de Gerald Ford trabajó para la Casa Blanca y como Subsecretario de Defensa para Asuntos Económicos Internacionales, por lo que recibió la medalla de Defensa en reconocimiento a sus servicios civiles.

  En la actualidad, es Director General de The Boston Consulting Group del Centro para el Impacto de la Energía, Asesor principal dentro del Programa de Energía y Seguridad Nacional del Centro de Estudios Estratégicos e Internacionales (CSIS) y Presidente no ejecutivo del Consejo de Administración de Paragon Offshore.

  Es también miembro del Consejo Nacional del Petróleo, del Consejo de Relaciones Exteriores, Presidente emérito del Instituto de Paz de los Estados Unidos y Copresidente del Fondo Marshall alemán de los Estados Unidos. Asimismo, ha sido Presidente de Magellan Petroleum, Consejero de Key Energy Services Inc. y de Cherie Energy.

- ***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).

  Asimismo, el Sr. Suárez de Lezo ha sido miembro del Consejo de Administración de la Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A. desde 2005 hasta 2010.

B) Altos Directivos

A efectos de información en este apartado y en el epígrafe 15.1 del presente Documento de Registro, Repsol considera *"Alto Directivo"* o *"personal directivo"* a los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo de Repsol, S.A. 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.

A la fecha del presente Documento de Registro, los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo de Repsol, S.A. son los siguientes:

Nombre	Cargo
D. Josu Jon Imaz San Miguel	Consejero Delegado
D. Miguel Martínez San Martín	Director General Económico Financiero (CFO)
Dña. Begoña Elices García	Directora General de Comunicación y de Presidencia
D. Luis Cabra Dueñas	Director General Exploración y Producción
Dña. Maria Victoria Zingoni	Directora General de Downstream
D. Miguel Klingenberg Calvo	Director Corporativo de Asuntos Legales
D. Antonio Lorenzo Sierra	Director Corporativo de Estrategia, Planificación y Global Solutions
D. Arturo Gonzalo Aizpiri	Director Corporativo de Personas y Organización

A continuación se recoge la formación y experiencia profesional relevante de los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo (Altos Directivos) de Repsol, S.A. que no forman parte del Consejo de Administración, incluyendo las principales actividades que estas personas desarrollan o han desarrollado al margen de Repsol, 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. PADE por el IESE. MCR por el IMD de Lausanne.

  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 CAMPSA Red. Fue Director de las Estaciones de Servicio de Repsol en Europa y Director General de Estrategia y Desarrollo Corporativo de Repsol.

  En 2007 fue nombrado Director General de Operaciones de la compañía.

  En la actualidad es Director General Económico Financiero (CFO).

- ***Begoña Elices García***

  Licenciada en Ciencias de la Información por la Universidad Complutense de Madrid.

  Actualmente es Directora General de Comunicación y Gabinete de Presidencia, con responsabilidad sobre la estrategia de comunicación, el marketing, la publicidad, el patrocinio deportivo y la marca e identidad corporativas de Repsol. Es miembro del Comité Ejecutivo Corporativo de Repsol desde enero de 2011.

  Antes de su incorporación a Repsol, desempeñó diversas funciones de responsabilidad dentro del sector financiero, entre las que cabe destacar el cargo de Subdirectora General y Directora responsable de Relaciones Informativas del Banco Santander Central Hispano, entidad a la que llegó tras desempeñar idénticas funciones en el Banco Hispanoamericano y en el Banco Central Hispano.

  Con anterioridad a su dedicación al ámbito de la Comunicación Corporativa, desempeñó durante diez años tareas informativas en la Agencia EFE, medio en el que realizó diversas funciones periodísticas dentro de las áreas de internacional, nacional y economía.

- ***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 sido Profesor Titular y 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 y desde mayo de 2012 es Director General de Exploración y Producción de Repsol y miembro de los Comités Ejecutivo Corporativo y de Exploración y Producción.

- ***Maria Victoria Zingoni***

  Titulada como Contador Público Nacional por la Universidad del Comahue (Neuquén, Argentina). Obtuvo el reconocimiento *summa cum laude* en el Executive Master in Business Administration en el IAE, Escuela de Negocios de la Universidad Austral en Buenos Aires.

  Se incorporó al Grupo Repsol en 1999, asumiendo distintas funciones dentro del negocio de exploración y producción de hidrocarburos, ligadas a la estrategia, planificación y el control de proyectos.

  En abril de 2008, fue nombrada Directora de Relaciones con Inversores y en enero de 2013 se hizo cargo de la Dirección Corporativa Financiera de la compañía, donde asumió la responsabilidad sobre el desarrollo y control financiero del Grupo, la gestión y control de riesgos financieros y mercados, y la financiación.

  En 2014, fue la encargada de materializar la venta de los bonos aportados por la República Argentina como indemnización por la expropiación de YPF, la mayor colocación en un mercado secundario de bonos soberanos de un país de Latinoamérica.

  Por su perfil y conocimiento del negocio, en enero de 2015, fue designada como líder del proyecto de integración con Talisman Energy Inc., actualmente denominada Repsol Oil & Gas Canada Inc. (ROGCI), durante la primera y fundamental fase de acoplamiento de ambas compañías.

  En la actualidad, es Directora General de *Downstream* (Trading, Refino, Química y Negocios Comerciales) y miembro del Comité Ejecutivo Corporativo desde mayo 2015. Asimismo, es Presidenta de Societat Catalana de Petrolis (Petrocat), Presidenta de Repsol Comercial de Productos Petroleros (RCPP) y Consejera de Petróleos del Norte (Petronor).

  Su gestión como Directora de Relaciones con Inversores supuso para la compañía varios reconocimientos, por ejemplo, Mejor Compañía Europea de Petróleo y Gas por su relación con los inversores por IR Magazine, la Compañía Europea de su sector con mejor relación con los inversores, según Institutional Investor.

  A título personal, fue nombrada en 2015 "Ejecutiva Revelación del Año" en la categoría de directivos de la industria de la energía de los *Platts Global Energy Awards*.

- ***Miguel Klingenberg Calvo***

  Licenciado en Derecho por la Universidad de Deusto y en Administración de Empresas por ICADE.

  Se incorporó a Repsol como Vicesecretario General en septiembre de 2012.

Antes de su incorporación a Repsol ejerció como abogado en distintos despachos: Hervada & Klingenberg, del que fue socio fundador y, posteriormente, en Freshfields Bruckhaus Deringer LLP, dónde fue socio y responsable del departamento fiscal en España y Socio-Director de las oficinas españolas entre 2006 y 2010, participando en distintos órganos de gobierno de la firma, como su Comité de Dirección Regional y la Comisión de Pro- Bono y RSC.

Es patrono de la Fundación del Museo Thyssen-Bornemisza.

En la actualidad desempeña el cargo de Director Corporativo de Asuntos Legales en Repsol y es miembro del Comité Ejecutivo Corporativo desde mayo de 2015.

- ***Antonio Lorenzo Sierra***

Licenciado en Derecho y en Ciencias Económicas y Empresariales por la Universidad Pontificia de Comillas (ICADE). Posteriormente cursó el Programa de Desarrollo Directivo (PDD) del IESE y otros programas de especialización.

Se incorporó al Grupo Repsol en 1990, asumiendo distintas funciones en las áreas de control y económico financiera.

En febrero de 2001, fue nombrado Director Económico Financiero del Grupo Repsol en Brasil, con responsabilidad sobre las áreas de Contabilidad, Fiscal, Financiera, Seguros, Planificación y Control de Gestión, Tecnologías de la Información y de Compras y Contrataciones.

Desde 2008, ocupó posiciones directivas en el área de Planificación, Control, Gestión del Entorno Regulatorio y Riesgos de la compañía. Desde estos cargos, ha liderado la reformulación del modelo de planificación y control del Grupo, así como de la información de gestión, y participado en el lanzamiento y puesta en marcha de diversos programas que promueven la mejora de la eficiencia y actuaciones novedosas.

En la actualidad desempeña el cargo de Director Corporativo de Estrategia, Planificación y Global Solutions, con responsabilidades sobre las áreas de Auditoría y Control, Riesgos, Seguros, Estrategia, Planificación y Reporting de Gestión, Sistemas de Información, Compras y Contrataciones, Gestión Patrimonial y Seguridad.

Es miembro del Comité Ejecutivo Corporativo y de los Comités Ejecutivos de negocio desde mayo de 2015.

- ***Arturo Gonzalo Aizpiri***

Doctor *cum laude* en Ciencias Químicas por la Universidad Complutense de Madrid. Programa de Desarrollo Directivo (PDD) del IESE.

Se incorporó al Grupo Repsol en 1990, asumiendo distintas funciones en las áreas de Investigación, Medio Ambiente, Seguridad y Calidad, Medios y Relaciones Institucionales.

Ha sido Director de la Agencia de Medio Ambiente de la Comunidad de Madrid y Secretario General para la Prevención de la Contaminación y del Cambio Climático en el Ministerio de Medio Ambiente. Formó parte del Consejo de Administración del Instituto de Diversificación y Ahorro Energético (IDAE) y del Comité de Apoyo y Seguimiento de la Comisión Interministerial de Ciencia y Tecnología.

En diciembre de 2010 fue elegido Presidente del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía y Vicepresidente del Club Español de la Energía.

En 2014 fue elegido Vice Presidente del Comité de Inversiones del BIAC (Comité Consultivo Económico e Industrial de la OCDE).

Entre diciembre de 2012 y marzo de 2016 ocupó el puesto de Director Corporativo de Relaciones Institucionales de Repsol.

Ha publicado artículos en revistas españolas e internacionales, y ejercido con regularidad actividad docente en el Instituto Superior de la Energía de Madrid y otras instituciones.

Actualmente es Director Corporativo de Personas y Organización de Repsol y miembro del Comité Ejecutivo Corporativo desde marzo de 2016. También es miembro del Patronato de la Fundación Repsol y del Comité Español de UNICEF.

De acuerdo con la información de que dispone Repsol, S.A., durante los 5 años anteriores a la fecha del Documento de Registro ninguna de las personas identificadas en este epígrafe 14.1, salvo por las excepciones que se indican a continuación, 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. No obstante, (i) Paragon Offshore, sociedad de EE.UU. de la que D. J Robinson West es Presidente, se encuentra incursa en un procedimiento concursal de conformidad con la legislación de EE.UU. (*Chapter 11 of the US Bankruptcy Code*); (ii) D. Artur Carulla Font era representante persona física de la sociedad Minar Empresarial, S.L. que ostentaba el cargo de Secretario Consejero de Signacle, S.A., sociedad actualmente en liquidación; y (iii) el pasado 20 de marzo de 2017 la Audiencia Provincial de Vizcaya dictó una sentencia en la que declaró a D. Mario Fernández Pelaz responsable de un delito de apropiación indebida. La sentencia no es firme y ha sido recurrida por el Sr. Fernández ante el Tribunal Supremo.

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 14.1.

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

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 27—*"Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016 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 2016 (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.

Según la información que ha sido facilitada a Repsol, S.A., ninguna de las personas mencionadas en el epígrafe 14.1 anterior tiene conflictos de interés entre sus deberes para con Repsol, S.A. y sus intereses privados, ni realizan actividades por cuenta propia o cuenta ajena que entrañen una competencia efectiva, sea actual o potencial, con la Sociedad o que, de cualquier otro modo, le sitúen en un conflicto permanente con los intereses de la Sociedad.

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 227 y siguientes de la LSC.

El Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. exige a los Consejeros abstenerse de participar en la deliberación y votación de acuerdos o decisiones en las que él o una persona vinculada tenga un conflicto de intereses, directo o indirecto. Asimismo, los Consejeros deberán adoptar las medidas necesarias para evitar incurrir en situaciones en las que sus intereses, sean por cuenta propia o ajena, puedan entrar en conflicto con el interés social y con sus deberes para con Repsol S.A.

Cualquier situación en la que los intereses de los Consejeros puedan entrar en conflicto con el interés social y con sus deberes para la Sociedad, deberá ser comunicada al Consejo de Administración. Se excluyen de la obligación de abstención los acuerdos o decisiones que le afecten en su condición de Consejero, tales como su designación o revocación para cargos en el Consejo de Administración u otros de análogo significado.

- Salvo dispensa del Consejo de Administración, el Consejero no podrá formar parte de más de 4 Consejos de Administración de otras sociedades mercantiles cotizadas distintas de Repsol, S.A. A efectos de esta regla: (a) se computarán como 1 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 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.
- El Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos de sus restantes obligaciones profesionales y actividades retribuidas que realice cualquiera que sea su naturaleza, 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, entre otros supuestos, 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.
- El artículo 19 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. recoge las obligaciones básicas de los Consejeros derivadas del deber de lealtad. En particular, el deber de lealtad contempla, entre otras, las siguientes obligaciones de los Consejeros:
  - No ejercitar sus facultades con fines distintos de aquéllos para los que le han sido concedidas.
  - Guardar secreto sobre las deliberaciones de los órganos colegiados de Repsol, S.A., así como sobre informaciones, datos, informes o antecedentes a los que haya tenido acceso en el desempeño de su cargo, incluso cuando haya cesado en él, salvo en los casos en que la Ley lo permita o requiera.
  - Abstenerse de participar en la deliberación y votación de acuerdos o decisiones en las que él o una persona vinculada tenga un conflicto de intereses, directo o indirecto.
  - Desempeñar sus funciones bajo el principio de responsabilidad personal con libertad de criterio o juicio e independencia respecto de instrucciones y vinculaciones de terceros.
  - Adoptar las medidas necesarias para evitar incurrir en situaciones en las que sus intereses, sean por cuenta propia o ajena, puedan entrar en conflicto con el interés social y con sus deberes para con Repsol, S.A. En particular, este deber obliga al Consejero a abstenerse de: (i) realizar transacciones con Repsol, S.A., a salvo de lo previsto en el artículo 23 del Reglamento del Consejo de Administración; (ii) utilizar el nombre de Repsol, S.A. o invocar su condición de Consejero para influir indebidamente en la realización de operaciones privadas; (iii) hacer uso de los activos sociales, incluida la información confidencial de Repsol, S.A., con fines privados; (iv) aprovecharse de las oportunidades de negocio de Repsol, S.A.; (v) obtener ventajas o remuneraciones de terceros distintos a Repsol, S.A. y el Grupo asociadas al desempeño de su cargo, salvo que se trate de atenciones de mera cortesía; o (vi) desarrollar actividades por cuenta propia o ajena que entrañen una competencia efectiva, sea actual o potencial, con Repsol, S.A. o que, de cualquier otro modo, le sitúen en un conflicto permanente con los intereses de Repsol,

S.A., todo ello en los términos previstos en la Ley y en los artículos siguientes al 19 del Reglamento del Consejo de Administración.

- Informar a Repsol, S.A. de las transacciones que realice sobre los valores e instrumentos financieros emitidos por el Grupo Repsol, así como sobre los instrumentos financieros derivados u otros instrumentos financieros vinculados a ellos, en los términos que dispongan la legislación vigente y la normativa interna.
- Conducirse con la solidaridad y coordinación debidas como miembro de un órgano colegiado.

▪ Los artículos 20 a 23 del Reglamento del Consejo de Administración recogen las obligaciones que deben cumplir los Consejeros en materia de no competencia, uso de información y de los 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.

El artículo 20 del Reglamento del Consejo de Administración 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 concurran las siguientes circunstancias:

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

(ii) que, tras haber recibido asesoramiento de un consultor externo independiente de reconocido prestigio en la comunidad financiera y previa audiencia del accionista o Consejero afectado, la Comisión de Nombramientos emita un informe valorando el cumplimiento del requisito previsto en el punto (i) anterior; y

(iii) que la Junta General acuerde expresamente dispensar la prohibición de competencia con el voto favorable del 75% 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 Repsol, S.A., 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.

El artículo 23 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.

Como regla general, en el caso de operaciones 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) tengan por objeto activos estratégicos de Repsol; (iii) impliquen transferencia de tecnología relevante de Repsol; o (iv) 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 (a) la transacción resulta justa y eficiente desde el punto de vista del interés de Repsol, S.A.; (b) lo anterior es corroborado mediante informe por la Comisión de Nombramientos 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 (iii) 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, y siempre y cuando el valor de la transacción no sea superior al 10% de los activos sociales, la operación podrá ser aprobada por el Consejo de Administración siempre y cuando (i) el informe de la Comisión de Nombramientos al que se refiere el párrafo anterior resulte favorable a la operación; y (ii) el acuerdo se adopte con el voto favorable de al menos 2/3 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 del experto independiente antes mencionados y, si lo considerase oportuno, su propio informe al respecto.

La Junta General de Accionistas, celebrada el 31 de mayo de 2012, aprobó la incorporación de las previsiones de los artículos 20 y 23 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"*).

El Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Retribuciones, podrá dispensar en casos singulares las prohibiciones contenidas en los artículos 21 y 22 del Reglamento del Consejo y aquellos otros que no figuren específicamente regulados, con sujeción en todo caso a lo previsto en la Ley, en los Estatutos Sociales y en dicho Reglamento.

El Consejero únicamente podrá hacer uso de los activos de Repsol, S.A. o valerse de su posición en esta última para obtener una ventaja patrimonial, con la autorización del Consejo de Administración, en los términos previstos en el artículo 24 del Reglamento del Consejo de Administración, y siempre y cuando haya satisfecho una contraprestación adecuada. En caso de que se le dispense de tal contraprestación, la ventaja patrimonial así obtenida se conceptuará como retribución indirecta y deberá ser autorizada por el Consejo de Administración previo informe de la Comisión de Retribuciones, con estricta observancia, si la ventaja es recibida en su condición de socio, del principio de paridad de trato entre los accionistas.

La obligación de no competir con Repsol, S.A. solo podrá ser objeto de dispensa en el supuesto de que no quepa esperar daño para Repsol, S.A. o el que quepa esperar se vea compensado por los beneficios que prevén obtenerse de la dispensa. La dispensa se concederá mediante acuerdo expreso y separado de la Junta General. En todo caso, a instancia de cualquier socio, la Junta General resolverá sobre el cese del Consejero que desarrolle actividades competitivas cuando el riesgo de perjuicio para Repsol haya devenido relevante.

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 Ejecutivo Corporativo) y el interés de Repsol, S.A.

En este sentido, el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el Ámbito del Mercado de Valores, de especial aplicación a los Consejeros y a los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo de Repsol, S.A. en su condición de *"Personas Afectadas"* (personas con acceso recurrente a información privilegiada de Repsol) por el citado Reglamento Interno de Conducta (artículo 2.2), recoge la prevención y resolución de los conflictos de intereses, contemplando en sus apartados 8.3 y 8.4 lo siguiente:

- Apartado 8.3—*"Prevención de los conflictos"*:

  "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 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."

- Apartado 8.4—*"Resolución de conflictos"*:

  "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 el Código de Ética y Conducta de Repsol, aplicable a todos los directivos y empleados de Repsol, dispone en su apartado *"Nuestras responsabilidades frente a clientes y socios comerciales—Conflictos de interés"* lo siguiente:

"Un conflicto de interés puede surgir cuando tenemos intereses personales opuestos, que interfieren o que podrían percibirse como una interferencia con nuestra capacidad de tomar una decisión de negocio objetiva. Se espera de cada uno de nosotros que apliquemos nuestro buen juicio y que se eviten incluso situaciones que puedan aparentar ser un conflicto o que puedan afectar a la confianza que otros depositan en nosotros y dañar nuestra reputación.

Los conflictos de intereses no siempre están claramente definidos. Para resolver cualquier duda, consulta por escrito a tu superior jerárquico o a Servicios Jurídicos. Esto permitirá a la Compañía evaluar, supervisar y gestionar la situación de forma adecuada.

Amigos y familiares

Es imposible anticiparse a todas las situaciones que impliquen a familiares y amigos cercanos y que puedan originar un conflicto de intereses por lo que, en la medida de lo posible, debemos identificar con carácter previo los posibles conflictos y comunicarlos a nuestro superior jerárquico o a Servicios Jurídicos para que la Compañía pueda determinar si es necesario adoptar alguna medida al respecto.

Los conflictos de intereses pueden incluir, entre otras, aquellas situaciones en las que un empleado tiene influencia sobre un amigo o familiar tales como:

- *Decisiones sobre contratación, retribución o medidas disciplinarias;*
- *Concesión o renovación de contratos o influencia sobre sus condiciones;*
- *Situaciones financieras o contables en las que un familiar revisa el trabajo de otro o gestiona los pagos aprobados por otro.*

Oportunidades de negocio

Si, como consecuencia de tu actividad profesional, tienes conocimiento de una oportunidad de negocio, esta corresponde, en primer lugar, a la Compañía. Los empleados no pueden apropiarse de, ni dirigir a cualquier familiar o amigo, las oportunidades que encuentre en el desarrollo de su trabajo.

Otras actividades profesionales

Repsol no prohíbe a sus empleados desarrollar otras actividades empresariales, aunque si dichas actividades constituyen un conflicto de intereses (como por ejemplo, trabajar para la competencia, un proveedor o un socio) o si pueden afectar al rendimiento de tu trabajo, deberán ser inmediatamente comunicadas al superior jerárquico.

Ante un posible conflicto de intereses, debemos observar los siguientes principios:

Comunicación - informar por escrito a nuestro superior jerárquico sobre el conflicto tan pronto como tengamos conocimiento del mismo. Esto permitirá disponer de tiempo para analizar la situación y tomar las medidas preventivas oportunas con el fin de minimizar el posible conflicto.

Abstención - abstenernos de intervenir o influir, directa o indirectamente, en cualquier decisión que pueda afectar a las partes con las que podamos estar en conflicto. Por ejemplo, es posible que tengamos que abstenernos de participar en determinadas reuniones o de acceder a información confidencial relacionada con el potencial conflicto.

Independencia - actuar en todo momento con profesionalidad, con lealtad a la Compañía y sus accionistas y con independencia de nuestros intereses particulares o los de terceros. No debemos dar prioridad a nuestros propios intereses ni a los de terceros frente a los intereses 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 de Repsol, S.A. (véase epígrafe 14.1 del Documento de Registro), ninguno de los miembros del Consejo de Administración o del Comité Ejecutivo Corporativo de Repsol, S.A. 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.

Según la información de que dispone Repsol, S.A., ninguna de las personas mencionadas en el epígrafe 14.1 anterior que sea titular de acciones o valores de Repsol, S.A. ha asumido restricción temporal alguna sobre su libre disposición, al margen de las restricciones previstas en la normativa aplicable y de las que se detallan a continuación.

Tal y como contempla el artículo 227 del *Real Decreto Legislativo 4/2015, de 23 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Mercado de Valores*, el Reglamento Interno de Conducta del Grupo Repsol en el Ámbito del Mercado de Valores prohíbe a los Consejeros y miembros del Comité Ejecutivo Corporativo de Repsol, S.A., 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 (artículo 2.3), cuando dispongan de información privilegiada relativa a dichos valores o a los emisores de los mismos.

Asimismo, los Consejeros y miembros del Comité Ejecutivo Corporativo de Repsol, S.A., en su condición de *"Personas Afectadas"* (personas con acceso recurrente a información privilegiada de Repsol) por el citado Reglamento Interno de Conducta (artículo 2.2), no podrán realizar operaciones sobre los valores referidos desde 30 días naturales antes de cada fecha de presentación de resultados de Repsol, S.A. (anuales, semestrales y trimestrales) hasta la fecha en que los mismos se publiquen.

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.

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 27—*"Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo"* y en la Nota 28—*"Obligaciones con el personal"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016, así como en los apartados C.1.15, C.1.16 y H.1.4 del Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2016.

Esta información se completa y actualiza con la información incluida en el Informe Anual sobre Remuneraciones de los Consejeros correspondiente al ejercicio 2016 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 puede consultarse en la página web de Repsol (enlace) y en la página web de la CNMV (enlace).

El Consejo de Administración, en su reunión celebrada el 29 de marzo de 2017, aprobó someter a votación consultiva de la Junta General Ordinaria de Accionistas, cuya celebración está prevista el 18 y el 19 de mayo de 2017 en primera y en segunda convocatoria, respectivamente, el Informe Anual sobre Remuneraciones de los Consejeros de Repsol, S.A. correspondiente al ejercicio 2016.

15.2 Importes totales ahorrados o acumulados por el emisor o sus filiales para prestaciones de pensión, jubilación o similares.

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 27—*"Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo"* y en la Nota 28—*"Obligaciones con el personal"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016, así como en los apartados C.1.15, C.1.16 y H.1.4 del Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2016. Esta información se completa y actualiza con la información incluida en el Informe Anual sobre Remuneraciones de los Consejeros correspondiente al ejercicio 2016.

16. PRÁCTICAS DE GESTIÓN

16.1 Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y período durante el cual la persona ha desempeñado servicios en ese 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 Administración de designar a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan, hasta que se reúna la primera Junta General o, de producirse la vacante una vez convocada la Junta General y antes de su celebración, hasta la celebración de la siguiente 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 del Sr. Reichstul quien se ha 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 529 duodecies de la LSC y 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 de administración, 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 27—*"Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016 y en el apartado C.1.45 del Informe Anual de Gobierno Corporativo de Repsol, S.A. correspondiente al ejercicio 2016 (véase Sección II.C.) y se completa y actualiza con la información incluida en el Informe Anual sobre Remuneraciones de los Consejeros correspondiente al ejercicio 2016.

No ha habido modificaciones significativas desde el 31 de diciembre de 2016 hasta la fecha del presente Documento de Registro.

16.3 Información sobre el comité de auditoría y el comité de retribuciones del emisor, incluidos los nombres de sus miembros y un resumen de su reglamento interno.

La información relativa a este epígrafe se recoge en el apartado 2.3—*"Gobierno corporativo"* del Informe de Gestión consolidado de Repsol, S.A. del ejercicio 2016 y en el apartado C.2 del Informe Anual de Gobierno Corporativo de Repsol, S.A. del ejercicio 2016 (véase Sección II.C.).

A continuación se incluye la composición actual de la Comisión de Auditoría y Control y de la Comisión de Retribuciones, así como de las demás comisiones del Consejo de Administración de Repsol, S.A.

- ***Comisión Delegada***

La tabla siguiente recoge la composición actual de la Comisión Delegada de Repsol, S.A.

Nombre	Cargo	Tipología
D. Antonio Brufau Niubó	Presidente	Externo(1)
D. Josu Jon Imaz San Miguel	Vocal	Ejecutivo
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Vocal y Secretario	Ejecutivo
D. Artur Carulla Font	Vocal	Independiente
D. Henri Philippe Reichstul	Vocal	Independiente
D. J. Robinson West	Vocal	Independiente
D. Gonzalo Gortázar Rotaeche	Vocal	Dominical
D. Manuel Manrique Cecilia	Vocal	Dominical
D. Rene Dahan	Vocal	Dominical

(1): D. Antonio Brufau Niubó ha sido Presidente ejecutivo de Repsol, S.A. hasta el 30 de abril de 2015.

- ***Comisión de Auditoría y Control***

La tabla siguiente recoge la composición actual de la Comisión de Auditoría y Control de Repsol, S.A.

Nombre	Cargo	Tipología
D. Javier Echenique Landiríbar	Presidente	Independiente
D. Ángel Durández Adeva	Vocal	Independiente
D. Luis Carlos Croissier Batista	Vocal	Independiente
D. Mario Fernández Pelaz	Vocal	Independiente

- ***Comisión de Nombramientos***

La tabla siguiente recoge la composición actual de la Comisión de Nombramientos de Repsol, S.A.

Nombre	Cargo	Tipología
D. Artur Carulla Font	Presidente	Independiente
D. Mario Fernández Pelaz	Vocal	Independiente
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Vocal	Independiente
D. Antonio Massanell Lavilla	Vocal	Dominical
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical

- ***Comisión de Retribuciones***

La tabla siguiente recoge la composición actual de la Comisión de Retribuciones de Repsol, S.A.

Nombre	Cargo	Tipología
D. Artur Carulla Font	Presidente	Independiente
D. Mario Fernández Pelaz	Vocal	Independiente
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Vocal	Independiente
D. Gonzalo Gortázar Rotaeche	Vocal	Dominical
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical

- ***Comisión de Sostenibilidad***

La tabla siguiente recoge la composición actual de la Comisión de Sostenibilidad de Repsol, S.A.

Nombre	Cargo	Tipología
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Presidenta	Independiente
D. Luis Carlos Croissier Batista	Vocal	Independiente
D. Javier Echenique Landiribar	Vocal	Independiente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical
D. Antonio Massanell Lavilla	Vocal	Dominical

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.

En el apartado G—*"Grado de seguimiento de las recomendaciones de Gobierno Corporativo"* del Informe Anual de Gobierno Corporativo de Repsol, S.A. correspondiente al ejercicio 2016 (véase Sección II.C.), Repsol, S.A. ha dado cuenta del grado de cumplimiento de todas las recomendaciones

del *"Código de buen gobierno de las sociedades cotizadas"*, que fue publicado por la CNMV en febrero de 2015.

Del total de sus 64 recomendaciones, Repsol cumple íntegramente 53 recomendaciones, cumple parcialmente 1 recomendación (3ª), no le son aplicables 7 recomendaciones (2ª, 10ª, 11ª, 19ª, 20ª, 23ª y 28ª) y no cumple con 3 recomendaciones (13ª, 61ª y 62ª). A continuación se incluye la explicación, incluida en el Informe Anual de Gobierno Corporativo de Repsol, S.A. del ejercicio 2016, de los motivos por los que se sigue parcialmente o no se siguen las correspondientes recomendaciones de gobierno corporativo.

- **Recomendación 3ª**: Que durante la celebración de la junta general ordinaria, como complemento de la difusión por escrito del informe anual de gobierno corporativo, el presidente del consejo de administración informe verbalmente a los accionistas, con suficiente detalle, de los aspectos más relevantes del gobierno corporativo de la sociedad y, en particular:

  a) De los cambios acaecidos desde la anterior junta general ordinaria.

  b) De los motivos concretos por los que la compañía no sigue alguna de las recomendaciones del Código de Gobierno Corporativo y, si existieran, de las reglas alternativas que aplique en esa materia.

  "La información sobre el cumplimiento por parte de Repsol de las recomendaciones del Código ya viene recogida en el apartado G del Informe Anual de Gobierno Corporativo, el cual se publica como Hecho Relevante y se encuentra a disposición de todos los accionistas y de cualquier parte interesada en la página web de la Compañía y en la de la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Asimismo, los accionistas pueden solicitar el envío del Informe Anual de Gobierno Corporativo en formato papel con anterioridad a la celebración de la Junta y se les entrega el propio día de la celebración de la misma. Por todo ello, no se considera que un informe verbal del Presidente durante la Junta sobre el seguimiento de las recomendaciones aporte información adicional relevante para los accionistas."

- **Recomendación 13ª**: Que el Consejo de Administración posea la dimensión precisa para lograr un funcionamiento eficaz y participativo, lo que hace aconsejable que tenga entre cinco y quince miembros.

  "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 30 de abril de 2014, dentro de los límites máximo y mínimo establecidos en los Estatutos Sociales (9 a 16), establecer en 16 el número de Consejeros."

- **Recomendación 61ª**: Que un porcentaje relevante de la remuneración variable de los consejeros ejecutivos esté vinculado a la entrega de acciones o de instrumentos financieros referenciados a su valor.

  "La Compañía se encuentra analizando diversas fórmulas para la implantación de un sistema que contemple el pago de una parte de la retribución variable de los Consejeros Ejecutivos en acciones."

- **Recomendación 62ª**: Que una vez atribuidas las acciones o las opciones o derechos sobre acciones correspondientes a los sistemas retributivos, los consejeros no puedan transferir la propiedad de un número de acciones equivalente a dos veces su remuneración fija anual, ni puedan ejercer las opciones o derechos hasta transcurrido un plazo de, al menos, tres años desde su atribución.

  Lo anterior no será de aplicación a las acciones que el consejero necesite enajenar, en su caso, para satisfacer los costes relacionados con su adquisición.

  "La Compañía se encuentra analizando diversas fórmulas para la implantación de una política de tenencia de acciones para los Consejeros Ejecutivos."

17. EMPLEADOS

17.2 Acciones y opciones de compra de acciones

La información relativa a este epígrafe se recoge en la Nota 27—*"Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo"* y en la Nota 28—*"Obligaciones con el personal"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016, así como en el apartado A.3 del Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2016 (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., a la fecha del presente Documento de Registro, el número total de acciones de Repsol, S.A. titularidad de los actuales Consejeros asciende a 936.433 acciones, que representan aproximadamente el 0,064% del capital social de Repsol, S.A.

MIEMBROS CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN	Núm. acciones directas	Núm. acciones indirectas	Núm. acciones totales	Participación total capital (%)	Núm. opciones
D. Antonio Brufau Niubó	475.140	--	475.140	0,032	--
D. Gonzalo Gortázar Rotaeche	11.004	--	11.004	0,001	--
D. Manuel Manrique Cecilia	130	1.149	1.279	0,000	--
D. Josu Jon Imaz San Miguel	131.460	--	131.460	0,009	--
D. Artur Carulla Font	88.155	--	88.155	0,006	--
D. Luis Carlos Croissier Batista	1.625	--	1.625	0,000	--
D. Rene Dahan	36.550	--	36.550	0,002	--
D. Ángel Durández Adeva	11.780	--	11.780	0,001	--
D. Javier Echenique Landiríbar	--	23.349	23.349	0,002	--
D. Mario Fernández Pelaz	5.429	--	5.429	0,000	--
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	11.383	3.627	15.010	0,001	--
D. José Manuel Loureda Mantiñán	72	83.158	83.230	0,006	--
D. Antonio Massanell Lavilla	10.263	--	10.263	0,001	--
D. Henri Philippe Reichstul	50	--	50	0,000	--
D. J. Robinson West	--	--	--	--	--
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	42.109	--	42.109	0,003	--
Total	**825.150**	**111.283**	**936.433**	**0,064**	--

Fuente: Según conocimiento de Repsol, S.A. y las comunicaciones efectuadas a la CNMV, página web de la CNMV (enlace) consultada a la fecha del Documento de Registro.

A la fecha del presente Documento de Registro, los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo de Repsol, S.A., que no forman parte del Consejo de Administración, son titulares de un total de 429.791 acciones de Repsol, S.A., representativas de un 0,025% del capital social.

MIEMBROS COMITÉ EJECUTIVO CORPORATIVO (*que no forman parte del Consejo*)	Núm. acciones directas	Núm. acciones indirectas	Núm. acciones totales	Participación total capital (%)
D. Miguel Martínez San Martín	258.084	--	258.084	0,017
Dña. Begoña Elices García	46.842	603	47.445	0,003
D. Luis Cabra Dueñas	43.997	--	43.997	0,002
Dña. María Victoria Zingoni Dominguez	42.900	--	42.900	0,002
D. Miguel Klingenberg Calvo	14.843	--	14.843	0,000
D. Antonio Lorenzo Sierra	17.909	--	17.909	0,001
D. Arturo Gonzalo Aizpiri	4.613	--	4.613	0,000
Total	**429.188**	**603**	**429.791**	**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 Ejecutivo Corporativo.

18. ACCIONISTAS PRINCIPALES

18.1 Nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos de administración, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable en el capital o en los derechos de 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 13—*"Patrimonio neto"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016, así como en los apartados A.2 y H.1.2 del Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2016 incluido en la Sección II.C. del presente Documento de Registro, 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.

	Derechos de voto (%)		
ACCIONISTAS SIGNIFICATIVOS	Directo	Indirecto	Total
Fundación Bancaria Caixa d´Estalvis i Pensions de Barcelona	--	9,84(1)	**9,84**
Sacyr, S.A.	--	8,20(2)	**8,20**
Temasek Holdings (Private) Limited	--	4,34 (3)	**4,34**
Blackrock, Inc.	--	3,04(4)	**3,04**

Fuente: Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información facilitada por los accionistas a Repsol, S.A. y a la CNMV.
(1): A través de CaixaBank, S.A.
(2): A través de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L., Sacyr Investments, S.A. y Sacyr Securities, S.A.
(3): A través de Chembra Investment Pte. Ltd.
(4): A través de diversos fondos y cuentas gestionadas por gestores de inversiones (*investment managers*) bajo su control. La información relativa a Blackrock, Inc. se basa en la notificación presentada por dicha entidad en la CNMV el 15 de enero de 2016 sobre la cifra del capital social de Repsol, S.A. a dicha fecha.

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 en los siguientes apartados:

- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016 (véase Sección II.C.):

  Nota 26—*"Información sobre operaciones con partes vinculadas"*; y Nota 27—*"Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo"*.

- Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2016 (véase Sección II.C.):

  Apartados C.1.15 y C.1.16 (*"Consejo de Administración"*); apartados D.2, D.3 y D.4 (*"Operaciones vinculadas"*); y apartados H.1.4, H.1.6 y H.1.7 (*"Otras informaciones de interés"*).

- Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 (véase Sección II.D.):

  Nota 25—*"Información sobre operaciones con partes vinculadas"*; y Nota 26—*"Retribuciones a los miembros del consejo de administración y personal directivo"*.

- Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2015 (véase Sección II.D.):

  Apartados C.1.15 y C.1.16 (*"Consejo de Administración"*); apartados D.2, D.3 y D.4 (*"Operaciones vinculadas"*); y apartados H.1.5, H.1.8 y H.1.9 (*"Otras informaciones de interés"*).

- Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2014:

  Apartados C.1.15 y C.1.16 (*"Consejo de Administración"*); apartados D.2, D.3 y D.4 (*"Operaciones vinculadas"*); y en los apartados H.1.5, H.1.6, H.1.7 y H.1.8 ("*Otras informaciones de interés"*).

Los Informes Anuales de Gobierno Corporativo correspondientes a los ejercicios 2016 y 2015, 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 2016 y 2015 (véanse Secciones II.C. y II.D.), respectivamente.

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 2014, que puede consultarse en la página web de Repsol (enlace) y en la página web de la CNMV (enlace).

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

- Accionistas significativos: según la última información disponible a 31 de diciembre de 2016.
- Administradores y directivos: entendiendo como tales a los miembros del Consejo de Administración, así como a los del Comité Ejecutivo Corporativo.
- Personas o entidades del Grupo: incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación, que fundamentalmente son las transacciones realizadas con sociedades integradas por el método de la participación.

La última información sobre operaciones con partes vinculadas disponible corresponde a 31 de diciembre de 2016. Repsol no tiene constancia de la realización desde el 31 de diciembre de 2016

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 PASIVO DEL EMISOR, POSICIÓN FINANCIERA Y PÉRDIDAS Y BENEFICIOS.

20.2 Información financiera pro-forma

No procede.

20.3 Estados financieros

Los estados financieros anuales consolidados del Grupo Repsol correspondientes a los ejercicios 2016 y 2015 se incluyen en la Sección II.C. y en la Sección II.D., respectivamente, 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 2016, 2015 y 2014.

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 2016, 2015 y 2014 han sido auditadas por Deloitte (véase epígrafe 2—*"Auditores de cuentas"*), sin que se hayan puesto de manifiesto salvedades en sus correspondientes informes de auditoría. Asimismo, no se recogen párrafos de énfasis en los informes de auditoría correspondientes a las Cuentas Anuales individuales de Repsol, S.A. de los ejercicios 2016, 2015 y 2014 ni en los informes de auditoría correspondientes a las Cuentas Anuales consolidadas del Grupo Repsol de los ejercicios 2016, 2015 y 2014.

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

Al margen de lo indicado en el epígrafe 20.4.1 anterior, no hay otra información financiera 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.

Los datos financieros del presente Documento de Registro han sido extraídos de las Cuentas Anuales consolidadas auditadas de Repsol correspondientes a los ejercicios 2016, 2015 y 2014, salvo por lo que se indica a continuación.

La información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos a 31 de diciembre de 2016 incluida en la Sección II.E. del presente Documento de Registro no ha sido auditada.

Los datos financieros históricos incluidos en las tablas *"Balance de situación consolidado seleccionado"* y *"Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada seleccionada"* del epígrafe 3.1 del presente Documento de Registro, que han sido identificados como "no auditado", han sido extraídos de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016.

Los datos financieros históricos incluidos en la tabla *"Principales magnitudes y ratios financieros"* del epígrafe 3.1 y la evolución de la Deuda Neta del Grupo del epígrafe 10.1 del presente Documento de Registro, que han sido identificados como información "no auditada", han sido extraídos de los Informes de Gestión consolidados correspondientes a los ejercicios 2016 y 2015, o han sido calculados por Repsol, S.A. a partir de los datos contenidos en los mismos. Pese a tratarse de información no auditada, el auditor verifica que la información contable incluida en los Informes de Gestión consolidados concuerda con la de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes.

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 13—*"Patrimonio neto"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016 y en el apartado 4—*"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"* del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2016 (véase Sección II.C. del presente Documento de Registro).

Adicionalmente, esta información se recoge en la Nota 13—*"Patrimonio neto"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2015 y en el apartado 4—*"Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas"* del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2015 (véase Sección II.D. del presente Documento de Registro).

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.

El Consejo de Administración, en su reunión celebrada el 29 de marzo de 2017, acordó someter a la Junta General Ordinaria de Accionistas, cuya celebración está prevista el 18 y el 19 de mayo de 2017 en primera y en segunda convocatoria, respectivamente, en el marco del programa *"Repsol Dividendo Flexible"* y en las fechas en que tradicionalmente se ha venido abonando el dividendo complementario, una propuesta de ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos, equivalente a una retribución de unos 0,45 euros por acción.

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 20—*"Situación fiscal"*; y en la Nota 29—*"Litigios"* de las Cuentas Anuales consolidadas de Repsol del ejercicio 2016 (véase la Sección II.C.).

En cuanto a la información relativa a Timor Oriental contenida en la Nota 20—*"Situación fiscal—Actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal"* sobre la deducibilidad de ciertos

gastos en el impuesto sobre beneficios que las autoridades cuestionaban a Repsol Oil & Gas Australia (JPDA 06-105) Pty Limited, dichas autoridades han desistido recientemente de sus pretensiones en esta materia.

20.9 Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor

Desde el 31 de diciembre de 2016, 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 13—*"Patrimonio neto"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016, así como en los apartados A.1 y H.1.1 del Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2016 que forma parte integrante del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2016 (véase Sección II.C. del presente Documento de Registro). Esta información se actualiza con la que se recoge a continuación.

A la fecha del presente Documento de Registro, y tras la última operación de ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2017 a través de la cual se instrumenta el sistema de retribución al accionista *"Repsol Dividendo Flexible"*, el capital social de Repsol, S.A. es de 1.496.404.851 euros, dividido en 1.496.404.851 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.

a) Número de acciones autorizadas

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de marzo de 2014 acordó 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 2016

Entre el 1 y el 8 de enero de 2016, el número de acciones de Repsol, S.A. en circulación fue de 1.400.361.059 acciones. Desde el 8 de enero hasta el 6 de julio de 2016, el número de acciones en circulación fue de 1.441.783.307 acciones. Desde el 6 de julio hasta el 31 de diciembre de 2016, inclusive, el número de acciones de Repsol, S.A. en circulación fue de 1.465.644.100 acciones.

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 13—*"Patrimonio neto"* de las Cuentas Anuales consolidadas del ejercicio 2016 y en los apartados A.8, A.9 y H.1.3 del Informe Anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2016 que forma parte integrante del Informe de Gestión consolidado del ejercicio 2016 (véase Sección II.C. del presente Documento de Registro). Esta información se actualiza con la que se recoge a continuación.

Desde enero de 2017 hasta la fecha del presente Documento de Registro, Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A. ha realizado diversas operaciones de compra y venta de acciones de Repsol, S.A. Adicionalmente, durante ese mismo periodo, Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A. ha contratado con entidades financieras *equity swaps* por un total de 11,11 millones de acciones de Repsol, S.A., mediante los que se transfiere a la sociedad el riesgo económico y los derechos económicos de dichas acciones. A la fecha del presente Documento de Registro, del total de estas contrataciones se han cancelado *equity swaps* por 2,66 millones de acciones.

A la fecha del presente Documento de Registro, Repsol, S.A. es titular, directa o indirectamente, de 721.492 acciones propias, representativas del 0,048% de su capital social actual.

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 2 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); y (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 (4.000 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 *warrants* ni valores canjeables o convertibles en acciones de Repsol, S.A.

El Consejo de Administración, en su reunión celebrada el 29 de marzo de 2017, acordó proponer a la Junta General Ordinaria de Accionistas, cuya celebración está prevista el 18 y el 19 de mayo de 2017 en primera y en segunda convocatoria, respectivamente, la delegación en el Consejo de Administración de la facultad para 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., así como *warrants* (opciones para suscribir acciones nuevas o para adquirir acciones en circulación de Repsol, S.A.) por un importe total máximo de 8.400 millones de euros, o su equivalente en otra divisa, dejando sin efecto, en la parte no utilizada, el acuerdo decimotercero B) de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2012.

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.

El Consejo de Administración, en su reunión celebrada el 29 de marzo de 2017, acordó proponer a la Junta General Ordinaria de Accionistas, cuya celebración está prevista el 18 y el 19 de mayo de 2017 en primera y en segunda convocatoria, respectivamente, la aprobación en el marco del programa *"Repsol Dividendo Flexible"* de dos aumentos de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos, por un valor de referencia de 673.382.183 euros el primero y un máximo de 617.000.000 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.

Sin perjuicio de lo indicado en el epígrafe 21.1.4, a la fecha del presente Documento de Registro, no existen, ni se ha acordado conceder, opciones sobre acciones de ninguna sociedad del Grupo.

21.2 Estatutos y escritura de constitución

21.2.1 Descripción del objeto social 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 su domicilio social y en su página web (enlace).

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 de administración, de gestión y de supervisión.

En el apartado C. del Informe Anual de Gobierno Corporativo de Repsol, S.A. del ejercicio 2016 (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 (enlace) y en la página web de la CNMV (enlace).

El Capítulo Tercero (*"Estatuto Jurídico del Consejero"*) del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. contiene el estatuto jurídico del Consejero de Repsol, S.A. en el que se regulan cuestiones como el nombramiento; ratificación; régimen de incompatibilidades; duración del cargo; reelección; cese; deberes generales; obligaciones básicas derivadas del deber de diligencia; obligaciones básicas derivadas del deber de lealtad; obligación de no competencia; uso de información y de los activos sociales; oportunidades de negocio; operaciones vinculadas; dispensa del

cumplimiento de deberes por los Consejeros; 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.

Los Estatutos Sociales de Repsol, S.A. no establecen condiciones distintas a las contenidas en la LSC para la modificación de estatutos sociales excepto por lo previsto en el apartado 3 del artículo 22 (*"Mayorías"*). En dicho apartado se establece que, con carácter especial, se requerirá, 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: (i) la modificación de los artículos 22 bis (*"Operaciones vinculadas"*) y 44 bis (*"Prohibición de competencia"*) de los Estatutos Sociales; (ii) la autorización de las operaciones vinculadas en los supuestos previstos en el artículo 22 bis de los Estatutos Sociales; (iii) la dispensa a un Consejero de la obligación de no competencia de conformidad con lo previsto en el artículo 44 bis de los Estatutos Sociales; y (iv) la modificación del propio apartado 3 del artículo 22 de los Estatutos Sociales.

En este sentido, tras diversas modificaciones estatutarias (Juntas Generales celebradas el 31 de mayo de 2012, el 28 de marzo de 2014 y el 30 de abril de 2015), el artículo 22 (*"Mayorías"*) de los Estatutos Sociales reúne en un único precepto todas las reglas relativas a las mayorías necesarias para la adopción de acuerdos en la Junta:

- ***Mayoría legal general***: en el apartado 1 del artículo 22, relativo a la regla general de adopción de acuerdos que no requieren quórums de constitución reforzados, se recoge, al amparo de lo previsto en la LSC, que la mayoría aplicable por defecto es la mayoría simple;
- ***Mayoría legal cualificada***: en el apartado 2 del artículo 22 se definen los acuerdos que requieren la aprobación por mayoría absoluta incluyendo los previstos legalmente, es decir, cualquier modificación de los Estatutos Sociales, incluidos el aumento o la reducción del capital, la emisión de obligaciones, la supresión o la limitación del derecho de adquisición preferente de nuevas acciones, la transformación, la fusión, la escisión, la cesión global de activo y pasivo, el traslado del domicilio al extranjero y la disolución de la Sociedad; y
- ***Mayoría estatutaria cualificada***: en el apartado 3 del artículo 22 como se ha mencionado anteriormente, se recogen los supuestos de mayoría estatutaria cualificada fijada en el 75% del capital con derecho a voto concurrente a la Junta.

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 de la Junta General

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

El anuncio de la convocatoria de la Junta General contendrá las menciones legalmente exigidas y, en todo caso, expresará el nombre de Repsol, S.A., la fecha, hora y lugar (dentro del municipio del domicilio social) de la reunión en primera convocatoria y todos los asuntos que hayan de tratarse incluidos en el orden del día, así como el cargo de la persona o personas que realicen la convocatoria. Asimismo, el anuncio hará constar la fecha y hora en la que, si procediera, se reunirá la Junta General de Accionistas en segunda convocatoria. Entre la primera y la segunda convocatoria deberá mediar, por lo menos, un plazo de 24 horas. 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, al menos, 10 días de antelación a la fecha de la reunión.

Igualmente, el anuncio consignará, la fecha en la que el accionista deberá tener registradas a su nombre las acciones para poder participar y votar en la Junta General, el lugar y la forma en que puede obtenerse el texto completo de los documentos y propuestas de acuerdo, así como la dirección de la página web corporativa en la que estará disponible la información, sin perjuicio de la facultad que asiste al accionista de obtener de la Sociedad, de forma inmediata y gratuita, los documentos que han de ser sometidos a la aprobación de la Junta y el informe de los auditores de cuentas cuando se sometan a aprobación las cuentas anuales.

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, 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 Repsol, S.A. 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 Repsol, S.A. 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.

Una copia del anuncio de convocatoria se remitirá igualmente a las Bolsas en las que coticen las acciones y se pondrá a disposición de las entidades depositarias de las acciones para que, en su caso, 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 accionistas titular de, al menos, un 3% del capital social, expresando en la solicitud los asuntos a tratar. En este caso, el Consejo de Administración deberá convocar la reunión para su celebración dentro de los 2 meses siguientes a la fecha en que hubiere sido requerido notarialmente al efecto.

3. Los accionistas que representen, al menos, el 3% 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.

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 exigida legalmente. Se excepcionan aquellos supuestos en los que, tratándose de propuestas para las que la Ley o los Estatutos Sociales 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 en la Junta General

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, que se expedirá con carácter nominativo por las entidades participantes en el organismo que gestiona dicho registro contable o directamente por Repsol, S.A.

   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 en cada momento vigentes 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.

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.

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.

No existe ninguna disposición en los Estatutos Sociales de Repsol, S.A. ni en sus reglamentos internos que, en materia de cambios en el capital, establezca condiciones más rigurosas que las establecidas en la ley.

No obstante, tal y como recoge el apartado A.10 del Informe Anual de Gobierno Corporativo de Repsol, S.A. correspondiente al ejercicio 2016, la normativa española establece ciertas limitaciones y obligaciones de comunicación en determinadas adquisiciones de participaciones en el capital de

empresas energéticas, así como limitaciones al ejercicio de los derechos de voto en algunos supuestos que se resumen a continuación.

- La *Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* establece un procedimiento de control sobre determinadas operaciones empresariales en el sector de la energía, entre ellas sobre la toma de participaciones en sociedades que desarrollan determinadas actividades relacionadas con los hidrocarburos líquidos o son titulares de activos del sector de la energía de carácter estratégico (refinerías de petróleo, oleoductos y almacenamientos de productos petrolíferos). En particular, en el caso de adquisición de participaciones en un porcentaje de capital social de una empresa energética afectada por esta ley, que conceda una influencia significativa en la gestión de esa sociedad, el adquirente tendrá la obligación de comunicar la operación a la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia (CNMC), la cual, si el adquirente no es nacional de la Unión Europea o del Espacio Económico Europeo (EEE) y considerase que existe una amenaza real y suficientemente grave de que nazcan riesgos para la garantía de suministro de hidrocarburos, podrá establecer condiciones relativas al ejercicio de la actividad de las sociedades afectadas o al adquirente.
- El *Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios* 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 suministros de gases licuados del petróleo y producción y suministro de gas natural, entendiendo por operador principal a las entidades que ostenten las 5 mayores cuotas de 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 2 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 distribución de valores o activos entre sociedades de un mismo grupo.

  La Comisión Nacional de los Mercados y Competencia (CNMC), 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.

22. CONTRATOS RELEVANTES

No existe ningún contrato relevante, al margen de los contratos celebrados en el desarrollo corriente de la actividad empresarial de Repsol, del cual es parte Repsol, S.A. o cualquier sociedad del Grupo, celebrado durante los 2 años anteriores a la fecha del presente Documento de Registro.

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 examinarse 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
R.I.C.M.V.(3)	Sí	Sí	Sí	No
I.A.G.C.(4) correspondiente al ejercicio 2016	Sí	Sí	Sí	No
I.A.G.C.(4) correspondiente al ejercicio 2015	Sí	Sí	Sí	Sí
I.A.G.C.(4) correspondiente al ejercicio 2014	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas Anuales individuales e Informe de Gestión individual correspondiente al ejercicio 2016	Sí	Sí	Sí	No
Cuentas Anuales individuales e Informe de Gestión individual correspondiente al ejercicio 2015	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas Anuales individuales e Informe de Gestión individual correspondiente al ejercicio 2014	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2016	Sí	Sí	Sí	No
Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2015	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas Anuales consolidadas e Informe de Gestión consolidado correspondiente al ejercicio 2014	Sí	Sí	Sí	Sí

(1): www.repsol.com.
(2): www.cnmv.es.
(3): Reglamento Interno de Conducta en el ámbito del Mercado de Valores.
(4): Informe Anual de Gobierno Corporativo (de conformidad con lo previsto en el artículo 538 de la LSC, forma parte integrante del Informe de Gestión consolidado correspondiente).

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 publicados en la página web de la CNMV (enlace) desde el 22 de febrero de 2017 (fecha de formulación de las Cuentas Anuales consolidadas de 2016 por el Consejo de Administración de Repsol, S.A.) hasta la fecha del presente Documento de Registro que, asimismo, pueden consultarse en la página web de Repsol (enlace).

De estos hechos relevantes los más significativos son los siguientes:

- Hecho relevante de 23 de febrero de 2017 (núm. registro 248442) por el que Repsol, S.A. comunicó la publicación del Informe consolidado de pagos a administraciones públicas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos correspondiente al ejercicio 2016.
- Hecho relevante de 9 de marzo de 2017 (núm. registro 249361) por el que Repsol, S.A. comunicó el descubrimiento de petróleo en la formación Nanushuk en Alaska.
- Hecho relevante de 29 de marzo de 2017 (núm. registro 250115) por el que Repsol, S.A. comunicó el orden del día de la Junta General Ordinaria de Accionistas 2017 y fechas estimadas de implementación de la próxima ampliación de capital liberada ("Repsol Dividendo Flexible").
- Hecho relevante de 10 de abril de 2017 (núm. registro 250601) por el que Repsol, S.A. comunicó datos operativos provisionales correspondientes al primer trimestre de 2017.

25. INFORMACIÓN SOBRE PARTICIPACIONES

En el Anexo I—*"Principales sociedades que configuran el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2016"* de las Cuentas Anuales consolidadas de Repsol correspondientes al ejercicio 2016 (véase la Sección II.C. del presente Documento de Registro), se incluye la denominación, país, actividad, datos de patrimonio neto y capital social utilizados en el proceso de consolidación del Grupo, así como el porcentaje de participación de Repsol, S.A. en las principales sociedades del Grupo. Adicionalmente, en la Nota 8—*"Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación"* de las Cuentas Anuales consolidadas de Repsol correspondientes al ejercicio 2016 se incluye información sobre las inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación.

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, no existen otras participaciones accionariales que puedan tener un efecto significativo en la valoración o posición financiera de Repsol.

Este Documento de Registro está visado en todas sus páginas y firmado a 19 de abril de 2017.

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

_____
D. Miguel Martínez San Martín
Director General Económico Financiero (CFO)

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 2016.

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 AUDITORÍA INDEPENDIENTE DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los accionistas de Repsol, S.A.:

Informe sobre las cuentas anuales consolidadas

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas adjuntas de Repsol, S.A. (en adelante la Sociedad dominante) y sociedades dependientes (el Grupo Repsol), que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2016, 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 terminado en dicha fecha.

Responsabilidad de los administradores en relación con las cuentas anuales consolidadas

Los administradores de la Sociedad dominante son responsables de formular las cuentas anuales consolidadas adjuntas, de forma que expresen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera consolidada y de los resultados consolidados del Grupo Repsol, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo en España, que se identifica en la Nota 2 de la memoria consolidada adjunta, y del control interno que consideren necesario para permitir la preparación de cuentas anuales consolidadas libres de incorrección material, debida a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las cuentas anuales consolidadas adjuntas basada en nuestra auditoría. Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la auditoría de cuentas vigente en España. Dicha normativa exige que cumplamos los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable de que las cuentas anuales consolidadas están libres de incorrecciones materiales.

Una auditoría requiere la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en las cuentas anuales consolidadas. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluida la valoración de los riesgos de incorrección material en las cuentas anuales consolidadas, debida a fraude o error. Al efectuar dichas valoraciones del riesgo, el auditor tiene en cuenta el control interno relevante para la formulación por parte de los administradores de la Sociedad dominante de las cuentas anuales consolidadas, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la entidad. Una auditoría también incluye la evaluación de la adecuación de las políticas contables aplicadas y de la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la dirección, así como la evaluación de la presentación de las cuentas anuales consolidadas tomadas en su conjunto.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas 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 2016, así como de sus resultados consolidados y 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 en España.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2016 contiene las explicaciones que los administradores de la Sociedad dominante 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 concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2016. 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

22 de Febrero de 2017

CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

Correspondientes al ejercicio 2016

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

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2016 y 2015

	Nota	Millones de euros		
ACTIVO	**2.1**	**31/12/2016**	**31/12/2015**	**01/01/2015**
Inmovilizado Intangible:	6	5.109	4.782	2.282
a) Fondo de Comercio		3.115	3.099	498
b) Otro inmovilizado intangible		1.994	1.683	1.784
Inmovilizado material	7	27.297	28.202	17.003
Inversiones inmobiliarias		66	26	23
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	8	10.176	11.797	11.141
Activos financieros no corrientes	10	1.204	715	593
Activos por impuesto diferido	20	4.746	4.743	3.967
Otros activos no corrientes	10	323	179	155
ACTIVO NO CORRIENTE		**48.921**	**50.444**	**35.164**
Activos no corrientes mantenidos para la venta	9	144	262	98
Existencias	11	3.605	2.853	3.931
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	12	5.885	5.681	5.685
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios		3.111	2.607	3.083
b) Otros deudores		1.785	2.061	1.970
c) Activos por impuesto corriente		989	1.013	632
Otros activos corrientes		327	271	176
Otros activos financieros corrientes		1.280	1.237	2.513
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	10	4.687	2.448	4.638
ACTIVO CORRIENTE		**15.928**	**12.752**	**17.041**
TOTAL ACTIVO		**64.849**	**63.196**	**52.205**

	Nota	Millones de euros		
PASIVO Y PATRIMONIO NETO	**2.1**	**31/12/2016**	**31/12/2015**	**01/01/2015**
PATRIMONIO NETO				
Capital		1.496	1.442	1.375
Prima de Emisión y Reservas		24.232	26.030	24.867
Acciones y participaciones en patrimonio propias		(1)	(248)	(127)
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		1.736	(1.398)	1.612
Otros Instrumentos de patrimonio		1.024	1.017	-
FONDOS PROPIOS	**13**	**28.487**	**26.843**	**27.727**
Partidas reclasificables al resultado del ejercicio		**2.380**	**1.691**	**440**
Activos financieros disponibles para la venta		6	3	(5)
Operaciones de cobertura		(171)	(227)	(163)
Diferencias de conversión		2.545	1.915	608
OTRO RESULTADO GLOBAL ACUMULADO	**13**	**2.380**	**1.691**	**440**
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE Y A OTROS TENEDORES DE INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO	**13**	**30.867**	**28.534**	**28.167**
INTERESES MINORITARIOS	**13**	**244**	**228**	**217**
TOTAL PATRIMONIO NETO		**31.111**	**28.762**	**28.384**
Subvenciones		4	7	9
Provisiones no corrientes	14	6.127	5.827	2.386
Pasivos financieros no corrientes	15	9.482	10.581	7.612
Pasivos por impuesto diferido	20	1.379	1.600	1.770
Otros pasivos no corrientes	18	2.009	1.942	1.801
PASIVO NO CORRIENTE		**19.001**	**19.957**	**13.578**
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	9	146	8	-
Provisiones corrientes	14	872	1.377	240
Pasivos financieros corrientes	15	6.909	7.073	4.086
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:	19	6.810	6.019	5.917
a) Proveedores		2.128	1.799	2.350
b) Otros acreedores		4.365	3.975	3.402
c) Pasivos por impuesto corriente		317	245	165
PASIVO CORRIENTE		**14.737**	**14.477**	**10.243**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		**64.849**	**63.196**	**52.205**

Las notas 1 a 33 forman parte integrante del balance de situación consolidado.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada correspondiente a los ejercicios terminados a 31 de diciembre de 2016 y 2015

	Nota	Millones de euros	
	2.1	**2016**	**2015**
Ventas		34.556	39.582
Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos		133	155
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		129	(524)
Reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado		1.625	661
Otros ingresos de explotación		990	1.867
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	21	**37.433**	**41.741**
Aprovisionamientos		(23.615)	(28.833)
Gastos de personal		(2.501)	(2.129)
Otros gastos de explotación		(5.930)	(6.455)
Amortización del inmovilizado		(2.529)	(3.124)
Dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado		(947)	(3.924)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	21	**(35.522)**	**(44.465)**
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		**1.911**	**(2.724)**
Ingresos financieros		176	150
Gastos financieros		(741)	(707)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		189	1.052
Diferencias de cambio		94	(204)
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros		48	170
RESULTADO FINANCIERO	23	**(234)**	**461**
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	8	**194**	**(89)**
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		**1.871**	**(2.352)**
Impuesto sobre beneficios	20	(391)	996
Resultado del ejercicio procedente de opreraciones continudadas		**1.480**	**(1.356)**
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas		(43)	(42)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOC. DOMINANTE DE OPERACIONES CONTINUADAS		**1.437**	**(1.398)**
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOC. DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	**14**	**299**	**-**
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		**1.736**	**(1.398)**
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	**2.1**	**Euros / acción**	**Euros / acción**
Básico	24	1,16	(0,95)
Diluido	24	1,16	(0,95)

Las notas 1 a 33 forman parte integrante de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado correspondiente a los ejercicios terminados a 31 de diciembre de 2016 y 2015

	Millones de euros	
	2016	**2015**
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO [1] **(de la cuenta de pérdidas y ganancias)**	**1.779**	**(1.356)**
OTRO RESULTADO GLOBAL		
Partidas no reclasificables al resultado del ejercicio:		
Por ganancias y pérdidas actuariales	(5)	14
Participación en otro resultado global de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas	(6)	(3)
Efecto impositivo	-	-
TOTAL	**(11)**	**11**
OTRO RESULTADO GLOBAL		
Partidas reclasificables al resultado del ejercicio:		
Activos financieros disponibles para la venta	**1**	**13**
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	1	7
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	-	6
Cobertura de flujos de efectivo	**18**	**(39)**
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	(16)	(564)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	34	-
Importes transferidos al valor inicial de las partidas cubiertas	-	525
Diferencias de conversión	**505**	**1.366**
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	560	1.390
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	(55)	(24)
asociadas	**152**	**(121)**
Ganancias/(Pérdidas) por valoración	99	(125)
Importes transferidos a la cuenta de pérdidas y ganancias	53	4
Efectivo impositivo	**15**	**54**
TOTAL	**691**	**1.273**
RESULTADO TOTAL GLOBAL DEL EJERCICIO	**2.459**	**(72)**
a) Atribuidos a la entidad dominante	2.413	(128)
b) Atribuidos a intereses minoritarios	46	56

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

Las notas 1 a 33 forman parte integrante del estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado correspondiente a los ejercicios terminados a 31 de diciembre de 2016 y 2015

	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante								
	Fondos Propios								
Millones de euros	Capital	Prima de Emisión y reservas	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Otros instrumentos de patrimonio neto	Otro resultado global acumulado	Total Patrimonio Neto atribuible a la sociedad dominante y a otros tenedores de instrumentos de patrimonio	Intereses minoritarios	Total Patrimonio Neto
Saldo final al 31/12/2014	**1.375**	**24.642**	**(127)**	**1.612**	**-**	**435**	**27.937**	**217**	**28.154**
Ajustes (véase Nota 2.1)	-	225	-	-	-	5	230	-	230
Saldo inicial ajustado	**1.375**	**24.867**	**(127)**	**1.612**	**-**	**440**	**28.167**	**217**	**28.384**
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	**-**	**11**	**-**	**(1.398)**	**-**	**1.259**	**(128)**	**56**	**(72)**
Operaciones con socios o propietarios									
Ampliación/(Reducción) de capital	67	(67)	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	3	(121)	-	-	-	(118)	-	(118)
Incrementos / (Reducciones) por variaciones del perímetro	-	49	-	-	-	18	67	(45)	22
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(471)	-	-	-	-	(471)	-	(471)
Otras variaciones de patrimonio neto									
Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	1.612	-	(1.612)	-	-	-	-	-
Obligaciones perpetuas subordinadas	-	(22)	-	-	1.017	-	995	-	995
Otras variaciones	-	48	-	-	-	(26)	22	-	22
Saldo final al 31/12/2015	**1.442**	**26.030**	**(248)**	**(1.398)**	**1.017**	**1.691**	**28.534**	**228**	**28.762**
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	**-**	**(11)**	**-**	**1.736**		**688**	**2.413**	**46**	**2.459**
Operaciones con socios o propietarios									
Ampliación/(Reducción) de capital	54	(54)	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos							-	(9)	(9)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	(61)	247	-	-	-	186		186
Incrementos / (Reducciones) por variaciones del perímetro	-						-	(21)	(21)
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(243)	-	-	-	-	(243)		(243)
Otras variaciones de patrimonio neto									
Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	(1.398)	-	1.398	-	-	-	-	-
Obligaciones perpetuas subordinadas	-	(29)	-	-	7		(22)		(22)
Otras variaciones	-	(2)	-	-	-	1	(1)	-	(1)
Saldo final al 31/12/2016	**1.496**	**24.232**	**(1)**	**1.736**	**1.024**	**2.380**	**30.867**	**244**	**31.111**

Las notas 1 a 33 forman parte integrante del estado de cambios en el patrimonio neto consolidado.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estado de flujos de efectivo consolidado correspondiente a los ejercicios terminados a 31 de diciembre de 2016 y 2015

	Notas	Millones de euros	
	2.1	**2016**	**2015**
Resultado antes de impuestos		**1.871**	**(2.352)**
Ajustes de resultado:		**2.547**	**6.081**
Amortización del inmovilizado	6 y 7	2.529	3.124
Otros ajustes del resultado (netos)		18	2.957
Cambios en el capital corriente		**(517)**	**1.370**
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		**(11)**	**(163)**
Cobros de dividendos	8	920	363
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(264)	(128)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(667)	(398)
Flujos de Efectivo de las actividades de explotación	25	**3.890**	**4.936**
Pagos por inversiones:	4, 6 y 7	**(3.649)**	**(12.232)**
Empresas del grupo y asociadas		(842)	(8.974)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(2.003)	(2.991)
Otros activos financieros		(804)	(267)
Cobros por desinversiones:	4	**4.056**	**2.778**
Empresas del grupo y asociadas		3.090	894
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		813	352
Otros activos financieros		153	1.532
Otros flujos de efectivo		**(16)**	**494**
Flujos de Efectivo de las actividades de inversión		**391**	**(8.960)**
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	13	**(92)**	**861**
Emisión		23	996
Amortización		(23)	-
Adquisición		(103)	(318)
Enajenación		11	183
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	15	**(910)**	**1.255**
Emisión		12.712	12.244
Devolución y amortización		(13.622)	(10.989)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	13 y 24	**(420)**	**(488)**
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación:		**(631)**	**147**
Pagos de intereses		(591)	(682)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		(40)	829
Flujos de Efectivo de las actividades de financiación		**(2.053)**	**1.775**
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		11	59
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes		**2.239**	**(2.190)**
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	10	2.448	4.638
Efectivo y equivalentes al final del periodo	10	4.687	2.448
COMPONENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO		**31/12/2016**	**31/12/2015**
Caja y bancos		3.207	2.311
Otros activos financieros		1.480	137
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO		**4.687**	**2.448**

Las notas 1 a 33 forman parte integrante del estado de flujos de efectivo consolidado.

MEMORIA CONSOLIDADA CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2016
Repsol S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

ÍNDICE

Nota nº	Asunto	Página
(1)	INFORMACIÓN GENERAL	8
(2)	BASES DE PRESENTACIÓN	9
(3)	ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES	29
(4)	CAMBIOS EN LA COMPOSICIÓN DEL GRUPO	33
(5)	INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO	36
	DESGLOSES DE INFORMACIÓN	
(6)	INMOVILIZADO INTANGIBLE	38
(7)	INMOVILIZADO MATERIAL	41
(8)	INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN	42
(9)	ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA	46
(10)	ACTIVOS FINANCIEROS	47
(11)	EXISTENCIAS	49
(12)	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR	49
(13)	PATRIMONIO NETO	50
(14)	PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES	54
(15)	PASIVOS FINANCIEROS	55
(16)	RIESGOS FINANCIEROS	60
(17)	OPERACIONES CON DERIVADOS Y OTROS	65
(18)	OTROS PASIVOS NO CORRIENTES	67
(19)	ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR	69
(20)	SITUACIÓN FISCAL	70
(21)	INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN	77
(22)	DETERIORO DE ACTIVOS	80
(23)	INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS	85
(24)	BENEFICIO POR ACCIÓN	85
(25)	FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	86
(26)	INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS	86
(27)	RETRIBUCIONES A LOS MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO	88
(28)	OBLIGACIONES CON EL PERSONAL	92
(29)	LITIGIOS	95
(30)	COMPROMISOS Y GARANTÍAS	97
(31)	INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE	99
(32)	OTRA INFORMACIÓN	101
(33)	HECHOS POSTERIORES	102
	ANEXOS	
	ANEXO I: PRINCIPALES SOCIEDADES QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2016	103
	ANEXO Ib: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN	107
	ANEXO II: OPERACIONES CONJUNTAS DEL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2016	112
	ANEXO III: CONCILIACIÓN MAGNITUDES MODELO DE REPORTING Y LOS ESTADOS FINANCIEROS NIIF-UE	123
	ANEXO IV: MARCO REGULATORIO	125

(1) INFORMACIÓN GENERAL

1.1) Sobre el Grupo Repsol

Repsol es un grupo integrado de empresas del sector de hidrocarburos (en adelante "Repsol", "Grupo Repsol" o "Grupo") que inició sus operaciones en 1987.

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, gas natural y gas natural licuado (GNL).

El Grupo Repsol elabora sus estados financieros consolidados incluyendo sus inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y acuerdos conjuntos. En los Anexos I y II se detallan las sociedades dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas más significativos que configuran el perímetro de consolidación del Grupo.

1.2) Sobre la sociedad matriz

La denominación social de la entidad matriz del Grupo Repsol que elabora y registra las presentes cuentas anuales es Repsol, S.A.. Figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en la hoja número M-65289 y está provista de C.I.F. número A-78/374725 y C.N.A.E. número 70.10.

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 a la Ley de Sociedades de Capital, cuyo Texto Refundido fue aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, y a la demás normativa aplicable 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 (American Depositary Shares), 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.

1.3) Sobre las cuentas anuales consolidadas

Las presentes cuentas anuales consolidadas de Repsol, S.A. y sus sociedades participadas, que configuran el Grupo Repsol, presentan la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera a 31 de diciembre de 2016, así como de los resultados consolidados del Grupo, de los cambios en el patrimonio neto y de los flujos de efectivo consolidados del ejercicio terminado en dicha fecha.

Las presentes cuentas anuales han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. en su reunión de 22 de febrero de 2017 y 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[1].

[1] Las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015 fueron aprobadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 20 de mayo de 2016.

(2) BASES DE PRESENTACIÓN

Las cuentas anuales se presentan en millones de euros, se han preparado a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y de sus sociedades participadas y se han elaborado de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el Internacional Accounting Standards Board (IASB), adoptadas por la Unión Europea (UE) a 31 de diciembre de 2016[1] y demás disposiciones del marco normativo aplicable. Las novedades en la normativa contable que han sido aplicadas por el Grupo a partir del 1 de enero de 2016 no han supuesto impactos o desgloses significativos en sus estados financieros[2].

La preparación de las cuentas anuales consolidadas es responsabilidad de los administradores de la sociedad matriz del Grupo y requiere efectuar estimaciones y juicios en la aplicación de las normas contables. Las áreas en las que dichos juicios y estimaciones resultan más significativos se detallan en la Nota 3 "*Estimaciones y juicios contables*". Los principales criterios y políticas contables utilizados por Repsol se recogen a continuación.

2.1) Comparación de la información

Conforme a la NIIF 6 *Exploración y Evaluación de Recursos Minerales*, una entidad puede desarrollar políticas contables específicas para los activos que se encuentren en la fase de exploración y evaluación de la actividad extractiva. En el contexto de la integración de los negocios de Repsol Oil & Gas Canada Inc (anteriormente Talisman y en adelante "ROGCI", ver Nota 4) y con base en la experiencia pasada, el Grupo ha revisado sus políticas contables y, en particular, ha considerado que la capitalización de los costes de geología y geofísica (G&G) durante la fase exploratoria proporciona un mejor reflejo contable de la realidad económica de sus actividades e inversiones globales para la exploración de hidrocarburos, incrementando la utilidad de la información ofrecida. Las notas 7(b) y 8(c) en el apartado "*Normativa aplicable a la elaboración de la información financiera"* de esta misma nota recogen la redacción actualizada por el cambio de política contable.

Este cambio de política contable debe aplicarse retroactivamente, conforme a la NIC 8. Por ello, el balance de situación consolidado, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado y el estado de flujos de efectivo consolidado correspondientes al ejercicio 2015 así como sus respectivas notas han sido re-expresados para incluir las modificaciones necesarias respecto a los formulados en las cuentas anuales consolidadas de 2015.

Los impactos en el balance de situación y en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidadas del Grupo a 1 de enero y 31 de diciembre de 2015 son los siguientes:

Millones de euros	Inv. Cont. aplicando el método de la participación	Inmovilizado material e intangible	Pasivo por impuesto diferido	Reservas y diferencias de conversión	Resultado Neto
1 de enero de 2015	31	285	86	230	-
31 de diciembre de 2015	40	25	(8)	244	(171) (1)

Nota: Estos importes se presentan netos de los beneficios fiscales vinculados a las actividades en Alaska, que previamente se registraban como ingresos, por consistencia con la nueva política contable de costes de G&G.

(1) El impacto en el resultado neto afecta a los epígrafes "*Otros gastos de explotación*" por importe de 86 millones de euros, "*Amortización del inmovilizado*" por importe de -136 millones de euros, "*Dotación de provisiones y pérdidas por enajenación de inmovilizado*" por importe de -234 millones de euros, "*Gastos financieros*" por importe de 11 millones de euros, "*Resultado de*

[1] Las NIIF adoptadas 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.

[2] Las normas aplicadas a partir del 1 de enero de 2016 son: i) Modificaciones a la NIIF 11 *Contabilización de adquisiciones de un interés en una operación conjunta*; ii) Modificaciones de la NIC 16 y NIC 41 *Plantas productoras de frutos*; iii) Modificaciones a la NIC 16 y NIC 38 A*claración de los métodos aceptables de depreciación y amortización*; iv) Mejoras Anuales a las NIIF, Ciclo 2012-2014; v) Modificaciones a la NIC 1 *Iniciativa sobre información a revelar*; vi) Modificaciones a la NIC 27 *Método de la participación en estados financieros separados*, y vii) Modificaciones a la NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: *Entidades de Inversión – Aplicación de la Excepción a la obligación de consolidación*.

las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos" por importe de 5 millones de euros e "*Impuesto sobre beneficios*" por importe de 97 millones de euros.

Tras la venta del 10% de Gas Natural SDG (ver Nota 4.1), Gas Natural Fenosa ha perdido su consideración de segmento de operación y la participación restante se incluye dentro de "*Corporación y otros*". En este sentido la información por segmentos de la Nota 5 correspondiente al ejercicio 2015 ha sido re-expresada para incluir las modificaciones necesarias respecto a la formulada en las cuentas anuales consolidadas de 2015.

Por último hay que advertir que, de acuerdo con la normativa contable, el beneficio por acción correspondiente al 31 de diciembre de 2015 se ha re-expresado con respecto a la información publicada en los estados financieros consolidados formulados correspondientes al ejercicio 2015, 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 13 "*Patrimonio Neto*".

2.2) Normativa aplicable a la elaboración de la información financiera

1. *Principios de consolidación*

Repsol elabora sus estados financieros consolidados incluyendo las inversiones en todas sus sociedades dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas.

Las sociedades dependientes, que son aquellas sobre las que Repsol ejerce, directa o indirectamente su control, son consolidadas siguiendo el método de integración global. Esta capacidad se manifiesta con carácter general, por la titularidad, directa o indirecta, del 50% o más de los derechos políticos de la sociedad, otorgándole la capacidad presente de dirigir las actividades relevantes e influir en el importe de los rendimientos variables de las actividades, a los cuales el Grupo está expuesto como consecuencia de su implicación en las actividades de la participada.

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes integradas globalmente 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.

Las participaciones en acuerdos sobre los que Repsol ostenta el control conjunto, por las que en virtud de un acuerdo con terceros, las decisiones estratégicas operativas y financieras requieren del consentimiento unánime entre las partes que comparten el control, están articuladas de la siguiente manera:

- Participaciones en operaciones conjuntas que están articuladas a través de un *Joint Operating Agreement* (JOA), o bien a través de una Unión Temporal de Empresas (UTE) o un vehículo similar que no limita los derechos a los activos, ni las obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo. El Grupo ha clasificado como operación conjunta determinados acuerdos conjuntos articulados a través de sociedades de capital o vehículos similares en los que, a pesar de su forma legal, los socios tienen sustancialmente derecho a todos los beneficios económicos de los activos mantenidos por el vehículo, y el mismo depende de forma continuada de los socios para atender los pasivos relacionados con la actividad realizada a través del acuerdo. Todas estas participaciones en operaciones conjuntas son mantenidas por el Grupo a través de la participación en sociedades dependientes que son consolidadas siguiendo el método de integración global.

- Participaciones en acuerdos conjuntos sobre los que Repsol tiene únicamente derecho a los activos netos en un negocio conjunto o *Joint Venture* (JV), son registradas por el método de la participación. 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 el

negocio conjunto. 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*".

Por otro lado las participaciones sobre las que no se requiere el consentimiento de Repsol en la toma de las decisiones estratégicas operativas y financieras, pero el Grupo ostenta poder para intervenir en ellas se entiende que existe influencia significativa y la participación es calificada como asociada (que, salvo evidencia en contrario, se presume en aquellas sociedades en las que la participación es igual o superior al 20%) y se contabilizan por el método de la participación anteriormente indicado.

En los Anexos I y II se detallan las sociedades dependientes, los acuerdos conjuntos y las asociadas más significativos, participadas directa e indirectamente por Repsol, S.A. a 31 de diciembre de 2016 que han sido incluidas en el perímetro de consolidación, así como las variaciones del perímetro de consolidación en los ejercicios 2016 y 2015.

En el proceso de consolidación se han eliminado los saldos, transacciones y resultados generados entre sociedades consolidadas por integración global. Los resultados por operaciones entre empresas del Grupo y negocios conjuntos y asociadas se han eliminado en el porcentaje de participación que el Grupo posee en éstas últimas.

Los criterios contables utilizados por las sociedades dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas 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 apartado 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*", en el apartado "*Otro resultado global"* del Patrimonio Neto.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2016 y 2015 han sido:

	31 de diciembre de 2016		31 de diciembre de 2015	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano	1,05	1,11	1,09	1,11
Real brasileño	3,43	3,86	4,25	3,70

2. *Clasificación de los activos y los pasivos entre corrientes y no corrientes*

En el balance de situación, 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. *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.

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 del Grupo 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 apartado 25 de esta Nota).

5. *Combinaciones de negocio*

Las combinaciones de negocios en las que el Grupo adquiere el control de uno o varios negocios mediante la fusión o escisión de varias empresas o por la adquisición de todos los elementos patrimoniales de una empresa o de una parte que constituya uno o más negocios, se registran por el método de adquisición de acuerdo a lo dispuesto en la NIIF 3 *Combinaciones de Negocio*. El método de adquisición implica, salvo por las excepciones de reconocimiento y medición establecidas en la NIIF 3, la contabilización en la fecha de adquisición de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos por su valor razonable en dicha fecha, siempre y cuando este valor pueda ser medido con fiabilidad. Dentro de los pasivos asumidos en la combinación de negocios, también se contabiliza en la fecha de adquisición cualquier pasivo contingente identificado, aunque el mismo no hubiese sido reconocido de acuerdo a los criterios generales de registro contable de provisiones por no ser probable la salida de beneficios económicos, siempre y cuando se corresponda con una obligación presente surgida de sucesos pasados y su valor razonable puede ser medido con fiabilidad. Los costes relacionados con la adquisición se registran como gastos en la cuenta de resultados.

La diferencia entre el coste de la combinación de negocios y el valor de los activos identificables adquiridos menos el de los pasivos asumidos se registra como fondo de comercio, en el caso en que sea positiva, o como un ingreso en la cuenta de pérdidas y ganancias, en el caso en que sea negativa.

Las combinaciones de negocios para las que en la fecha de cierre del ejercicio no se ha concluido el proceso de valoración necesario para aplicar el método de adquisición se contabilizan utilizando valores provisionales. Estos valores deben ser ajustados en el plazo máximo de un año desde la fecha de adquisición para reflejar la nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de la adquisición y que, si hubieran sido conocidas, habrían afectado a la medición de los importes reconocidos en esa fecha. Los referidos ajustes serán reconocidos de forma retroactiva, de forma que los valores resultantes sean los que se derivarían de haber tenido inicialmente dicha información, ajustándose, en la medida en que sea necesario, la información comparativa presentada en los estados financieros de periodos anteriores.

6. *Fondo de comercio*

Corresponde a la diferencia positiva existente entre la participación de la entidad adquirente en el valor razonable de los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la fecha de adquisición y el coste de una combinación de negocios. 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.

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.

El fondo de comercio es asignado a una o varias unidades generadoras de efectivo con el límite del segmento de negocio a efectos de la evaluación de su recuperabilidad. En el caso de venta o disposición de una operación que forma parte de una unidad generadora de efectivo, el fondo de comercio correspondiente a la operación dispuesta es dado de baja de balance en el momento de la venta formando parte de la determinación del resultado de la misma. El importe del fondo de comercio que es dado de baja es determinado de forma proporcional a los valores relativos de la operación vendida y del resto de la unidad generadora de efectivo retenida, siempre y cuando, no exista una evidencia de asignación no arbitraria más adecuada.

7. *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 c) 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 distintas modalidades de contratos de adquisición de derechos para la vinculación de estaciones de servicio, así como contratos de abanderamiento e imagen y contratos de suministro en exclusiva a estaciones de servicio. Estos costes se amortizan linealmente en el periodo correspondiente al plazo de cada contrato, que para los contratos de adquisición de derechos para la vinculación de estaciones de servicio de media oscila entre los 25 y 30 años y para los contratos de abanderamiento e imagen y los contratos de suministro en exclusiva es de 1 año prorrogable a un máximo de 3 años a voluntad de la contraparte.

b) Permisos de exploración y costes de geología y geofísica

Los costes de adquisición de permisos de exploración y los costes de las actividades de geología y geofísica (G&G) incurridos durante la fase exploratoria son capitalizados en este epígrafe por su precio de compra y coste incurrido, respectivamente. 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 los 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 apartado 8 c) por su valor neto contable en el momento que así se determine. Estos costes son amortizados 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.

c) Derechos de emisión de CO_2

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 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 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. Los derechos de emisión están sujetos a un análisis de deterioro de valor en función de su valor recuperable que se calcula teniendo en cuenta el precio del contrato de referencia en el mercado de futuros 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 son entregados 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 31), la cartera de derechos para negociación es clasificada contablemente como existencias para trading.

d) 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.

ii. Los gastos de desarrollo incurridos se activan solo 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.

iii. Otros costes, tales como los relativos a aplicaciones informáticas y 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.

8. *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, incluirá 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.

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 apartado 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	8-25
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	5-20
Otro Inmovilizado Material:	
Mobiliario y enseres	9-15

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 principalmente 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 asociados a recursos, costes legales, etc.) se capitalizan en el epígrafe "*Inversiones en zonas con reservas*", asociados a reservas probadas y a reservas no probadas, según corresponda, cuando se incurre en los mismos.

ii. 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 que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas, los costes de perforación inicialmente capitalizados son registrados en la cuenta de resultados. En aquellos casos en los que se encuentran reservas pero las mismas están en evaluación para su clasificación como probadas, su registro contable depende de las siguientes circunstancias:

- Si el área requiere inversiones adicionales previas al inicio de la producción, los costes de perforación permanecen capitalizados solamente durante el tiempo que se cumplan las siguientes condiciones: (i) la cantidad de reservas encontradas justifica su terminación como pozo productivo si la inversión requerida es efectuada, y; (ii) se ha realizado un progreso suficiente en la evaluación de reservas y de la viabilidad operativa del proyecto. Si alguna de estas condiciones no se cumpliese, los costes de perforación de pozos exploratorios serían considerados como deteriorados y serían registrados como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias

- En todas las demás circunstancias, si no existe el compromiso para la realización de actividades significativas de evaluación de las reservas o de desarrollo del proyecto en un periodo razonable de tiempo después de finalizar la perforación del pozo, o bien cuando se hayan suspendido las actividades los costes capitalizados asociados a ese pozo deben ser registrados como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias.

  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*".

iii. Los costes de exploración distintos de los costes de geología y geofísica (ver apartado 7 b), excluyendo los costes de perforación de los sondeos de exploración y los bonos exploratorios, son registrados como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias en el momento en que se incurren.

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 14).

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. 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.

iii. 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.

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 "*Dotación de provisiones y pérdidas por enajenación de inmovilizado*" o, en su caso, "*Reversión de provisiones y beneficios por enajenación del inmovilizado*" de la cuenta de resultados (ver Notas 6, 7, y 22).

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

8.a) y 8.b) de este epígrafe.

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, el activo esté disponible para la venta inmediata en su estado actual y 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.

Por otra parte, 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 atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas*".

10. *Inversiones contabilizadas por el método de la participación*

En relación al registro de estas inversiones véase el apartado 1 de esta Nota.

La evaluación de la recuperabilidad de las participaciones en asociadas o negocios conjuntos del Grupo, se lleva a cabo comprobando el deterioro del valor para la totalidad del importe en libros de la inversión, de acuerdo con la NIC 36 *Deterioro en el valor de los activos*, incluyendo cualquier fondo de comercio que pudiese estar implícito en la inversión, mediante la comparación de su importe recuperable con su importe en libros. El importe recuperable de una inversión en una asociada o negocio conjunto se evalúa de manera individual, a menos que la misma no genere entradas de efectivo por su uso continuo que sean en gran medida independientes de las procedentes de otros activos o unidades generadoras de efectivo del Grupo.

11. *Activos financieros*

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, el cual incluye los costes de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión del mismo, 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. 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.

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.

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 *iso margen*) 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.

13. *Estado de flujos de efectivo*

De acuerdo a las opciones de presentación incluidas en la NIC 7 *Estado de Flujos de Efectivo*, el Grupo presenta la información relativa a los flujos de efectivo de las operaciones siguiendo el denominado "método indirecto", según el cual se comienza presentando el "*Resultado antes de impuestos*" de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias del periodo, cifra que se corrige posteriormente por los efectos de las transacciones no monetarias y devengos realizados en el periodo, así como de las partidas de pérdidas o ganancias asociadas con flujos de efectivo de operaciones clasificadas como de inversión o financiación.

14. *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, en general, inferior a 3 meses y cuyo riesgo de cambios en su valor es poco significativo.

15. *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 apartado 2.1 de esta Nota y Nota 24).

16. *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.

17. *Pasivos financieros*

Salvo que formen parte de alguna operación de contabilidad de coberturas, los pasivos financieros no derivados son reconocidos inicialmente a su valor razonable y posteriormente son registrados a coste amortizado. 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 emisiones de obligaciones o bonos que no incluyen la obligación contractual de entrega de efectivo u otro activo financiero, ni una obligación de intercambio de activos o pasivos financieros, se registran en el epígrafe "*Otros instrumentos de patrimonio*" en el Patrimonio neto. En este sentido Repsol emitió un bono subordinado perpetuo que cumple con estas características y por tanto se ha reconocido en el epígrafe "*Otros instrumentos de patrimonio*" (ver Nota 13.3).

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 de los pasivos financieros cuando las obligaciones son canceladas o expiran.

18. *Provisiones y pasivos contingentes*

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.

   Los pasivos contingentes no se reconocen como provisión en los estados financieros. No obstante lo anterior, de acuerdo a su relevancia se informa de los mismos siempre que la probabilidad de salida de recursos económicos para su cancelación no sea remota (ver Notas 20 y 29).

19. *Planes de compra de acciones por los beneficiarios de los programas de retribución variable plurianual y Planes de adquisición de acciones*

El Grupo Repsol tiene implantados planes de compra de acciones por los beneficiarios de los programas de retribución variable plurianual y Planes de adquisición de acciones (ver información detallada sobre ambos planes en la (Nota 28).

El coste estimado de las acciones a entregar en aplicación de los citados planes 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.

20. *Planes de pensiones de aportación definida*

Repsol tiene reconocidos planes de pensiones de aportación definida para algunos colectivos (ver Nota 28). El coste anual de estos planes se registra en la línea "*Gastos de personal*" de la cuenta de resultados.

21. *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.

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.

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 apartado 7 c).

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 los contratos clasificados contablemente como arrendamientos existen las siguientes categorías:

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.

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. 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.

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 y se presentan por su importe neto en la misma entidad o sujeto fiscal.

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.

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 20).

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 que se relacionan con partidas que se reconocen en algún epígrafe incluido dentro de "*Otro Resultado Global Acumulado*", se registran en dicho epígrafe y los que se relacionan con partidas que se reconocen directamente en otros epígrafes del "*Patrimonio Neto*" patrimonio, se registran en el epígrafe de patrimonio en que se registró el efecto de la transacción que los generó.

24. *Reconocimiento de ingresos y gastos*

Los ingresos se valoran por el valor razonable de la contraprestación cobrada o 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. Estas transacciones no se registran en la cuenta de resultados del ejercicio como compras y ventas individuales, sino que cualquier diferencia económica es registrada 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. 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.

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.

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*.

Los métodos de valoración del Valor Razonable y los datos de entrada se describen en las Notas 10 "*Activos financieros"* y 15 "*Pasivos financieros"*.

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 recoge en el epígrafe "*Operaciones de cobertura*" del 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.

26. *Nuevos estándares emitidos de aplicación obligatoria futura*

A) 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 futuros ejercicios:

<u>Aplicación obligatoria en 2018:</u>

- NIIF 9 *Instrumentos financieros*.
- NIIF 15 *Ingresos de contratos con clientes*[1].

[1] Incluye la Modificación a la NIIF 15 emitida por el IASB el 11 de septiembre de 2015, la cual difiere en un año la primera aplicación de la Norma, hasta el 1 de enero de 2018.

Los efectos contables identificados de la primera aplicación de la NIIF 9 *Instrumentos financieros* se registrarán en reservas y serán fundamentalmente los derivados de la aplicación del nuevo modelo de deterioro de activos financieros basado en la "pérdida esperada". A diferencia del modelo actual de la NIC 39 basado en la "pérdida incurrida", el modelo de la NIIF 9 supondrá el reconocimiento anticipado de las pérdidas previstas por riesgo de crédito en el momento inicial del registro de un activo financiero, sin necesidad de que se haya puesto de manifiesto un indicio de deterioro del mismo. Por lo que respecta a su aplicación posterior y dependiendo de las transacciones que pudieran realizarse en el futuro, los principales impactos que pudieran derivarse de la aplicación de la NIIF 9 serían los siguientes: i) la dotación de una provisión por riesgo de crédito basado en el modelo de "pérdida esperada" al momento de reconocer en balance un activo financiero u otorgamiento de una garantía financiera; ii) mayor flexibilidad en la aplicación de la contabilidad de coberturas y iii) posibilidad de registrar a valor razonable con cambios en la cuenta de pérdidas y ganancias aquellos compromisos de compraventa de *commodities* dentro de las actividades ordinarias del Grupo que, de otra forma, generarían una asimetría contable con respecto a los instrumentos financieros derivados asociados. Adicionalmente, la Norma incluye nuevos criterios de clasificación y medición de activos financieros que están basados en las características contractuales de los instrumentos y en el modelo de gestión de la entidad. El Grupo continúa evaluando estos impactos y el momento de su primera aplicación.

En relación a la NIIF 15 *Ingresos de contratos con clientes*, a la fecha el Grupo no ha identificado ningún potencial impacto significativo para sus estados financieros en lo relativo a: (i) cambios en las transacciones dentro del alcance de la nueva norma con respecto a la norma actual; (ii) a la identificación de "obligaciones de desempeño" (obligaciones de transferencia de bienes o servicios en contratos con clientes) distintas a las actualmente identificadas, que supusiesen la separación de las mismas a efectos de reconocimiento y medición de los ingresos; (iii) ni en el devengo contable e imputación temporal de ingresos; más allá de los nuevos desgloses de información a proporcionar de acuerdo a los requerimientos introducidos por la Norma.

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

Aplicación obligatoria en 2017:

- Modificaciones a la NIC 12 *Reconocimiento de Activos por Impuesto Diferido por Pérdidas No Realizadas.*
- Modificaciones a la NIC 7 *Iniciativa sobre Información a revelar.*
- Mejoras Anuales a las NIIF, Ciclo 2014-2016[1].

Aplicación obligatoria en 2018:

- Clarificaciones a la NIIF 15 *Ingresos de contratos con clientes*
- Modificaciones a la NIIF 2 *Clasificación y valoración de transacciones con pagos basados en acciones.*
- Modificaciones a la NIIF 4 *Aplicación de la NIIF 9 Instrumentos Financieros con la NIIF 4 Contratos de seguros.*
- Mejoras Anuales a las NIIF, Ciclo 2014-2016[2].
- Modificaciones a la NIC 40 Transferencias de propiedad de inversión.
- Interpretación CINIIF 22 *Transacciones en moneda extranjera y contraprestación anticipada.*

[1] Incluye Modificaciones a NIIF 12 *Información a revelar sobre participaciones en otras entidades.*
[2] Incluye Modificaciones a NIC 1 Adopción por Primera vez de las NIIF y Modificaciones a NIC 28 Inversiones en Asociadas y negocios Conjuntos.

Aplicación obligatoria en 2019:

- NIIF 16 *Arrendamientos.*

Diferimiento indefinido de la aplicación obligatoria:

- Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28 *Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto*[1].

En lo referente a las normas y modificaciones detalladas en el presente apartado B), el Grupo está evaluando el impacto que la aplicación de las mismas pudiese tener en sus estados financieros consolidados. En este sentido, los cambios normativos de los cuales el Grupo estima que, en su caso, pudieran derivarse efectos significativos, serían los referentes a la aplicación de la NIIF 16 *Arrendamientos*, en la medida en que los contratos de arrendamiento en los que el Grupo mantiene la posición de arrendatario y que con los criterios de la NIC 17 *Arrendamientos* en vigor son clasificados como arrendamientos operativos (ver Nota 21.6 "*Otros gastos de explotación*"), serían registrados en el balance con criterios similares a los de los actuales arrendamientos financieros. En consecuencia, todos los contratos de arrendamiento serían registrados como mayor activo y pasivo en el balance de situación. Adicionalmente, se vería afectado el criterio de registro del gasto por arrendamientos, en la medida en que el mismo sería registrado como gasto por amortización del activo arrendado y como gasto financiero por actualización del pasivo por arrendamiento.

2.3) Información por segmentos de negocio

1. *Definición de 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 definición de los segmentos de negocio del Grupo Repsol se basa en la delimitación de las diferentes actividades desarrolladas y que generan ingresos y gastos, así como en la estructura organizativa aprobada por el Consejo de Administración para la gestión de los negocios. Tomando como referencia estos segmentos, el equipo directivo de Repsol (Comités Ejecutivos Corporativo, de E&P y de Downstream) 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. Durante 2016, tras la venta del 10% de Gas Natural SDG, S.A. y la extinción del acuerdo de accionistas con La Caixa el pasado 21 de septiembre de 2016 (ver Nota 8), Gas Natural Fenosa ha perdido su consideración como segmento de operación. A partir de entonces la participación restante en Gas Natural SDG, S.A. se incluye dentro de "*Corporación y otros*".

A 31 de diciembre de 2016, los segmentos de operación del Grupo son:

- *Upstream*, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de las reservas de crudo y gas natural, y;

- *Downstream*, correspondiente, principalmente, a las siguientes actividades: (i) refino y petroquímica, (ii) trading y transporte de crudo y productos, (iii) comercialización de productos petrolíferos, químicos y GLP y (iv) comercialización, transporte y regasificación de gas natural y gas natural licuado (GNL).

[1] La aplicación de estas modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28, que fueron emitidas en septiembre de 2014, han sido diferidas de forma indefinida en diciembre de 2015, hasta el momento en que el IASB finalice el Proyecto relativo al Método de la Participación, que a su vez ha sido pospuesto hasta la fase de Post-Implementación de la NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12.

Por último *Corporación y otros* incluye las actividades no imputadas a los anteriores segmentos de negocio y, en particular, los gastos de funcionamiento de la corporación, el resultado financiero y los resultados y magnitudes correspondientes a la participación en Gas Natural SDG, S.A.[1], así como los ajustes de consolidación intersegmento.

El Grupo no ha realizado agrupaciones de segmentos para la presentación de la información.

2. *Modelo de presentación de los resultados de los segmentos*

Repsol presenta los resultados de los segmentos incluyendo los de negocios conjuntos[2] y otras sociedades gestionadas operativamente como tales[3], de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo, considerando sus magnitudes operativas y económicas bajo la misma perspectiva y con el mismo nivel de detalle que las de las sociedades consolidadas por integración global. De esta manera, el Grupo considera que queda adecuadamente reflejada la naturaleza de sus negocios y la forma en que se analizan sus resultados para la toma de decisiones.

Por otra parte, el Grupo, atendiendo a la realidad de sus negocios y a la mejor comparabilidad con las compañías del sector, utiliza como medida del resultado de cada segmento el denominado Resultado neto ajustado, que se corresponde con el Resultado de operaciones continuadas a coste de reposición ("*Current Cost of Supply*" o CCS) y neto de impuestos y minoritarios y sin incluir ciertos ingresos y gastos ("Resultados específicos"). El Resultado financiero se asigna al Resultado neto ajustado de *Corporación y otros*.

El resultado a coste de reposición (CCS), comúnmente utilizado en la industria para presentar los resultados de los negocios Downstream que deben trabajar con importantes inventarios sujetos a fluctuación constante de precios, no es aceptado en la normativa contable europea pero facilita la comparabilidad con otras compañías del sector y el seguimiento de los negocios con independencia del impacto de las variaciones de precios sobre sus inventarios. En el Resultado a CCS, el coste de los volúmenes vendidos en el periodo se determina de acuerdo con los costes de aprovisionamiento y de producción del propio periodo. Como consecuencia de lo anterior, el Resultado neto ajustado no incluye el denominado Efecto Patrimonial. Este Efecto Patrimonial se presenta de forma independiente, neto de impuestos y minoritarios, y se corresponde con la diferencia entre el resultado a CCS y el resultado a Coste Medio Ponderado, que es el criterio utilizado por la compañía para determinar sus resultados conforme a la normativa contable europea.

Asimismo, el Resultado neto ajustado tampoco incluye los denominados Resultados Específicos, esto es, ciertas partidas significativas cuya presentación separada se considera conveniente para facilitar el seguimiento de la gestión ordinaria de las operaciones de los negocios. Se incluyen aquí las plusvalías/minusvalías por desinversiones, los costes de reestructuración de personal, los deterioros de activos y las provisiones para riesgos y otros gastos relevantes. Los Resultados Específicos se presentan de forma independiente, netos de impuestos y minoritarios.

[1] Incluye el resultado neto de la sociedad de acuerdo con el método de la participación. El resto de magnitudes (EBITDA, Flujo de Caja libre, …) únicamente incluyen los flujos de efectivo que se hayan generado en el Grupo como accionista de Gas Natural SDG, S.A. (dividendos…).

[2] Los negocios conjuntos en el modelo de presentación de los resultados de los segmentos se consolidan proporcionalmente de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo. Véase la Nota 8 "*Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación*" y el Anexo I "*Principales sociedades que configuran el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2015*" donde se identifican los principales negocios conjuntos del Grupo.

[3] Corresponde a Petrocarabobo, S.A., (Venezuela) entidad asociada del Grupo.

(3) ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES

La preparación de los estados financieros de acuerdo con principios contables generalmente aceptados requiere que se realicen juicios y estimaciones que afectan a la valoración 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 de manera significativa dependiendo de las estimaciones realizadas.

Los principios contables y las áreas que principalmente requieren juicios y estimaciones para la preparación de los estados financieros son: (i) reservas de crudo y de gas natural; (ii) test de deterioro y cálculo del valor recuperable de los activos (ver Notas 6, 7 y 22); (iii) combinaciones de negocios (ver Nota 4); (iv) provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias (ver Nota 14); (v) impuesto sobre beneficios, créditos fiscales y activos por impuestos diferidos (ver Nota 20); y (vi) valor de mercado de los instrumentos financieros derivados (ver apartado 25 de la Nota 2 y Nota 17).

Reservas de crudo y gas

La estimación de las reservas de crudo y gas es un proceso clave para la toma de decisiones de la Compañía. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando el ratio de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en dichos activos del segmento *Upstream* (ver "*Test de deterioro y cálculo del valor recuperable de los activos*" en esta Nota). Cualquier modificación en los volúmenes de reservas podría tener un impacto significativo sobre los resultados del Grupo.

Hasta el ejercicio 2014 Repsol venía aplicando de forma voluntaria las directrices y el marco conceptual de la Securities and Exchange Commission (SEC) para las estimaciones de las reservas probadas, así como el "SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resource Management System" referido normalmente por su acrónimo SPE-PRMS (SPE - Society of Petroleum Engineers) para las reservas probables y posibles. A cierre del ejercicio 2015, tras la adquisición del grupo Talisman (que para la estimación de sus reservas utiliza las directrices y el marco conceptual del COGEH "Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook" conforme a lo establecido en la normativa NI 51-101 del mercado de valores canadiense) y para facilitar su integración y permitir una gestión de reservas y recursos homogénea y consistente, el Grupo Repsol decidió adoptar los criterios establecidos por el sistema SPE-PRMS para el reporte de reservas probadas. El SPE-PRMS es uno de los sistemas aceptados por la European Securities and Markets Authority (ESMA). El cambio de sistema no produjo diferencias significativas en la estimación de las reservas.

Test de deterioro y cálculo del valor recuperable de los activos

Para revisar si los activos han sufrido una pérdida por deterioro de valor, el Grupo compara su valor en libros con su valor recuperable siempre que existen indicios de que algún activo pudiera haber sufrido un deterioro y al menos una vez al año.

A tal efecto, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGE) cuando dicho activos, individualmente considerados, no generan flujos de efectivo independientes de los generados por los otros activos de la 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 de 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, Negocios comerciales y GLP) y áreas geográficas. En relación con el Gas & Power se mantiene una UGE única que incluye fundamentalmente los activos de Norteamérica.

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.

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 en 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.

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. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en periodos posteriores.

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.

La metodología utilizada por el Grupo 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, que se realizan empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado:

- Las variables macroeconómicas utilizadas son las establecidas en el presupuesto anual y en el plan estratégico, que definen un marco macroeconómico para los países en los que el Grupo tiene actividad y que contempla variables tales como inflación, el PIB, el tipo de cambio, etc. 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 senda de precios del petróleo y del gas natural del Grupo se elabora a partir del análisis de la información de mercado disponible, informes internos del entorno energético global con previsiones propias del balance oferta-demanda de energía, así como del análisis de otros factores (macroeconómicos, financieros,…) y del posicionamiento de fuentes externas:

    - Para la elaboración de las sendas a corto plazo (2-3 años) se tienen en cuenta los informes realizados por una selección de analistas, bancos de inversión y agencias de referencia[1].

    - En lo que respecta al largo plazo, las únicas fuentes que presentan un análisis suficientemente detallado de sus previsiones son las agencias de referencia (IEA y EIA) por lo que sólo se tienen en cuenta estas fuentes, las cuales realizan estudios pormenorizados de oferta, demanda y precios bajo distintos escenarios. A partir del 2021, los precios de escalan al 2% anual.

  Esta senda es coherente con el presupuesto anual y con el plan estratégico actualizado.

[1] Los analistas que efectúan análisis macro-económicos y energéticos son PIRA, IHS y Wood Mckenzie. Las agencias de referencia son la Agencia Internacional de la Energía (IEA por sus siglas en inglés) y la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés).

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 (West Texas Intermediate) 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.

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, no probadas y los recursos. Para la estimación de reservas probadas, no probadas y recursos de petróleo y gas, Repsol utiliza los criterios establecidos por el sistema SPE-PRMS (Society of Petroleum Engineers - Petroleum Resources Management System).

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 hasta el año 2020. A partir del 2021 el factor de escalación que se ha aplicado al elaborar el test de deterioro de valor ha sido del 2%.

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 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:

a) En el negocio de Refino y por el efecto de los proyectos de ampliación y mejora de las refinerías, se realizan proyecciones a largo plazo (en concreto a más de 20 años)[1]. 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 la UGE.

b) Los flujos de caja en los negocios de Gas&Power han sido estimados conforme a las siguientes hipótesis más representativas:

   i. Precios del gas y del GNL. Las referencias internacionales que utiliza el Grupo son: Brent, HH, Algonquin y NBP (National Balancing Point), ajustándose de acuerdo con referencias del mercado correspondiente en caso de que los precios internacionales no reflejen las circunstancias del mismo. La senda de precios utilizada es consistente con la utilizada en el presupuesto anual y en el plan estratégico actualizado (ver Nota 22.1).

   ii. 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 y a la actividad prevista, todo ello conforme al presupuesto anual y al plan estratégico del negocio. Los

[1] La utilización de un período mayor a 5 años comenzó en el ejercicio 2011, tras la entrada en explotación de los proyectos de ampliación y mejora de las refinerías. Para acompasar el nivel de amortización al de inversión, se amplió el periodo de proyección de los flujos de caja de forma que a partir del quinto año se proyecta el EBITDA, continuando con un nivel de actividad y de entorno de negocio semejantes.

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 se descuentan a su valor actual a partir de una tasa específica para cada UGE, determinada 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 después de impuestos 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[1] utilizada tiene en cuenta la tasa libre de riesgo, el riesgo-país, la moneda en la que se generan los flujos de caja y el riesgo de mercado y crediticio. Para que los cálculos sean consistentes, las estimaciones de flujos de caja futuros no reflejan los riesgos que ya se han ajustado en la tasa de descuento utilizada, o viceversa. La tasa de descuento utilizada considera el apalancamiento medio del sector durante los últimos cinco años, como aproximación razonable de la estructura de capital óptima, tomando como referencia empresas petroleras comparables.

Combinaciones de negocios

Las combinaciones de negocios del Grupo son registradas de acuerdo al método de adquisición (ver apartado 2.2.5 de la Nota 2) y requieren de juicios y estimaciones en la asignación de valores razonables a los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la operación, así como en la asignación del precio de compra a dichos valores razonables. En este sentido destacamos el proceso de valoración de los activos y pasivos de ROGCI, cuya asignación de valor a activos y pasivos ha concluido en 2016, que ha requerido por parte de la Dirección del Grupo Repsol de juicios y estimaciones significativas (Ver Nota 4.2).

Provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias

El coste final de la liquidación de denuncias, reclamaciones y litigios puede variar de las estimaciones previamente realizadas debido a diferencias en la identificación de fechas, interpretación de las normas, opiniones técnicas y evaluaciones de la cuantía de los daños.

Repsol realiza juicios y estimaciones para el registro de provisiones de desmantelamiento asociadas a sus actividades de producción de hidrocarburos. La complejidad del cálculo radica tanto en el registro inicial del valor actual de los costes futuros estimados como de los ajustes posteriores para reflejar el paso del tiempo, así como los cambios en las estimaciones por modificación de las hipótesis inicialmente utilizadas como consecuencia de avances tecnológicos, cambios regulatorios, factores económicos, políticos y de seguridad medioambiental, variaciones en el calendario o en las condiciones de las operaciones, etc. Las provisiones por desmantelamiento se actualizan periódicamente en función de la evolución de las estimaciones de costes y de las tasas de descuento. Estas tasas tienen en cuenta la tasa libre de riesgo por plazo y moneda, el riesgo país y un diferencial en función de la estructura de endeudamiento y del plazo de los flujos de caja. En concreto, la media ponderada de las tasas que utiliza el Grupo es del 4,03%.

Adicionalmente, Repsol realiza juicios y estimaciones al registrar costes y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales, para lo que se basa en la información actual relativa a costes y planes esperados de remediación en función de las leyes y regulaciones aplicables, la identificación

[1] Los principales componentes de la tasa de descuento se detallan a continuación:

- El tipo de interés libre de riesgo para los flujos en dólares se corresponde con el del bono soberano de EEUU a 10 años y para los flujos en euros con el del bono soberano de Alemania a 10 años;
- En cuanto al riesgo-país se utiliza la información de riesgo-país publicada por tres proveedores externos Country Risk Rating (IHS Global Insight), International Country Risk Guide (PRS Group) y Business Monitor (Fitch Group), el diferencial de los bonos soberanos en euros o dólares americanos con respecto a la deuda emitida por Alemania (euros) o EEUU (USD) respectivamente, así como el EMBI (*Emerging Markets Bond Index*) publicado por JP Morgan, todo ello ajustado por los riesgos específicos del negocio;
- Se utiliza una prima de riesgo de mercado única para todos los países. Respecto de las βetas, éstas, se calculan de forma específica para cada negocio Upstream, Refino y Marketing, Química, Gas&Power y GLP a partir de series históricas a 5 años de compañías comparables obtenidas de bloomberg.

y evaluación de los efectos causados sobre el medio ambiente, así como 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 que las afectan, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas para estos costes (ver Notas 14, 20 y 29).

Cálculo del impuesto sobre beneficios, los créditos fiscales y los 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 realización de los créditos fiscales y de los activos por impuestos diferidos, así como de la periodificación de los pagos del impuesto sobre beneficios. Los cobros y pagos pueden diferir materialmente de estas estimaciones como resultado de cambios en la evolución prevista de los negocios de la compañía o en las normas impositivas o en su interpretación, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los saldos de impuestos de la compañía (ver Nota 20).

(4) CAMBIOS EN LA COMPOSICIÓN DEL GRUPO [1]

4.1) Principales desinversiones

2016:

Venta del 10% en Gas Natural SDG

El 12 de septiembre Repsol, S.A. y Criteria Caixa, S.A.U. firmaron con GIP III Canary 1 S.À R.L, sociedad controlada por Global Infrastructure Management LLC, un acuerdo para la venta del 20% del capital social de Gas Natural SDG, S.A. por un importe total de 3.803 millones de euros. En virtud del mismo, Repsol y Criteria vendieron a GIP, respectivamente cada una de ellas, 100.068.934 acciones, representativas de un 10% del capital social de Gas Natural SDG, S.A., por un importe de 1.901 millones de euros, lo que equivale a un precio de 19 euros por acción. El acuerdo, con la consiguiente venta, se completó el 21 de septiembre de 2016. La plusvalía finalmente generada para el Grupo Repsol ha ascendido a 233 millones de euros antes de impuestos.

Como consecuencia de esta venta y en la misma fecha, Repsol y Criteria extinguieron el pacto de accionistas mediante el cual ejercían el control conjunto de Gas Natura Fenosa.

Negocio de gas canalizado en España

En el marco de los acuerdos alcanzados en 2015 para la venta de su negocio de gas canalizado en España[2], Repsol Butano, S.A ha vendido durante 2016 instalaciones de GLP a sociedades del grupo Gas Natural Fenosa, Redexis Gas, S.A., Naturgas Energía y Distribución, S.A.U. y Distribución y Comercialización de Gas de Extremadura, S.A. por un precio de 737 millones de euros que han generado una plusvalía de 464 millones de euros antes de impuestos.

Negocio de GLP en Perú y Ecuador

En abril de 2016, Repsol acordó la venta de su negocio de GLP en Perú y Ecuador a la operadora internacional sudamericana Abastible. El 1 de junio de 2016 se ha completado la venta del negocio en Perú[3] por un precio de 236 millones de euros, que ha generado una plusvalía de 129 millones de euros antes de

[1] Para más información sobre cambios en la composición del Grupo, véase el Anexo Ib "Principales variaciones del perímetro de consolidación".

[2] El valor neto contable de los activos dados de baja ha ascendido a 195 millones de euros.

[3] Se han dado de baja activos y pasivos por un importe total de 187 y 70 millones de euros respectivamente (de los cuales 176 millones de euros corresponden a activos no corrientes, 51 millones de euros a pasivos corrientes y 1 millón de euros a efectivo y equivalentes de efectivo).

impuestos. El 1 de octubre se ha completado la venta del negocio de GLP Ecuador, que incluye las participaciones de Repsol en Duragas, S.A. y Servicios de Mantenimiento y Personal, S.A., por un precio de 33 millones de euros, equivalente a su valor neto contable[1].

Negocio eólico en Reino Unido

En mayo de 2016, Repsol ha completado la venta del negocio eólico en el Reino Unido al grupo chino SDIC Power, por un precio de 265 millones de euros. La venta incluye las participaciones de Repsol en Wind Farm Energy UK Limited (100%) y en los proyectos Inch Cape Offshore Limited (100%), Beatrice Wind Limited (100%) y Beatrice Offshore Windfarm Limited (25%) ubicados en la costa este de Escocia[2]. Se ha generado en el segundo trimestre del año una plusvalía de 101 millones de euros antes de impuestos.

Repsol E&P T&T Limited

En octubre de 2016, Repsol Exploración S.A. y Perenco Trinidad & Tobago (Holdings) ETVE SLU firmaron un acuerdo para la venta de Repsol E&P T&T Limited[3]. El 9 de diciembre de 2016 se ha completado la venta por un precio de 122 millones de euros. La transacción ha generado una plusvalía de 17 millones de euros antes de impuestos.

Proyecto Tangguh LNG

En diciembre de 2016, el Grupo ha vendido su participación el 3,06% en el proyecto integrado de GNL en Papúa Occidental (Indonesia) denominado Tangguh LNG[4], por importe de 286 millones de euros. La transacción ha generado una plusvalía de 21 millones de euros antes de impuestos.

2015:

El 24 de septiembre de 2015, Repsol alcanzó un acuerdo con el grupo inversor Ardian para la venta del 10% del capital que mantenía en la Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. ("CLH") por un precio de 325 millones de euros. Esta transacción generó una plusvalía de 293 millones de euros.

4.2) Principales adquisiciones

Durante 2016 Repsol no ha realizado adquisiciones de activos o negocios de importancia significativa. Por el contrario.

El 8 de mayo de 2015 Repsol, a través de su filial canadiense Repsol Energy Resources Canada Inc., adquirió el 100% de las acciones de Talisman Energy Inc. (en adelante "ROGCI")[5].

Tras el cierre de la transacción, se procedió a la exclusión de cotización de las acciones de ROGCI en las Bolsas de Toronto y Nueva York. ROGCI está constituida de acuerdo a la ley de Sociedades Mercantiles canadiense ("*Canada Business Corporations Act*").

[1] Se han dado de baja activos y pasivos por un importe total de 44 y 10 millones de euros respectivamente (de los cuales 25 millones de euros corresponden a activos no corrientes, 7 millones de euros a pasivos corrientes y 6 millones de euros a efectivo y equivalentes de efectivo).

[2] Se han dado de baja activos y pasivos por un importe total de 176 y 21 millones de euros respectivamente (de los cuales 174 millones de euros corresponden a activos no corrientes, 18 millones de euros a pasivos no corrientes, 1 millón de euros a deudores comerciales y otras cuentas a cobrar y 1 millón de euros a efectivo y equivalentes de efectivo).

[3] Se han dado de baja activos y pasivos por un importe total de 284 y 164 millones de euros, respectivamente (de los cuales 244 millones de euros corresponden a activos no corrientes, 25 millones de euros a pasivos corrientes y 9 millones de euros a efectivo y equivalentes de efectivo).

[4] Se han dado de baja activos y pasivos por un importe total de 470 y 202 millones de euros, respectivamente (de los cuales 421 millones de euros corresponden a activos no corrientes, 4 millones de euros a activos corrientes, 19 millones de euros a efectivo y equivalentes de efectivo, 185 millones de euros a pasivos no corrientes y 17 millones de euros a pasivos corrientes).

[5] Con fecha 1 de enero de 2016 ha cambiado su denominación social por la de Repsol Oil & Gas Canada Inc.

El importe total pagado para la adquisición ascendió a 8.005[1] millones de euros.

Para la integración de ROGCI en los estados financieros del Grupo, de acuerdo con la normativa contable (ver Nota 2 "*Bases de presentación*"), el precio de compra se asignó a los activos adquiridos y a los pasivos asumidos en función de la estimación de sus valores razonables a la fecha de adquisición.

La contabilización a 31 de diciembre de 2016 de esta combinación de negocios es definitiva, una vez ha finalizado el periodo de doce meses desde la adquisición previsto en la NIIF 3 "*Combinaciones de negocios*", no habiéndose producido cambios significativos respecto al importe registrado a 31 de diciembre de 2015. El detalle del valor de los activos netos adquiridos y el fondo de comercio generado es el siguiente:

Millones de euros	Valor razonable	Valor en libros de la sociedad adquirida
Inmovilizado intangible	493	501
Inmovilizado material	13.459	9.840
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	452	505
Activos por impuesto diferido	2.344	2.022
Otros activos no corrientes	106	106
Otros activos corrientes	746	767
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	491	458
Total Activos	**18.091**	**14.199**
Provisiones no corrientes	(4.700)	(1.816)
Pasivos financieros no corrientes	(3.613)	(3.391)
Pasivos por impuesto diferido [(1)]	(1.879)	(768)
Otros pasivos no corrientes	(108)	(108)
Provisiones corrientes	(661)	(564)
Pasivos financieros corrientes	(985)	(985)
Otros pasivos corrientes	(693)	(693)
Total Pasivos	**(12.639)**	**(8.325)**
ACTIVOS NETOS ADQUIRIDOS	**5.452**	**5.874**
COSTE DE ADQUISICIÓN	**8.005**	
FONDO DE COMERCIO (Nota 6)	**2.553**	

(1) Incluye fundamentalmente el efecto fiscal asociado a la revalorización de activos (diferencia entre el valor razonable de los activos adquiridos y su valor fiscal) considerando el tipo impositivo aplicable en cada país, por importe de 1.399 millones de euros (898 millones de euros al 40-48% en Indonesia, 196 millones de euros al 39% en Colombia, 191 millones de euros 32-50% en Vietnam, 69 millones de euros al 38% en Argelia y 45 millones de euros en resto)

[1] Incluye el efecto de las operaciones de cobertura del riesgo de tipo de cambio sobre el precio de adquisición (ver Nota 17).

(5) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO [1]

5.1 Resultados del periodo por segmentos

SEGMENTOS	31/12/2016	31/12/2015
Upstream	52	(925)
Downstream	1.883	2.150
Corporación y otros	(13)	627
RESULTADO NETO AJUSTADO	**1.922**	**1.852**
Efecto patrimonial	133	(459)
Resultados específicos	(319)	(2.791)
RESULTADO NETO	**1.736**	**(1.398)**

El resultado neto ajustado en 2016 ha ascendido a 1.922 millones de euros, un 4% superior al de 2015. Destacan los mejores resultados en Upstream que retoma los beneficios positivos a pesar del difícil entorno de precios (por el aumento de la producción, las mejoras de eficiencia operativa y la reducción de gastos de exploración), que son compensados parcialmente por los menores resultados en Downstream y Corporación.

El resultado neto del Grupo en 2016 alcanza un beneficio de 1.736 millones de euros, frente a los -1.398 millones de euros de 2015. Se explica fundamentalmente por el positivo efecto patrimonial (133 millones de euros) derivado del incremento de los precios del crudo, así como por los mayores resultados específicos, principalmente, por las ganancias derivadas de las desinversiones en activos no estratégicos y la ausencia en 2016 de los importantes deterioros de valor de activos registrados en 2015, parcialmente compensados por los costes de reestructuración de plantilla y los gastos por devaluación y dotaciones a provisiones en Venezuela.

Para más información sobre los resultados del grupo véase el apartado 4.1 del Informe de Gestión 2016 (https://www.repsol.com).

5.2 Información por áreas geográficas y segmentos

La distribución geográfica de las principales magnitudes a 31 de diciembre de 2016 y 2015, en los segmentos de actividad en los que este desglose resulta significativo, son los siguientes:

	Millones de euros							
	Importe neto de la cifra de negocios		Resultado neto ajustado		Inversiones Netas de explotación [1]		Activos no corrientes [2]	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Upstream	**4.963**	**4.781**	**52**	**(925)**	**1.889**	**11.370**	**29.186**	**28.323**
Europa, África y Brasil	1.326	1.088	167	(124)	594	774	3.517	2.933
Latinoamérica-Caribe	1.626	1.912	234	(27)	578	1.139	6.498	6.333
Norteamérica	1.044	989	9	(124)	383	209	9.666	9.384
Asia y Rusia	967	792	(4)	19	(117)	112	3.719	3.348
Exploración y otros	-	-	(354)	(669)	451	9.136 [3]	5.786	6.325
Downstream	**32.244**	**37.763**	**1.883**	**2.150**	**(496)**	**493**	**10.444**	**10.720**
Europa	30.079	34.979	1.895	2.046	(442)	272	9.012	9.085
Resto del Mundo	4.245	4.715	(12)	104	(54)	221	1.432	1.635
Ajustes	(2.080)	(1.931)	-	-	-	-	-	-
Corporación y otros	**(820)**	**(1.084)**	**(13)**	**627**	**(1.893)**	**97**	**4.042**	**5.526**
TOTAL	**36.387**	**41.460**	**1.922**	**1.852**	**(500)**	**11.960**	**43.672**	**44.569**

(1) Incluye las inversiones devengadas en el período netas de desinversiones, pero no incluye inversiones en "*Otros activos financieros*".
(2) Se excluyen las "*Inversiones financieras no corrientes*", "*Activos por impuesto diferido*" y "*Otros activos no corrientes*".
(3) Incluye principalmente el precio pagado por la adquisición de Talisman por importe de 8.005 millones de euros.

[1] Toda la información presentada a lo largo de esta Nota ha sido elaborada de acuerdo al modelo de reporting del Grupo (ver Nota 2.3) y se concilia con los estados financieros NIIF-UE en el Anexo III. Algunas de estas magnitudes tienen la consideración de Medidas alternativas de Rendimiento (MAR), de acuerdo a las Directrices del ESMA (Para más información, véase el Anexo I del Informe de Gestión Consolidado 2016 en https://www.repsol.com).

Otras magnitudes relevantes atribuidas a cada segmento en 2016 y 2015:

	Millones de euros							
	Upstream		**Downstream**		**Corporación y otros**		**Total**	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2015	31/12/2015
Inv. Cont. por el método de la participación	364	300	214	52	3.323	4.970	3.901	5.322
Rdo. Inv. Cont. por el método de la participación	8	-	(18)	(3)	(361)	(466)	(371)	(469)
Dotación de amortización de inmov [1]	(2.393)	(2.995)	(716)	(735)	(64)	(64)	(3.173)	(3.794)
Ingresos / (gastos) por deterioros [2]	(352)	(3.570)	(233)	(605)	-	-	(585)	(4.175)
Impuesto sobre beneficios	12	1.515	(545)	(482)	(5)	(124)	(538)	909
Capital Empleado [3]	23.853	23.275	9.469	9.758	5.933	7.664	39.255	40.697

(1) Incluye la amortización de sondeos fallidos.
(2) Ver Nota 22.
(3) Incluye el capital empleado (ver Nota 16.2) correspondiente a los negocios conjuntos, las partidas correspondientes al activo no corriente no financiero, el fondo de maniobra operativo y otras partidas del pasivo no financieras.

(6) INMOVILIZADO INTANGIBLE

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

Millones de euros	Inmovilizado Intangible								
		Otro Inmovilizado Intangible [6]							
		Upstream			Downstream y Corporación				
	Fondo de Comercio	Permisos de exploración	Aplicaciones Informáticas	Otro inmov.	Derechos vinculación E.SS y otros derechos [3]	Aplicaciones Informáticas	Derechos emisión de CO_2 [2]	Concesiones y otros [4]	**Total**
COSTE BRUTO									
Saldo a 1 de enero de 2015	**509**	**1.340**	**57**	**68**	**771**	**446**	**57**	**210**	**3.458**
Inversiones [1]	-	240	17	-	28	60	-	9	354
Retiros o bajas	(32)	(10)	-	-	(46)	-	-	(1)	(89)
Diferencias de conversión	114	125	7	-	11	3	-	(1)	259
Variación del perímetro de consolidación	2.668	-	-	-	-	-	-	89	2.757
Reclasificaciones y otros movimientos	9	45	88	9	19	2	27	(19)	180
Saldo a 31 de diciembre de 2015	**3.268**	**1.740**	**169**	**77**	**783**	**511**	**84**	**287**	**6.919**
Saldo a 1 de enero de 2016	**3.268**	**1.740**	**169**	**77**	**783**	**511**	**84**	**287**	**6.919**
Inversiones [1]	(1)	176	12	-	10	47	-	3	247
Retiros o bajas	-	(42)	(4)	1	(33)	-	-	(2)	(80)
Diferencias de conversión	87	94	5	2	4	1	-	(4)	189
Variación del perímetro de consolidación	(67)	1	(4)	-	(1)	(3)	-	(98)	(172)
Reclasificaciones y otros movimientos	8	360	8	30	5	2	2	9	424
Saldo a 31 de diciembre de 2016	**3.295**	**2.329**	**186**	**110**	**768**	**558**	**86**	**195**	**7.527**
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS									
Saldo a 1 de enero de 2015	**(11)**	**(203)**	**(35)**	**-**	**(477)**	**(302)**	**-**	**(148)**	**(1.176)**
Amortizaciones	-	(194)	(22)	(3)	(44)	(32)	-	(1)	(296)
Retiros o bajas	-	12	-	-	44	-	-	-	56
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor [5]	(158)	(454)	-	(66)	(1)	-	-	(11)	(690)
Diferencias de conversión	-	(20)	(2)	-	(6)	(2)	-	(2)	(32)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reclasificaciones y otros movimientos	-	-	-	-	-	(2)	-	3	1
Saldo a 31 de diciembre de 2015	**(169)**	**(859)**	**(59)**	**(69)**	**(484)**	**(338)**	**-**	**(159)**	**(2.137)**
Saldo a 1 de enero de 2016	**(169)**	**(859)**	**(59)**	**(69)**	**(484)**	**(338)**	**-**	**(159)**	**(2.137)**
Amortizaciones	-	(139)	(34)	(1)	(41)	(40)	-	-	(255)
Retiros o bajas	-	35	2	-	32	-	-	2	71
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor [5]	(20)	(67)	-	66	-	-	(12)	(2)	(35)
Diferencias de conversión	-	(37)	(3)	(2)	(2)	(1)	-	(1)	(46)
Variación del perímetro de consolidación	9	(2)	1	-	1	2	-	-	11
Reclasificaciones y otros movimientos	-	8	(3)	(30)	3	-	(1)	(4)	(27)
Saldo a 31 de diciembre de 2016	**(180)**	**(1.061)**	**(96)**	**(36)**	**(491)**	**(377)**	**(13)**	**(164)**	**(2.418)**
Saldo neto a 31 de diciembre de 2015	**3.099**	**881**	**110**	**8**	**299**	**173**	**84**	**128**	**4.782**
Saldo neto a 31 de diciembre de 2016	**3.115**	**1.268**	**90**	**74**	**277**	**181**	**73**	**31**	**5.109**

(1) Las inversiones en 2016 y 2015 proceden de la adquisición directa de activos. Las inversiones en permisos de exploración corresponden principalmente a la activación de costes de geología y geofísica por importe de 175 y 176 millones de euros en 2016 y 2015, respectivamente.

(2) En el ejercicio 2016, incluye, 68 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO_2 asignados de manera gratuita para el 2016 de acuerdo con el Plan Nacional de Asignación y a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2015 por importe de 83 millones de euros. En el ejercicio 2015, incluye, fundamentalmente, 62 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO_2 asignados de manera gratuita para el 2015 de acuerdo con el Plan Nacional de Asignación y a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2014 por importe de 54 millones de euros. Para información adicional sobre los derechos de CO_2, véase la Nota 31.4.

(3) Los derechos para la vinculación de estaciones de servicio (EE.S) y otros derechos, son derechos legales cuya titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan (ver el apartado 7 de la Nota 2 "*Bases de presentación*").

(4) En *Downstream* incluye principalmente en 2016 las concesiones en el puerto de A Coruña y Tarragona, y en 2015 adicionalmente incluía las concesiones correspondientes a los permisos de construcción y explotación de proyectos de energía eólica marina en Reino Unido, proyectos vendidos en 2016 (ver la Nota 4.1).

(5) Ver Nota 22.

(6) En 2016 y 2015 "*Otro inmovilizado intangible*" incluye activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero por importe de 158 y 151 millones de euros, respectivamente, correspondientes fundamentalmente a los derechos de vinculación de estaciones de servicio. Por otro lado, dicho epígrafe incluye en 2016 y 2015 activos con vida útil indefinida (no amortizados, si bien se someten al test de deterioro de valor al menos anualmente) por importe de 6 y 3 millones de euros, respectivamente.

Fondo de comercio

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

	Millones de euros	
Fondo de comercio	2016	2015
Repsol Oil & Gas Canada, Inc.[1]	2.666	2.574
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	118	118
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	102	98
Otras compañías	75	155
TOTAL [2]	**3.115**	**3.099**

(1) Ver Nota 4.2.
(2) Incluye pérdidas de valor acumuladas por importe de 180 y 169 millones de euros en 2016 y 2015 respectivamente.

La asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2016 y 2015 por segmentos y área geográfica es la siguiente:

	Millones de euros	
	2016	2015
Upstream [1]	**2.680**	**2.589**
Downstream [2]	**435**	**510**
Europa	401	422
Resto del Mundo	34	88
TOTAL	**3.115**	**3.099**

(1) Corresponde en su práctica totalidad al fondo de comercio que surge de la adquisición de ROGCI en 2015 (ver Nota 4.2), asignado a efectos de evaluar su recuperabilidad al segmento *Upstream*.
(2) Corresponde a un total de 9 UGE siendo el importe individualmente más significativo no superior al 30% del total del segmento.

El fondo de comercio que surge de la adquisición de ROGCI se justifica, entre otros, con las sinergias derivadas de la adquisición como consecuencia de ahorros en funciones corporativas y en funciones soporte que benefician al segmento en su conjunto y que no se pueden asignar a activos específicos con criterios que no sean arbitrarios. En concreto, existen sinergias relevantes; i) por la duplicidad de recursos dedicados a funciones corporativas y de soporte general del negocio, así como por la homogeneización de las condiciones salariales de ambas compañías; ii) las derivadas de la gestión global de las finanzas, por la mejora en las condiciones financieras tanto por la optimización de la financiación entre empresas del grupo como por las mejores condiciones con las que se han sustituido algunos productos con los que se financiaba ROGCI; y iii) las sinergias en los sistemas de información, en los servicios patrimoniales, por la renegociación de seguros, y las que surgen por optimización de procesos y funciones como comunicación externa, responsabilidad corporativa, asuntos institucionales, etc.

Adicionalmente, los principales activos intangibles no reconocidos de forma separada del fondo de comercio que surge de la adquisición de ROGCI son una amplia base de datos sísmicos, tanto 2D como 3D para evaluar el potencial exploratorio de las áreas sobre las que todavía no se posee licencia de exploración y el capital humano organizado que en el momento de la adquisición ascendía a 3.000 personas (excluyendo los negocios conjuntos) que de acuerdo con la normativa contable no es separable como un activo intangible por lo que se ha registrado como parte del fondo de comercio.

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 calculado de acuerdo a la metodología descrita en la Nota 3, tendrían un impacto significativo en los estados financieros. En concreto, los análisis de sensibilidad más relevantes se han realizado, de manera individualizada, sobre las siguientes hipótesis:

Análisis de sensibilidad	
Descenso en el precio de los hidrocarburos (Brent 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 tasa de descuento	100 p.b.

Repsol considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente previsibles en los supuestos clave para la determinación del valor razonable de las UGE que tienen asignado fondo de comercio no conllevarían impactos significativos en los estados financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2016.

(7) INMOVILIZADO MATERIAL

La composición y el movimiento del epígrafe "*Inmovilizado material*" y de su correspondiente amortización y pérdidas de valor acumuladas al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

	Upstream			Downstream y Corporación				
Millones de euros	Inversión zonas con reservas	Inversiones en exploración	Otro inmovilizado	Terrenos, edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Otro inmovilizado	Inmovilizado en curso	Total
COSTE BRUTO								
Saldo a 1 de enero de 2015	**10.364**	**2.594**	**359**	**2.505**	**18.566**	**1.283**	**714**	**36.385**
Inversiones	912	822	67	14	11	40	732	2.598
Retiros o bajas	(362)	(254)	(39)	(8)	(62)	(9)	(14)	(748)
Diferencias de conversión	1.553	247	40	54	273	27	21	2.215
Variación del perímetro de consolidación [1]	12.532	1.344	92	-	1	2	14	13.985
Reclasificaciones y otros movimientos [2]	(202)	12	12	32	(37)	40	(522)	(665)
Saldo a 31 de diciembre de 2015	**24.797**	**4.765**	**531**	**2.597**	**18.752**	**1.383**	**945**	**53.770**
Saldo a 1 de enero de 2016	**24.797**	**4.765**	**531**	**2.597**	**18.752**	**1.383**	**945**	**53.770**
Inversiones	710	252	82	-	8	48	655	1.755
Retiros o bajas	(24)	(285)	(26)	(8)	(91)	(14)	(2)	(450)
Diferencias de conversión	856	130	15	17	93	10	(1)	1.120
Variación del perímetro de consolidación [1]	(1.012)	(71)	(39)	(24)	(134)	(123)	(6)	(1.409)
Reclasificaciones y otros movimientos [2]	671	(512)	(83)	(37)	717	160	(892)	24
Saldo a 31 de diciembre de 2016	**25.998**	**4.279**	**480**	**2.545**	**19.345**	**1.464**	**699**	**54.810**
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS								
Saldo a 1 de enero de 2015	**(5.272)**	**(1.675)**	**(103)**	**(958)**	**(10.405)**	**(969)**	**-**	**(19.382)**
Amortizaciones [4]	(1.476)	(599)	(37)	(47)	(609)	(60)	-	(2.828)
Retiros o bajas	35	246	11	6	52	8	-	358
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor [5]	(2.190)	(405)	(24)	(24)	(496)	(23)	-	(3.162)
Diferencias de conversión	(594)	(112)	(10)	(40)	(128)	(17)	-	(901)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-
Reclasificaciones y otros movimientos [2]	2	90	(3)	-	268	(10)	-	347
Saldo a 31 de diciembre de 2015	**(9.495)**	**(2.455)**	**(166)**	**(1.063)**	**(11.318)**	**(1.071)**	**-**	**(25.568)**
Saldo a 1 de enero de 2016	**(9.495)**	**(2.455)**	**(166)**	**(1.063)**	**(11.318)**	**(1.071)**	**-**	**(25.568)**
Amortizaciones [4]	(1.415)	(117)	(46)	(44)	(596)	(56)	-	(2.274)
Retiros o bajas	6	271	11	4	76	15	-	383
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor [5]	(30)	(11)	(11)	1	(207)	21	-	(237)
Diferencias de conversión	(354)	(67)	(6)	(13)	(64)	(3)	-	(507)
Variación del perímetro de consolidación	488	45	8	7	63	50	-	661
Reclasificaciones y otros movimientos [2]	57	(47)	16	24	(22)	1	-	29
Saldo a 31 de diciembre de 2016	**(10.743)**	**(2.381)**	**(194)**	**(1.084)**	**(12.068)**	**(1.043)**	**-**	**(27.513)**
Saldo neto a 31 de diciembre de 2015 [3]	**15.302**	**2.310**	**365**	**1.534**	**7.434**	**312**	**945**	**28.202**
Saldo neto a 31 de diciembre de 2016 [3]	**15.255**	**1.898**	**286**	**1.461**	**7.277**	**421**	**699**	**27.297**

(1) Ver Nota 4.

(2) En 2016 y 2015 incluye reclasificaciones del epígrafe "*Inmovilizado en curso*" fundamentalmente a "*Maquinaria e instalaciones*", por diversos proyectos de mejora, reparación y remodelación de las refinerías del Grupo. Adicionalmente en 2015 incluye reclasificaciones del epígrafe "*Maquinaria e instalaciones*" al epígrafe de "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*" por los activos correspondientes a los negocios de gas canalizado en España (ver Notas 4.1 y 9).

(3) A 31 de diciembre de 2016 y 2015 el importe de las provisiones por deterioro de activos acumuladas ascendía a 4.732 y 4.492 millones de euros, respectivamente.

(4) La disminución en 2016 en el segmento *Upstream* respecto al ejercicio anterior se explica fundamentalmente por las menores amortizaciones de bonos y sondeos exploratorios secos por la reducción de la inversión en exploración, compensado parcialmente por la mayor amortización de los activos productivos incorporados en la combinación de negocios de ROGCI en mayo de 2015 (ver Nota 4.2).

(5) Ver Nota 22.

Las principales inversiones del Grupo por área geográfica se detallan en el apartado 5.2 "*Información por áreas geográficas y segmentos*" que se presenta siguiendo el modelo de reporting del Grupo.

En el epígrafe "*Inmovilizado Material*" en los ejercicios 2016 y 2015 se incluyen 640 millones de euros y 918 millones de euros respectivamente, correspondientes al valor neto contable de los activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero. Entre los activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero al cierre del ejercicio 2016 destacan los gasoductos y otros activos para el transporte de gas en Norteamérica y Canadá cuyo importe ascendía a 587 millones de euros y a 848 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 y 2015 respectivamente (ver Nota 18).

También incluye inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 246 y 261 millones de euros al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2017 y 2054.

Repsol capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en la Nota 2. En 2016 y 2015, el coste medio de activación ha sido 2,97% y 3,55% y el gasto activado por este concepto ha ascendido a 109 y 104 millones de euros, respectivamente, registrados en el epígrafe "*Resultado financiero*" de la cuenta de resultados adjunta.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, a 583 y 766 millones de euros a 31 de diciembre de 2016, respectivamente y 634 y 1.002 millones de euros a 31 de diciembre de 2015, respectivamente.

El epígrafe "*Inmovilizado material*" incluye elementos totalmente amortizados por importe de 9.109 y 9.170 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 y 2015 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.

(8) INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2016 y 2015 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2016	2015
Saldo al inicio del ejercicio	**11.797**	**11.141**
Inversiones netas [1]	(1.193)	496
Variaciones del perímetro de consolidación	1	400
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia	194	(89)
Dividendos repartidos	(729)	(451)
Diferencias de conversión	312	465
Reclasificaciones y otros movimientos	(206)	(165)
Saldo al cierre del ejercicio	**10.176**	**11.797**

[1] En 2016 principalmente incluye la venta del 10% de la participación sobre Gas Natural SDG, S.A. (Ver Nota 4.1) y las aportaciones de capital en BPRY Caribbean Ventures, LLC. y Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.

El detalle de las principales inversiones que han sido contabilizadas aplicando el método de la participación así como sus resultados, en cada uno de los periodos correspondientes son:

	Millones de euros			
	Valor contable de la inversión		Resultado por integración [1]	
	2016	2015	2016	2015
Negocios conjuntos	6.713	11.671	(168)	(27)
Asociadas [2]	3.463	126	362	(62)
TOTAL	**10.176**	**11.797**	**194**	**(89)**

(1) Corresponde a los resultados del periodo de operaciones continuadas e interrumpidas. No incluye el Otro resultado integral por importe de 355 millones de euros en 2016 (244 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos y 109 millones de euros correspondientes a asociadas) y de 462 millones de euros en 2015 (452 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos y 11 millones de euros correspondientes a asociadas).

(2) En 2016 incluye fundamentalmente las participaciones en Gas Natural SDG, S.A. (anteriormente negocio conjunto hasta la venta del 10% de sus acciones de acuerdo a lo descrito en la Nota 4) y Petrocarabobo, S.A.

El Grupo Repsol en base a los acuerdos de accionistas firmados con cada uno de los socios en cada sociedad, y en virtud de los cuales, las decisiones estratégicas operativas y financieras requieren del consentimiento unánime de las partes que comparten el control, se consideran negocios conjuntos. Destacamos a continuación los más significativos:

Negocios conjuntos

Repsol Sinopec Brasil (RSB)

Repsol, S.A. tiene una participación del 60% en el grupo Repsol Sinopec Brasil (RSB), integrado por Repsol Sinopec Brasil, S.A. y sus sociedades dependientes (ver Anexo I). La participación de Repsol se instrumenta mediante la titularidad de acciones representativas del 60% del capital de Repsol Sinopec Brasil, S.A..

Las principales actividades de esta sociedad son la exploración y producción de hidrocarburos, importación y exportación de hidrocarburos y productos derivados, almacenamiento, distribución, venta de petróleo, derivados del petróleo y gas natural, así como la prestación de servicios relacionados con dichas actividades. Sus operaciones se realizan fundamentalmente en Brasil.

En relación a los préstamos concedidos por RSB al Grupo Repsol, véase la Nota 15 "*Pasivos financieros*".

YPFB Andina, S.A.

Repsol tiene una participación del 48,33% en el capital de YPFB Andina, S.A. a través de Repsol Bolivia, S.A., siendo las principales actividades de esta sociedad la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos. Sus operaciones se realizan fundamentalmente en Bolivia.

BPRY Caribbean Ventures, LLC. (BPRY)

Repsol participa en BPRY Caribbean Ventures LLC con una inversión del 30% de su capital social a través de Repsol Exploración, S.A., siendo las principales actividades de esta sociedad y sus filiales la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos y cualquier otra actividad relacionada incluyendo la construcción y operación de plataformas, oleoductos y otras instalaciones, en Trinidad y Tobago.

Petroquiriquire, S.A.

Repsol participa con un 40% en Petroquiriquire S.A. a través de Repsol Exploración, S.A. Petroquiriquire es una empresa mixta, y por tanto está participada por la Corporación Venezolana de Petróleo, S.A. (CPV)

con el 56% y PDVSA Social, S.A. con el 4%. Su principal actividad es la producción y venta de petróleo y gas, en la República Bolivariana de Venezuela. En relación a los riesgos y exposición patrimonial del Grupo en Venezuela, véase la Nota 22.

Cardón IV.

Repsol participa con un 50% en Cardón IV a través de Repsol Venezuela Gas, S.A. El 50% restante es propiedad del grupo ENI. Cardón IV es una licenciataria de gas cuya principal actividad es la producción y venta de gas en la República bolivariana de Venezuela. En relación a los riesgos y exposición patrimonial del Grupo en Venezuela, véase la Nota 22).

Equion Energía Ltd.

Compañía participada al 51% y 49% por Ecopetrol, S.A. y Repsol Oil&Gas Canada, Inc., respectivamente. Equion realiza principalmente actividades de exploración, investigación, explotación, desarrollo y comercialización de hidrocarburos y productos derivados en Colombia. Repsol en base al acuerdo de accionistas con Ecopetrol, S.A. considera a Equion Energía Ltd. como parte de sus negocios conjuntos.

A continuación se presenta información financiera resumida de las inversiones identificadas anteriormente, preparada de acuerdo con principios contables NIIF-UE, tal y como se indica en la Nota 2 "*Bases de presentación*" y su reconciliación con el valor contable de la inversión en los estados financieros consolidados:

Millones de euros	RSB		YPFB Andina		BPRY		Petroquiriquire		Cardon IV		Equion	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Ingresos de explotación	957	856	266	340	939	1.700	294	484	697	199	393	343
Amortización y provisiones por deterioro	(323)	(339)	(157)	(123)	(638)	(707)	(40)	(776)	(614)	(27)	(232)	(329)
Otros gastos de explotación [1]	(508)	(528)	(110)	(144)	(719)	(1.106)	(452)	(663)	(217)	(117)	(148)	(141)
Resultado de explotación	**126**	**(12)**	**(1)**	**73**	**(418)**	**(113)**	**(198)**	**(955)**	**(134)**	**55**	**13**	**(127)**
Ingresos financieros [2]	70	38	159	320	1	(1)	371	-	54	100	14	-
Gastos financieros [2] [3]	22	(36)	(165)	(366)	(55)	28	108	3	(321)	(180)	(1)	(6)
Resultado entidades valoradas método de la participación neto de impuestos	**11**	**20**	**(12)**	**16**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Resultado antes de impuestos	**229**	**10**	**(19)**	**43**	**(472)**	**(86)**	**281**	**(952)**	**(401)**	**(25)**	**26**	**(133)**
Gasto por impuesto	90	(204)	8	(33)	215	44	(587)	122	**(99)**	-	64	4
Resultado de operaciones continuadas	**319**	**(193)**	**(11)**	**10**	**(257)**	**(42)**	**(306)**	**(830)**	**(500)**	**(25)**	**90**	**(129)**
Resultado de operaciones interrumpidas	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Resultado atribuido a la sociedad dominante	**319**	**(193)**	**(11)**	**10**	**(257)**	**(42)**	**(306)**	**(830)**	**(500)**	**(25)**	**90**	**(129)**
Participación de Repsol	60%	60%	48%	48%	30%	30%	40%	40%	50%	50%	49%	49%
Resultado por integración	**191**	**(116)**	**(5)**	**5**	**(77)**	**(13)**	**(122)**	**(332)**	**(250)**	**(13)**	**44**	**(63)**
Dividendos	**121**	**-**	**5**	**54**	**-**	**-**	**164**	**-**	**-**	**-**	**104 [5]**	**84**
Otro resultado integral [4]	**178**	**466**	**24**	**54**	**19**	**39**	**(1)**	**92**	**4**	**26**	**4**	**12**

(1) En 2016 y 2015 RSB incluye gastos por arrendamiento operativo del ejercicio por importe de 170 y 174 millones de euros, respectivamente, derivados fundamentalmente de los compromisos de arrendamiento de las plataformas flotantes de producción (FPSO) garantizadas por el Grupo (ver Nota 30).

(2) En 2016 y 2015 RSB incluye intereses netos de deuda por importe de 74 y 64 millones de euros.

(3) En 2016 y 2015 RSB incluye gastos por actualización financiera de provisiones de desmantelamiento por importe de 7 y 10 millones de euros.

(4) Corresponde a los "*Ingresos y gastos imputados directamente en el patrimonio neto*" y las "*Transferencias a la cuenta de pérdidas y ganancias*" del Estado de ingresos y gastos reconocidos.

(5) En 2016 Equion ha declarado dividendos por importe de 141 millones de euros (importe por el % de participación de Repsol), de los cuales 37 millones de euros se han repartido en efectivo, y el resto, principalmente a través de la cancelación de los préstamos con el Grupo

Millones de euros	RSB		YPFB Andina		BPRY		Petroquiriquire		Cardón IV [4]		Equion	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Activos												
Activos no corrientes	4.042	3.745	1.023	959	8.548	6.741	1.048	1.197	3.107	2.879	541	815
Activos corrientes	5.227	4.956	346	477	551	748	4.387	4.148	295	1.035	171	176
Efectivo y equivalentes de efectivo	71	18	120	276	63	64	1	19	24	16	95	99
Otros activos corrientes	5.156	4.938	226	201	488	684	4.386	4.129	271	1.019	76	77
Total Activos	**9.269**	**8.701**	**1.369**	**1.436**	**9.099**	**7.489**	**5.435**	**5.345**	**3.402**	**3.914**	**712**	**991**
Pasivos												
Pasivos no corrientes	582	833	248	202	5.920	5.648	1.325	94	926	2.389	257	335
Pasivos financieros [1]	95	239	-	-	1.561	1.770	517	-	-	2.223	-	-
Otros pasivos no corrientes [2]	487	594	248	202	4.359	3.878	808	94	926	166	257	335
Pasivos corrientes	943	497	91	214	1.144	568	3.722	3.873	2.490	1.029	108	119
Pasivos financieros [1]	478	260	-	-	587	-	-	-	2.099	(7)	-	-
Otros pasivos corrientes [2]	465	237	91	214	557	568	3.722	3.873	391	1.036	108	119
Total Pasivos	**1.525**	**1.330**	**339**	**416**	**7.064**	**6.216**	**5.047**	**3.967**	**3.416**	**3.418**	**365**	**454**
ACTIVOS NETOS	**7.744**	**7.370**	**1.030**	**1.020**	**2.035**	**1.273**	**388**	**1.378**	**(14)**	**496**	**347**	**537**
Participación de Repsol	60%	60%	48%	48%	30%	30%	40%	40%	50%	50%	49%	49%
Participación en los activos netos	4.646	4.422	494	490	611	382	155	551	(7)	248	170	263
Plusvalia / (Minusvalía) [3]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valor contable de la inversión	**4.646**	**4.422**	**494**	**490**	**611**	**382**	**155**	**551**	**(7)**	**248**	**170**	**263**

(1) Excluye cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar y provisiones.
(2) En 2016 y 2015 RSB incluye saldos por provisiones de desmantelamiento corrientes y no corrientes por importe de 166 y 138 millones de euros.
(3) La plusvalía se corresponde con el importe del fondo de comercio.
(4) Con respecto a Cardón IV, a 31 de diciembre de 2016 se ha registrado una provisión para riesgos y gastos correspondiente a su patrimonio neto negativo a dicha fecha.

Repsol Sinopec Resources UK Ltd. (RSRUK)

Compañía participada por las sociedades Repsol Oil&Gas Canada, Inc. y Addax Petroleum UK Limited (Addax), filial del grupo Sinopec, al 51% y 49% respectivamente, siendo las principales actividades de esta sociedad la exploración y explotación de hidrocarburos en el Mar del Norte. Este negocio conjunto se gobierna a través de un acuerdo de accionistas, que requiere del consentimiento unánime de ambos accionistas para todas las decisiones significativas financieras y operativas. Repsol tiene registrada una provisión por las obligaciones asociadas a su participación en RSRUK por importe de 1.062 millones de euros (ver Nota 14), siendo el valor de la inversión en esta sociedad en los estados financieros del Grupo nulo. En relación al proceso de arbitraje por la compra de Addax del 49% de las acciones de RSRUK véase Nota 29.

Entidades asociadas

Gas Natural Fenosa (GNF)

Repsol participa en el grupo de GNF a través de una participación del 20% en el capital de Gas Natural SDG, S.A., que le otorga una influencia significativa[1]. Las acciones de Gas Natural SDG, S.A. están admitidas a cotización en las cuatro bolsas españolas, cotizan en el mercado continuo y forman parte del Ibex35 (ver Nota 13 "*Patrimonio Neto*").

Las principales actividades de GNF son la exploración y producción, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas, así como las actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad. Opera principalmente en España y, fuera del territorio español, especialmente en Latinoamérica, Europa (Francia, Italia, Moldavia y Portugal) y África.

A continuación se presenta información financiera resumida de GNF, preparada de acuerdo con principios contables NIIF-UE, tal y como se indica en la Nota 2 "*Bases de presentación*" y su reconciliación con el

[1] Como consecuencia del acuerdo de venta del 10% de GNF descrito en la Nota 4.1, Criteria y Repsol dieron término al acuerdo entre "la Caixa" y Repsol sobre Gas Natural de 11 de enero de 2000 (modificado posteriormente el 16 de mayo de 2002, el 16 de diciembre de 2002 y el 20 de junio de 2003), mediante el cual ejercían el control conjunto en Gas Natural.

valor contable de la inversión en los estados financieros consolidados:

Millones de euros	GNF	
	2016	2015
Ingresos de explotación	23.665	26.015
Ammortización y provisiones por deterioro	(1.759)	(1.750)
Otros gastos de explotación	(18.900)	(21.004)
Resultado de explotación	**3.006**	**3.262**
Ingresos financieros	130	150
Gastos financieros	(955)	(1.044)
Resultado entidades valoradas método de la participación neto de impuestos	**(98)**	**(4)**
Resultado antes de impuestos	**2.083**	**2.364**
Gasto por impuesto	(416)	(573)
Resultado operaciones continuadas	**1.667**	**1.791**
Resultado operaciones interrumpidas	44	34
Resultado atribuido a la sociedad dominante	**1.347**	**1.502**
Participación de Repsol [4]	20%	30%
Resultado por integración [4]	**362**	**453**
Dividendos	**278**	**278**
Otro resultado integral [1]	**160**	**(91)**

Millones de euros	GNF	
	2016	2015
Activos		
Activos no corrientes	38.596	39.275
Activos corrientes	8.213	8.772
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.067	2.390
Otros activos corrientes	6.146	6.382
Total Activos	**46.809**	**48.047**
Pasivos		
Pasivos no corrientes	24.713	25.632
Pasivos financieros [2]	9.480	13.147
Otros pasivos no corrientes	15.233	12.485
Pasivos corrientes	7.176	8.134
Pasivos financieros [2]	2.599	2.596
Otros pasivos corrientes	4.577	5.538
Total Pasivos	**31.889**	**33.766**
ACTIVOS NETOS	**14.920**	**14.281**
Participación de Repsol	20%	30%
Participación en los activos netos	2.995	4.305
Plusvalia / (Minusvalía) [3]	327	464
Valor contable de la inversión	**3.322**	**4.769**

(1) Corresponde a los "*Ingresos y gastos imputados directamente en el patrimonio neto*" y las "*Transferencias a la cuenta de pérdidas y ganancias*" del Estado de ingresos y gastos reconocidos.
(2) Excluye cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar y provisiones.
(3) La plusvalía se corresponde con el importe del fondo de comercio.
(4) Resultado calculado con el 30% de participación durante 2016 hasta la venta de un 10% de GNF en el mes de septiembre (Ver Nota 4.1).

Por último y para los acuerdos conjuntos y sociedades asociadas que sean materiales o de importancia relativa significativa: (i) no existen restricciones legales sobre la capacidad de transferir fondos, (ii) los estados financieros utilizados se refieren a la misma fecha que los de Repsol, S.A. y (iii) no existen pérdidas no reconocidas.

(9) ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA

Las principales líneas del balance consolidado de los activos clasificados como mantenidos para la venta y pasivos vinculados a 31 de diciembre de 2016 y 2015, son las siguientes:

	Millones de euros	
	2016	2015
Inmovilizado material y otros activos intangibles	17	197
Otros activos no corrientes	127	65
Activos	**144**	**262**
Pasivos no corrientes	(144)	(7)
Pasivos corrientes	(2)	(1)
Pasivos	**(146)**	**(8)**
ACTIVOS NETOS	**(2)**	**254**

A 31 de diciembre de 2016, los epígrafes "*Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta*" incluyen fundamentalmente activos en Noruega del segmento *Upstream* cuya venta se encuentra pendiente de ciertas condiciones precedentes.

A 31 de diciembre de 2015, el epígrafe "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*" incluye 209 millones de euros correspondientes a la parte de los activos del negocio de gas canalizado en España cuya venta se encontraba pendiente de la obtención de las correspondientes autorizaciones administrativas. La venta de estos activos se ha completado a lo largo de 2016 (ver Nota 4).

(10) ACTIVOS FINANCIEROS

En esta nota se desglosan los siguientes conceptos incluidos en los epígrafes del balance consolidado descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2016	2015
Activos financieros no corrientes	1.204	715
Derivados por operaciones comerciales no corrientes [1]	-	4
Otros activos financieros corrientes	1.280	1.237
Derivados por operaciones comerciales corrientes [2]	64	413
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.687	2.448
Total	**7.235**	**4.817**

(1) Registrados en el epígrafe *"Otros activos no corrientes"* del balance de situación consolidado.
(2) Registrados en el epígrafe "*Otros deudores"* del balance de situación consolidado.

10.1) Clasificación de activos financieros

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2016 y 2015, clasificados por clases de activos es el siguiente:

	31 de diciembre de 2016 y 2015													
	Activos financieros mantenidos para negociar [2]		Otros activos financieros a VR con cambios en resultados [3]		Activos financieros disponibles para la venta [4]		Préstamos y partidas a cobrar		Inversiones mantenidas hasta el vencimiento		Derivados de cobertura		Total	
Millones de euros	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Instrumentos de Patrimonio	-	-	-	-	123	82	-	-	-	-	-	-	123	82
Derivados	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Otros activos financieros	-	-	56	66	-	-	1.025	567	-	-	-	-	1.081	633
Largo plazo / No corriente	**-**	**4**	**56**	**66**	**123**	**82**	**1.025**	**567**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1.204**	**719**
Derivados	95	477	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	95	478
Otros activos financieros	-	-	10	11	-	-	1.247	1.170	4.679	2.439	-	-	5.936	3.620
Corto plazo / Corrientes	**95**	**477**	**10**	**11**	**-**	**-**	**1.247**	**1.170**	**4.679**	**2.439**	**-**	**1**	**6.031**	**4.098**
TOTAL [1]	**95**	**481**	**66**	**77**	**123**	**82**	**2.272**	**1.737**	**4.679**	**2.439**	**-**	**1**	**7.235**	**4.817**

(1) En el epígrafe "*Otros activos no corrientes*" y en el epígrafe "*Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar*" del balance consolidado se incluyen, en 2016, 323 millones de euros a largo plazo y 4.832 millones a corto plazo, y en 2015, 175 millones de euros a largo plazo y 4.254 millones de euros a corto plazo, respectivamente, correspondientes a cuentas comerciales a cobrar que no han sido incluidas en la tabla anterior.
(2) Incluyen los derivados que no han sido designados como instrumentos de cobertura contable (ver Nota 17).
(3) Incluyen, entre otros, participaciones en fondos de inversión.
(4) Incluye las participaciones financieras minoritarias en algunas sociedades en las que no se ejerce influencia en la gestión.

En 2016 y 2015, dentro de "*Préstamos y partidas por cobrar*" corrientes y no corrientes figuran préstamos concedidos a sociedades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación (fundamentalmente transacciones realizadas con sociedades integradas por el método de la participación, incluida la línea de crédito otorgada a Petroquiriquire, véase Nota 22), por importe de 2.231 y 1.734 millones de euros, respectivamente, incluyendo dichos importes provisiones por deterioro por importe de 107 y 94 millones de euros, respectivamente. Adicionalmente incluyen aquéllos 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 de 2016 y 2015 se encuentran totalmente provisionados por importe de 1.863 millones de euros.

La rentabilidad devengada por los "*Préstamos y partidas a cobrar*" asciende a un interés medio de 6,92% y 4,73% en 2016 y 2015, respectivamente.

El vencimiento de los préstamos y partidas a cobrar no corrientes es el siguiente:

	Millones de euros	
Vencimiento en	2016	2015
2016	-	-
2017	-	254
2018	-	-
2019	289	281
2020	180	-
Años posteriores	556	32
Total	**1.025**	**567**

A continuación se detalla el valor contable de las "*Inversiones mantenidas hasta el vencimiento*" a 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Millones de euros	
	2016	2015
Inversiones Financieras temporales	2	2
Equivalentes de efectivo	1.470	126
Caja y Bancos	3.207	2.311
Total	**4.679**	**2.439**

Las inversiones financieras corresponden principalmente a colocaciones en bancos y depósitos colaterales y han devengado un interés medio del 0,09% y 0,25% en 2016 y 2015, respectivamente.

10.2) Valor razonable

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	
Millones de euros	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Activos financieros mantenidos para negociar	6	298	89	183	-	-	95	481
Otros activos financieros a VR con cambios en resultados	66	77	-	-	-	-	66	77
Activos financieros disponibles para la venta [(1)]	1	1	-	-	-	-	1	1
Derivados de cobertura	-	-	-	1	-	-	-	1
Total	**73**	**376**	**89**	**184**	**-**	**-**	**162**	**560**

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento y se refieren principalmente a derivados mantenidos para negociar y fondos de inversión.
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) No incluye 122 y 81 millones de euros en 2016 y 2015, respectivamente, correspondientes a inversiones en acciones de sociedades que se registran por su coste de adquisición de acuerdo con NIC 39.

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.

Los "*Préstamos y partidas a cobrar*" y las "*Inversiones mantenidas hasta el vencimiento*" son valoradas a coste amortizado, que coincide con su valor razonable.

(11) EXISTENCIAS

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

	Millones de euros	
	2016	**2015**
Crudo y gas natural	1.187	786
Productos terminados y semiterminados	2.110	1.754
Materiales y otras existencias	308	313
Total [(1)]	**3.605**	**2.853**

[(1)] Incluye provisiones por valoración de las existencias por importe de 28 y 117 millones de euros al 31 de diciembre de 2016 y 2015 respectivamente. Las dotaciones y reversiones del ejercicio ascienden a -7 y 69 millones de euros respectivamente (-2 y 120 millones de euros en 2015).

A 31 de diciembre de 2016 el importe de existencias de "*commodities*" destinadas a una actividad de "*trading*" inventariadas a valor razonable, menos los costes necesarios para su venta, ha ascendido a 458 millones de euros y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas ha representado un ingreso de 70 millones de euros. Para el cálculo del valor recuperable se utiliza información y referencias de mercado. En concreto, curvas forward del mercado en función del plazo de valoración de las operaciones. Las principales variables utilizadas son fundamentalmente: cotizaciones de publicaciones oficiales (Platt's, Argus, OPIS, brokers,…) y primas históricas o de mercado (mark to market) en caso de estar disponibles.

El Grupo Repsol cumple a 31 de diciembre 2016 y 2015 con las exigencias legales de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver Anexo IV), en las sociedades españolas que integran el Grupo.

(12) DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2016	**2015**
Clientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	3.242	2.738
Provisión por insolvencias	(131)	(131)
Clientes por ventas y prestación de servicios	**3.111**	**2.607**
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores	1.395	1.337
Deudores por operaciones con el personal	42	43
Administraciones públicas	284	268
Derivados por operaciones comerciales (Nota 10 y 17)	64	413
Otros deudores	**1.785**	**2.061**
Activos por impuesto corriente	**989**	**1.013**
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	**5.885**	**5.681**

El movimiento de la provisión de insolvencias en los ejercicios 2016 y 2015 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2016	**2015**
Saldo al inicio del ejercicio	**131**	**122**
Dotación/(reversión) pérdidas de valor	(3)	13
Variaciones de perímetro de consolidación	(1)	-
Diferencias de conversión	2	5
Reclasificaciones y otros movimientos	2	(9)
Saldo al cierre del ejercicio	**131**	**131**

(13) PATRIMONIO NETO

	Millones de euros	
	2016	**2015**
Fondos propios	**28.487**	**26.843**
Capital social	1.496	1.442
Prima de Emisión y Reservas	24.331	26.258
Prima de Emisión [1]	6.428	6.428
Reserva legal [2]	259	259
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas [3]	17.644	19.571
Acciones y participaciones en patrimonio propias	(1)	(248)
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	1.736	(1.398)
Dividendo y retribuciones	(99)	(228)
Otros instrumentos de patrimonio	1.024	1.017
Otro resultado global acumulado	**2.380**	**1.691**
Intereses minoritarios	**244**	**228**
TOTAL PATRIMONIO NETO	**31.111**	**28.762**

(1) 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 (TRLSC) y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

(2) De acuerdo con el TRLSC, 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.

(3) Incluye 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).

13.1) Capital social

El capital social suscrito e inscrito en el Registro Mercantil a 31 de diciembre de 2016 y 2015 estaba representado por 1.465.644.100 y 1.400.361.059 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, respectivamente, totalmente suscritas y desembolsadas, representadas por anotaciones en cuenta y admitidas 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 2017, que se explica a continuación, el capital social de Repsol, S.A. asciende a 1.496.404.851 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 2016.

El 20 de mayo de 2016 la Junta General Ordinaria de Accionistas aprobó dos ampliaciones de capital liberadas como instrumento para el desarrollo del programa "*Repsol Dividendo Flexible*"[1], en sustitución del que hubiera sido el tradicional pago del dividendo complementario del ejercicio 2015 y del dividendo a cuenta del ejercicio 2016, que permite a sus accionistas decidir si prefieren recibir su retribución en efectivo (mediante la venta a la Sociedad o en el mercado de los derechos de asignación gratuita) o en acciones de la Sociedad.

La ejecución de la primera de estas ampliaciones de capital liberadas ha tenido lugar en los meses de junio y julio de 2016 y la segunda en diciembre de 2016 y enero de 2017. A continuación se detallan sus principales características:

		Junio / Julio 2016	**Dic. 2016 / Enero 2017**
RETRIBUCIÓN EN EFECTIVO	Titulares que aceptaron el compromiso irrevocable de compra (1)	35,46%	20,25%
	Fin del plazo para solicitar la venta de los derechos a Repsol al precio garantizado	24 de junio	30 de diciembre
	Precio fijo garantizado por derecho	0,292 € brutos / derecho	0,335 € brutos / derecho
	Importe bruto de la adquisición de derechos por Repsol	149 millones de €	99 millones de euros
RETRIBUCIÓN EN ACCIONES	Titulares que optaron por recibir nuevas acciones de Repsol	64,54%	79,75%
	Número de derechos necesarios para la asignación de una acción nueva	39	38
	Nuevas acciones emitidas	23.860.793	30.760.751
	Incremento capital social aproximado	1,65%	2,10%
	Cierre ampliación de capital	6 de julio	10 de enero

(1) Repsol ha renunciado a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra y, por tanto, a las nuevas acciones que corresponden a esos derechos. En el balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2016 se ha registrado una reducción patrimonial en el epígrafe "*Dividendo y retribuciones*" así como una obligación de pago a los accionistas que habían aceptado dicho compromiso irrevocable de compra por el importe correspondiente de la asignación de derechos de Repsol por importe de 99 millones de euros.

Según la última información disponible en la fecha de formulación de estas cuentas anuales consolidadas, los accionistas significativos de la sociedad de Repsol son:

Accionistas significativos	% total sobre el capital social Última información disponible
Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis y Pensions de Barcelona (1)	9,84
Sacyr, S.A.(2)	8,20
Temasek Holdings (Private) Limited (3)	4,49
Blackrock, Inc. (4)	3,04

(1) La Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ostenta su participación a través de CaixaBank, S.A.
(2) Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L., Sacyr Investments, S.A. y Sacyr Securities, S.A.
(3) Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.
(4) Blackrock ostenta su participación a través de distintos fondos y cuentas gestionados por gestores de inversiones bajo su control. La información relativa a Blackrock, Inc. se basa en la declaración presentada por dicha entidad en la CNMV el 15 de enero de 2016 sobre la cifra de capital social a dicha fecha.

[1] 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 de retribución al accionista 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.

A 31 de diciembre de 2016 las siguientes participadas 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.	1.465.644.100	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	13,42	12,75	euros
			Buenos Aires	213,00	206,04	pesos
			OTCQX [2]	14,10	13,76	dólares
Gas Natural SDG, S.A.	1.000.689.341	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	17,91	17,18	euros
Refinería La Pampilla, S.A.	3.534.890.000	100%	Bolsa de Valores de Lima	0,23	0,24	soles

(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) Las American Depositary Shares (ADSs) de Repsol cotizan en el mercado OTCQX, plataforma dentro de los mercados OTC (over-the-counter) de los Estados Unidos.

13.2) Acciones y participaciones en patrimonio propias

Las principales operaciones con acciones propias efectuadas por el Grupo Repsol han sido las siguientes:

	2016			2015		
	Nº Acciones	Importe Millones de euros	% capital	Nº Acciones	Importe Millones de euros	% capital
Saldo al inicio del ejercicio	**18.047.406**	**248**	**1,25%**	**7.689.371**	**127**	**0,56%**
Compras mercado	21.693.728	254	1,45%	20.480.001	301	1,42%
Ventas mercado	(39.740.591)	(501)	2,66%	(10.642.495)	(174)	0,74%
Enajenación opciones s/ acciones propias	-	-	-	(400.000)	(6)	0,03%
Plan Adquisición de Acciones empleados [1]	725.352	8	0,05%	754.845	8	0,05%
Plan de Fidelización 2012-2015 [1]	-	-	-	54.435	0	0,00%
Plan de Fidelización 2013-2016 [1]	23.815	-	0,00%	-	-	-
Repsol Dividendo Flexible [2]	93.642	-	0,01%	920.529	-	-
Saldo al cierre del ejercicio [3]	**94.185**	**1**	**0,01%**	**18.047.406**	**248**	**1,25%**

Nota: Operaciones realizadas al amparo de la autorización conferida por la Junta General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 28 de marzo de 2014, en virtud de la cual se autoriza por un plazo de 5 años al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol, directamente o a través de Sociedades dependientes, 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 otorgó 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 de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2010.

(1) Todas las acciones adquiridas en el marco del Plan de Adquisición de Acciones y de los Planes de compra de acciones por los beneficiarios de los programas de retribución variable plurianual, han sido entregadas a los empleados (ver Nota 28.4).

(2) Acciones nuevas recibidas de las ampliaciones de capital "*Repsol Dividendo Flexible*" correspondientes a las acciones mantenidas en autocartera.

(3) Durante 2016, Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A. ha vendido un total 26 millones de acciones de Repsol, S.A. Adicionalmente, ha contratado con entidades financieras equity swaps sobre un nocional total de 40 millones de acciones de Repsol, S.A., por los que se transfieren al Grupo el riesgo económico y los derechos económicos inherentes al subyacente, los cuales han sido liquidados en el ejercicio.

13.3) Otros instrumentos de patrimonio

El 25 de marzo de 2015, Repsol International Finance, B.V. (en adelante "RIF") emitió un bono subordinado garantizado por Repsol, S.A., por un importe de 1.000 millones de euros, de carácter perpetuo o sin fecha de vencimiento, amortizable a instancias del emisor a partir del sexto año o en determinados supuestos previstos en los términos y condiciones[1].

Este bono se colocó entre inversores cualificados y cotiza en la Bolsa de Luxemburgo, devengando un cupón fijo anual del 3,875% desde la fecha de emisión hasta el 25 de marzo de 2021, pagadero anualmente a partir del 25 de marzo de 2016, y, a partir del 25 de marzo de 2021, un cupón fijo anual igual al tipo swap a 6 años aplicable más un margen.

El emisor puede diferir los pagos de cupones, sin que ello suponga una causa de incumplimiento. Los cupones así diferidos serán cumulativos y deberán ser abonados en ciertos supuestos definidos en los términos y condiciones de la emisión.

Este bono se registró en el epígrafe "*Otros instrumentos de patrimonio*", incluido dentro del patrimonio neto del balance de situación consolidado, por considerar que no cumple las condiciones para su consideración contable como pasivo financiero (ver apartado 17 de la Nota 2.2). El gasto financiero neto de impuestos por el cupón del bono subordinado se ha registrado en el epígrafe "*Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas*" por importe de 28 millones de euros netos de impuestos.

13.4) Dividendos y retribución al accionista

Durante 2016 y 2015 los accionistas han sido retribuidos mediante la implementación del programa denominado "*Repsol Dividendo Flexible*", cuyas principales características se describen en el apartado 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)
Diciembre 2014/Enero 2015	519.930.192	0,472	245	24.421.828	392
Junio/Julio 2015	502.021.533	0,484	243	25.666.842	422
Diciembre 2015/Enero 2016	489.071.582	0,466	228	41.422.248	425
Junio/Julio 2016	511.212.326	0,292	149	23.860.793	272

Adicionalmente, en enero de 2017 en el marco del programa "*Repsol dividendo flexible*" y en sustitución del que hubiera sido el dividendo a cuenta del ejercicio 2016, Repsol ha realizado un desembolso en efectivo de 99 millones de euros (0,335 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita a la Compañía y ha retribuido con 30.760.751 acciones, por un importe equivalente de 392 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la Sociedad.

A la fecha de formulación de estas cuentas anuales consolidadas, está previsto que el Consejo de Administración de la Sociedad proponga a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas continuar con el programa "*Repsol Dividendo Flexible*", mediante la implementación de una ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos, en las fechas en las que tradicionalmente se ha venido abonando el dividendo complementario

[1] El 16 de marzo de 2016, RIF y Repsol, S.A. asumieron el compromiso de no instar la amortización anticipada cuando una agencia de calificación crediticia otorgue al bono un contenido *equity* inferior al otorgado en la fecha de emisión como consecuencia de la aplicación de una metodología distinta de valoración debido a cambios en la calificación crediticia otorgada al emisor y/o al garante (uno de los supuestos de amortización anticipada a instancia del emisor – "*Capital Event*" – descrito en los términos y condiciones de la emisión).

13.5) Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2016 y 2015 corresponde fundamentalmente a las sociedades que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2016	2015
Petronor, S.A.	133	110
Refinería La Pampilla, S.A.	67	57
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	31	31
Inch Cape Offshore [1]	-	21
Otras compañías	13	9
Total	**244**	**228**

[1] Sociedad enajenada en mayo de 2016 como parte de la operación de venta del negocio eólico en Reino Unido al grupo chino SDIC Power (ver Nota 4).

(14) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El saldo a 31 de diciembre de 2016 y 2015, así como los movimientos que se han producido en estos epígrafes durante los ejercicios 2016 y 2015, han sido los siguientes:

	Millones de euros			
	Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes			
	Desmantelamiento de campos	Contratos onerosos	Otras provisiones	Total
Saldo a 1 de enero de 2015	**454**	**1.159**	**1.013**	**2.626**
Dotaciones con cargo a resultados [1] [2]	74	240	198	512
Aplicaciones con abono a resultados [3]	(3)	(233)	(80)	(316)
Cancelación por pago	(74)	(94)	(504)	(672)
Variaciones del perímetro de consolidación [4]	2.086	-	3.226	5.312
Diferencias de conversión	(94)	122	79	107
Reclasificaciones y otros	(213)	-	(152)	(365)
Saldo a 31 de diciembre de 2015	**2.230**	**1.194**	**3.780**	**7.204**
Dotaciones con cargo a resultados [1] [2]	103	- 209	816	1.128
Aplicaciones con abono a resultados [3]	(36)	- (3)	(517)	(556)
Cancelación por pago [5]	(57)	- (220)	(585)	(862)
Variaciones del perímetro de consolidación	(80)	- -	1	(79)
Diferencias de conversión	99	- 32	94	225
Reclasificaciones y otros	76	- (53)	(84)	(61)
Saldo a 31 de diciembre de 2016	**2.335**	**1.159**	**3.505**	**6.999**

[1] Incluye 191 y 123 millones correspondientes a la actualización financiera de provisiones en 2016 y 2015. En 2016, una variación en la tasa de descuento de un +/- 50 p.b. supondría una disminución/aumento en las provisiones por desmantelamiento de 124 y -130 millones de euros.

[2] En 2016 incluye, principalmente, la dotación por reestructuración de plantillas por importe de 479 millones de euros y la dotación por contratos de alquiler de plataformas de perforación por importe de 94 millones de euros. En 2015 incluye la dotación por contratos de alquiler de plataformas de perforación por importe de 160 millones de euros, respectivamente.

[3] En 2016 incluye, fundamentalmente, impactos asociados a la desinversión de YPF y cuyo impacto ha sido reconocido en el epígrafe *"Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas*" por importe de 299 millones de euros. En 2015 incluye la reversión de provisiones por contratos onerosos en Canadá por importe de 170 millones de euros, principalmente por la actualización de las tasas de descuento y los menores costes previstos.

[4] El epígrafe "*Variaciones del perímetro de consolidación*" incluye en 2015 fundamentalmente las provisiones asociadas a la combinación de negocios de ROGCI (ver Nota 4.2) correspondientes a: i) desmantelamiento de instalaciones para la exploración y producción de hidrocarburos, por importe de 2.042 millones de euros; ii) contingencias fiscales (ver Nota 20) y legales (Nota 29) y compromisos por pensiones y otras provisiones por un importe agregado de 1.115 millones de euros; y iii) por las obligaciones asociadas a la participación en sus negocios conjuntos, por importe de 1.668 millones de euros, fundamentalmente por las obligaciones adquiridas en RSRUK por importe de 1.515 millones de euros (Ver Nota 8).

[5] En 2016 incluye, principalmente, en "*Contratos onerosos*" los pagos por contratos de plataformas de perforación y de otros contratos a largo plazo onerosos y en "*Otras provisiones*", los pagos por restructuración de plantillas.

El epígrafe de "*Otras provisiones*" incluye fundamentalmente las provisiones constituidas para hacer frente a las obligaciones derivadas de reclamaciones fiscales (ver Nota 20), litigios y arbitrajes (ver Nota 29), riesgos medioambientales (ver Nota 31.2), consumo de los derechos de CO_2 (ver Nota 31.4), compromisos por pensiones (ver Nota 28.2), incentivos a los empleados (ver Nota 28.3 y 28.4), reestructuración de plantillas y otras provisiones para cubrir obligaciones derivadas de la participación en otras sociedades.

En este sentido, durante el año 2016 han continuado las actuaciones necesarias para materializar la reducción de plantilla anunciada en el Plan Estratégico 2016-2020.

En el acta de la Comisión de seguimiento del VII Acuerdo Marco firmada el 8 de junio entre la representación sindical y la dirección de Repsol, se acordó que el mecanismo más adecuado para llevar a cabo el ajuste de plantilla en España era la tramitación de un procedimiento de despido colectivo.

Dichos despidos se han tramitado en cada una de las empresas afectadas de acuerdo a lo previsto por el régimen laboral vigente culminando su proceso en el mes de julio con la firma del Acta de finalización del periodo de consultas y su posterior comunicación al Ministerio de Empleo y Seguridad Social. El criterio de designación de las personas afectadas ha tenido en cuenta la edad de los empleados, en función de la empresa y el centro de trabajo a que pertenezca.

A 31 de diciembre de 2016, "Otras provisiones" recoge una provisión por reestructuración calculada bajo las condiciones acordadas en el marco del citado despido colectivo en España por importe de 212 millones de euros por el valor actual de la mejor estimación de los desembolsos futuros correspondientes a las personas incluidas en el citado plan que causarán baja. Durante 2016, y desde su registro inicial, se han pagado 103 millones de euros por este concepto. Se estima que los pagos relacionados con esta provisión continuarán hasta el año 2022.

A continuación se incluye una estimación de los vencimientos de las provisiones por riesgos y gastos registradas al cierre del ejercicio 2016. 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 desmantelamientos de campos	98	753	1.484	2.335
Provisión por contratos onerosos	159	463	537	1.159
Otras provisiones	615	2.003	887	3.505
TOTAL	**872**	**3.219**	**2.908**	**6.999**

(15) PASIVOS FINANCIEROS

En esta nota se desglosan los pasivos de naturaleza financiera incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2016	2015
Pasivos financieros no corrientes	9.482	10.581
Derivados por operaciones comerciales no corrientes [(1)]	-	1
Pasivos financieros corrientes	6.909	7.073
Derivados por operaciones comerciales corrientes [(2)]	282	129
TOTAL	**16.673**	**17.784**

(1) Registrados en el epígrafe *"Otros pasivos no corrientes"* del balance de situación consolidado.
(2) Registrados en el epígrafe *"Otros acreedores"* del balance de situación consolidado.

15.1 Clasificación de los pasivos financieros

El detalle de los pasivos financieros adquiridos, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2016									
	Pasivos financieros mantenidos para negociar		Débitos y partidas a pagar		Derivados de cobertura		Total		Valor Razonable	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Deudas con entidades de crédito	-	-	1.491	1.543	-	-	1.491	1.543	1.496	1.543
Obligaciones y otros valores negociables	-	-	7.905	8.939	-	-	7.905	8.939	8.328	8.878
Derivados	-	1	-	-	86	90	86	91	86	91
Otros pasivos financieros	-	-	-	9	-	-	-	9	-	9
Largo plazo / No corriente	**-**	**1**	**9.396**	**10.491**	**86**	**90**	**9.482**	**10.582**	**9.910**	**10.521**
Deudas con entidades de crédito	-	-	837	1.707	-	-	837	1.707	837	1.707
Obligaciones y otros valores negociables	-	-	2.855	2.376	-	-	2.855	2.376	2.875	2.380
Derivados	303	193	-	-	3	5	306	198	306	198
Otros pasivos financieros	-	-	3.193	2.921	-	-	3.193	2.921	3.193	2.921
Corto plazo / Corriente	**303**	**193**	**6.885**	**7.004**	**3**	**5**	**7.191**	**7.202**	**7.211**	**7.206**
TOTAL [(1)]	**303**	**194**	**16.281**	**17.495**	**89**	**95**	**16.673**	**17.784**	**17.121**	**17.727**

(1) A 31 de diciembre de 2016 y 2015, el balance recoge 1.550 y 1.540 millones de euros en el epígrafe "*Otros pasivos no corrientes*" y 208 y 206 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.

En relación con el riesgo de liquidez, la distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2016 y 2015 se detalla en la Nota 16.

El desglose de la financiación media y su coste por instrumentos es el siguiente:

	2016		2015	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Deudas con entidades de crédito	3.562	1,81%	3.304	1,60%
Obligaciones y otros valores negociables	10.152	3,33%	10.324	3,76%
Otros pasivos financieros	2.984	1,83%	2.904	1,39%
TOTAL	**16.698**	**2,74%**	**16.532**	**2,91%**

Deudas con entidades de crédito

Este epígrafe recoge aquellos préstamos otorgados a las compañías del Grupo por diversas entidades de crédito para financiar proyectos y operaciones, principalmente en España y Perú. Adicionalmente, incluye la disposición de líneas de financiación a corto plazo otorgadas por entidades de crédito.

Obligaciones y otros valores negociables

Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2016

- En enero de 2016, RIF, al amparo del "*Euro 10,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Tern Note Programme*" ("Programa EMTN") ha emitido un bono senior garantizado por Repsol, S.A. por un importe nominal de 100 millones de euros y vencimiento en 2031 y con un cupón fijo anual del 5,375%, pagadero anualmente a partir del 27 de enero de 2017.
- En febrero de 2016 se ha cancelado a su vencimiento el bono emitido por RIF en diciembre de 2011 al amparo del Programa EMTN por importe nominal de 850 millones de euros y un cupón fijo anual del 4,25%.
- En marzo de 2016 se ha cancelado a su vencimiento el bono emitido por ROGCI en marzo de 2009 por importe nominal de 150 millones de dólares y un cupón del 8,5%.

- En julio de 2016, RIF, al amparo del Programa EMTN, ha emitido dos bonos senior garantizados por Repsol, S.A., uno de ellos de vencimiento a 2 años por importe de 600 millones de euros y un cupón trimestral de Euribor 3 meses + 70 puntos básicos pagadero cada trimestre a partir del 6 de octubre de 2016, y el otro de vencimiento a 3 años por importe de 100 millones de euros y un cupón fijo anual del 0,125%, pagadero anualmente a partir del 15 de julio de 2017.
- En 2016, ROGCI ha recomprado bonos de las emisiones con vencimiento en los años 2019, 2021, 2027, 2035, 2037, 2038 y 2042 por un valor nominal total de 631 millones de dólares. Como consecuencia de la cancelación de los bonos recomprados, se ha reconocido un efecto positivo de 49 millones de euros antes de impuestos en el epígrafe "*Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros*".

El saldo vivo de las obligaciones y valores negociables a 31 de diciembre es el siguiente:

ISIN	Entidad emisora	Fecha de emisión	Moneda	Nominal (millones)	Tipo medio %	Vencimiento	Cotiza [5]
US87425EAE32 [3]	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	oct-97	Dólar	55	7,250%	oct-27	-
XS0145515655	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	abr-02	Libras	250	6,625%	dic-17	LSE
US87425EAH62[3]	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	may-05	Dólar	90	5,750%	may-35	-
US87425EAJ29 [3]	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	ene-06	Dólar	131	5,850%	feb-37	-
US87425EAK91 [3]	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	nov-06	Dólar	119	6,250%	feb-38	-
XS0287409212 [1]	Repsol International Finance, B.V.	feb-07	Euro	886	4,750%	feb-17	LuxSE
US87425EAL74[3]	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	jun-09	Dólar	364	7,750%	jun-19	-
US87425EAM57 [3]	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	nov-10	Dólar	241	3,750%	feb-21	-
XS0733696495 [1]	Repsol International Finance, B.V.	ene-12	Euro	1.000	4,875%	feb-19	LuxSE
US87425EAN31 [3]	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	may-12	Dólar	97	5,500%	may-42	-
XS0831370613 [1]	Repsol International Finance, B.V.	sep-12	Euro	750	4,375%	feb-18	LuxSE
XS0933604943 [1]	Repsol International Finance, B.V.	may-13	Euro	1.200	2,625%	may-20	LuxSE
XS0975256685 [1]	Repsol International Finance, B.V.	oct-13	Euro	1.000	3,625%	oct-21	LuxSE
XS1148073205[1]	Repsol International Finance, B.V.	dic-14	Euro	500	2,250%	dic-26	LuxSE
XS1207058733 [2]	Repsol International Finance, B.V.	mar-15	Euro	1.000	4,500% [4]	mar-75	LuxSE
XS1334225361 [1]	Repsol International Finance, B.V.	dic-15	Euro	600	2,125%	dic-20	LuxSE
XS1352121724 [1]	Repsol International Finance, B.V.	ene-16	Euro	100	5,375%	ene-31	LuxSE
XS1442286008 [1]	Repsol International Finance, B.V.	jul-16	Euro	600	Eur. 3M +70 p.b.	jul-18	LuxSE
XS1451452954 [1]	Repsol International Finance, B.V.	jul-16	Euro	100	0,125%	jul-19	LuxSE

(1) Emisiones realizadas al amparo del Programa EMTN garantizado por Repsol, S.A., renovado en septiembre de 2016.
(2) Bono subordinado emitido por RIF con la garantía de Repsol, S.A. No corresponde a ningún programa abierto o de emisión continua de deuda.
(3) Emisiones realizadas por ROGCI al amparo de los programas de emisión universal de deuda "*Universal Shelf Prospectus*" y el programa de emisión de bonos a medio plazo "*Medium-Term Note Shelf Prospectus"* en Estados Unidos *y* Canadá, respectivamente.
(4) Cupón revisable el 25 de marzo de 2025 y el 25 de marzo de 2045.
(5) LuxSE (Luxembourg Stock Exchange) y LSE (London Stock Exchange). No se consideran sistemas multilaterales de negociación u otros centros de negociación o mercados no oficiales OTC (over-the-counter).

Adicionalmente, RIF mantiene un Programa Euro Commercial Paper (ECP) formalizado el 16 de mayo de 2013 garantizado por Repsol, S.A., por importe máximo de 2.000 millones de euros y actualizado el 29 de julio de 2016. Al amparo de este programa se han realizado diversas emisiones y cancelaciones a lo largo del periodo, siendo el saldo vivo a 31 de diciembre de 2016 de 1.473 millones de euros (1.163 millones de euros a 31 de diciembre de 2015).

Por último, el Programa de U.S. Commercial Paper (USCP) de ROGCI, formalizado en octubre de 2011 por importe máximo de 1.000 millones de dólares, fue cancelado en 2016. Las emisiones realizada a su amparo habían quedado ya totalmente canceladas a 31 de diciembre de 2015.

Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2015

- El 25 de marzo de 2015, RIF emitió un bono subordinado, garantizado por Repsol, S.A. por un importe nominal de 1.000 millones de euros y vencimiento en 2075, amortizable a instancia del emisor a partir del

décimo año o en determinados supuestos previstos en los términos y condiciones[1].

El bono, emitido a un precio del 100% de su valor nominal, se colocó entre inversores cualificados y cotiza actualmente en la Bolsa de Luxemburgo. Devenga un cupón fijo anual del 4,5% desde la fecha de emisión hasta el 25 de marzo de 2025, pagadero anualmente a partir del 25 de marzo de 2016, y, a partir del 25 de marzo de 2025, un cupón fijo anual igual al tipo swap a 10 años aplicable más un margen.

El emisor puede diferir los pagos de cupones sin que ello suponga causa de incumplimiento. Los cupones así diferidos serán cumulativos y deberán abonarse en ciertos supuestos definidos en los términos y condiciones de la emisión.

- El 15 de mayo de 2015 venció un bono emitido en 2005 por ROGCI por importe de 334 millones de euros y un cupón del 5,125%.
- En noviembre de 2015, ROGCI anunció la realización de una oferta de recompra de cinco emisiones de bonos con vencimientos en los años 2027, 2035, 2037, 2038 y 2042 y con tipos de interés del 7,25%, 5,75%, 5,85%, 6,25% y 5,5%, respectivamente. La recompra alcanzó bonos por un valor nominal total de 1.572 millones de dólares y tuvo un descuento del 14,5%, cuyo pago tuvo lugar el 11 de diciembre.

  El 23 de diciembre, ROGCI aceptó la recompra de un bono con vencimiento en el año 2019 y con un tipo de interés del 7,75%. La recompra se realizó por un valor nominal total de 127 millones de dólares y cuyo pago tuvo lugar el 24 de diciembre.

  Como consecuencia de la cancelación de los bonos recomprados, se reconoció en los estados financieros del ejercicio 2015 un efecto positivo de 213 millones de euros antes de impuestos en el epígrafe "*Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros*", por la diferencia entre su valor contable y el importe abonado por la cancelación parcial de los bonos.
- El 16 de diciembre de 2015, RIF, al amparo del Programa EMTN, emitió un bono senior garantizado por Repsol, S.A. por un importe nominal de 600 millones de euros y vencimiento en 2020, y con un cupón fijo anual de 2,12%, pagadero anualmente a partir del 16 de febrero de 2016.

Condiciones y obligaciones financieras de la deuda

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, B.V., con la garantía de Repsol, S.A., por un importe nominal de 6.736 millones de euros, contienen ciertas cláusulas de aceleración o de vencimiento anticipado de la deuda (entre otras, vencimiento o incumplimiento cruzado – "*cross acceleration*" o *"cross-default"* – aplicables al emisor y al garante) y el compromiso de no constituir sobre los activos del emisor y del garante gravámenes en garantía de futuras emisiones de títulos representativos de deuda. En caso de incumplimiento de los términos y condiciones de las emisiones, el banco depositario-fiduciario ("*Trustee"*) a su sola discreción o a instancia de los tenedores de, al menos, una quinta parte de las obligaciones o con base en una resolución extraordinaria, puede declarar las obligaciones vencidas y pagaderas. Adicionalmente, los tenedores de los bonos emitidos en 2012, 2013, 2014, 2015 y 2016 pueden elegir si amortizan sus bonos en caso que ocurra un evento de cambio de control de Repsol y si como consecuencia de dicho cambio de control la calificación crediticia de Repsol quedara situada por debajo del grado de inversión.

Adicionalmente la emisión del bono subordinado de 1.000 millones de euros realizada el 25 de marzo de 2015 por Repsol International Finance, B.V., con la garantía de Repsol, S.A., no contiene cláusulas de vencimiento anticipado, con excepción de los supuestos de disolución o liquidación. Estas mismas

[1] El 16 de marzo de 2016, RIF y Repsol, S.A. asumieron el compromiso de no instar la amortización anticipada cuando una agencia de calificación crediticia otorgue al bono un contenido *equity* inferior al otorgado en la fecha de emisión como consecuencia de la aplicación de una metodología distinta de valoración debido a cambios en la calificación crediticia otorgada al emisor y/o al garante (uno de los supuestos de amortización anticipada a instancia del emisor – "*Capital Event*" – descrito en los términos y condiciones de la emisión).

condiciones aplican al bono subordinado de 1.000 millones de euros descrito en la Nota 13.3.

Por otro lado, las emisiones realizadas por ROGCI, representativas de deuda ordinaria por un importe nominal de 1.331 millones de euros, no están garantizadas por Repsol y contienen ciertas cláusulas de aceleración o de vencimiento anticipado de la deuda (entre otras, vencimiento o incumplimiento cruzado – "*cross acceleration*" o *"cross-default"* – aplicables al emisor y a sus filiales principales) y el compromiso de no constituir sobre los activos del emisor y de sus filiales principales gravámenes en garantía de otras deudas y obligaciones, incluidas futuras emisiones de títulos representativos de deuda.

El 25 de mayo de 2016, ROGCI ha procedido a la cancelación de una línea de crédito sindicada por importe de 3.000 millones de dólares y una línea de crédito bilateral por importe de 200 millones de dólares, ambas disponibles de utilización hasta marzo y octubre de 2019 respectivamente, las cuales no estaban dispuestas a fecha de cancelación y que incluían un covenant sobre el ratio financiero (Deuda Consolidada/ Cash Flow) que establecía que trimestralmente la deuda no podía ser superior al Cash Flow en 3,5 veces.

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.

A 31 de diciembre de 2016 y 2015 no existen importes garantizados por las sociedades del Grupo en emisiones, recompras o reembolsos realizados por entidades asociadas, acuerdos conjuntos o sociedades que no formen parte del Grupo.

Otros pasivos financieros

Incluyen aquellos préstamos concedidos por sociedades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación, que fundamentalmente son aquellos realizados con sociedades integradas por el método de la participación por importe de 3.193 y 2.930 millones de euros en 2016 y 2015, respectivamente. Destaca el préstamo concedido a sus accionistas (entre ellos el Grupo Repsol) en el porcentaje de participación en el capital, por Repsol Sinopec Brasil S.A. a través de su filial Repsol Sinopec Brasil B.V. (ver Nota 8) que a 31 de Diciembre de 2016 y 2015 presenta un saldo para el Grupo de 2.942 y 2.819 millones de euros, respectivamente. Este préstamo se renueva anualmente y su importe puede ser requerido en base a los niveles de autorización acordados.

15.2 Valor razonable

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:

	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Pasivos financieros mantenidos para negociar	215	4	88	190	-	-	303	194
Derivados de cobertura	-	-	89	95	-	-	89	95
TOTAL	**215**	**4**	**177**	**285**	**-**	**-**	**392**	**289**

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 con 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 son diferentes 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.

(16) RIESGOS FINANCIEROS[1]

16.1) 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.

16.1.1) 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 precio de materias primas (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 "*Otro resultado global*") 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 (Ver Nota 15), ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio (ver Nota 17).

[1] Repsol dispone de un Sistema de Gestión Integrado de Riesgos (SGIR) con el objetivo de anticipar, gestionar y controlar los riesgos con visión de conjunto. Para más información en relación a SGIR e información adicional sobre los factores de riesgo a los que está expuesto el Grupo, véase el apartado 8. "*Riesgos*" del Informe de Gestión 2016 (https://www.repsol.com).

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 euro frente al dólar se detalla a continuación:

	Apreciación (+) / depreciación (-) en el tipo de cambio	Millones de euros	
		2016	2015
Efecto en el resultado después de impuestos	5%	(27)	15
	-5%	30	(16)
Efecto en el patrimonio neto	5%	202	186
	-5%	(223)	(205)

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 17).

A 31 de diciembre de 2016 y 2015 la deuda financiera neta a tipo fijo ascendía a 9.302 y 10.697 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 100% y 80%, respectivamente, de la deuda financiera neta total 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	
		2016	2015
Efecto en el resultado después de impuestos	+50	-	(10)
	-50	-	10
Efecto en el patrimonio neto	+50	14	14
	-50	(14)	(14)

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.

En ocasiones, 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 17).

A 31 de diciembre de 2016 y 2015, un aumento o disminución del 10% en los precios de los crudos, gas natural y productos derivados hubiera supuesto aproximadamente 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 petrolíferos	Millones de euros	
		2016	2015
Efecto en el resultado después de impuestos	+10%	(33)	(6)
	-10%	33	6

16.1.2) 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 suficientes para cubrir en 1,3 veces los vencimientos de su deuda a corto plazo. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 4.429 y 6.360 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Vencimientos (millones de euros)						
31 de diciembre de 2016	2017	2018	2019	2020	2021	Siguientes	Total
Proveedores	2.128	-	-	-	-	-	2.128
Otros acreedores	4.365	-	-	-	-	-	4.365
Préstamos y otras deudas financieras (1)	7.068	1.918	1.961	2.155	1.529	5.810	20.441
Derivados (2)	130	12	10	9	8	35	204

	Vencimientos (millones de euros)						
31 de diciembre de 2015	2016	2017	2018	2019	2020	Siguientes	Total
Proveedores	1.799	-	-	-	-	-	1.799
Otros acreedores	3.975	-	-	-	-	-	3.975
Préstamos y otras deudas financieras (1)	7.215	1.825	1.326	2.096	2.231	7.236	21.929
Derivados (2)	83	13	11	9	8	35	159

NOTA: Los importes mostrados son los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los importes incluidos en el balance consolidado.

(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. No incluye derivados financieros.

(2) Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la Nota 17. No incluye los derivados comerciales registrados en el epígrafe "*Otros pasivos no corrientes*" y "*Otros acreedores*" del balance de situación consolidado.

16.1.3) 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[1].

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 consolidado netos de las correcciones valorativas por deterioro por importe de 4.746 y 4.119 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2016 y 2015.

[1] La información sobre riesgo de crédito que se recoge en este apartado no incluye el riesgo de crédito de las entidades participadas o negocios conjuntos (ver Nota 22.3).

En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda no provisionada:

Vencimientos	Millones de euros 2016	2015
Deuda no vencida	4.403	3.804
Deuda vencida 0-30 días	192	167
Deuda vencida 31-180 días	67	103
Deuda vencida mayor a 180 días	84	45
TOTAL	**4.746**	**4.119**

El Grupo evalúa de forma periódica la existencia de evidencias objetivas de deterioro de valor después del reconocimiento inicial de un activo financiero y en caso de determinar que se ha incurrido en una pérdida crediticia se procede a la dotación de la correspondiente provisión por insolvencia. Entre los criterios evaluados para la dotación de estas provisiones figuran los siguientes:

- 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 12 *"Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar"* se incluyen las pérdidas de valor por deterioro a 31 de diciembre de 2016 y 2015. 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 consolidado netos de las correcciones valorativas por deterioro. Los activos financieros deteriorados y el efecto en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada por deterioro se desglosan en la Nota 10*"Activos financieros"*.

La exposición máxima (previa a correcciones valorativas por deterioro) 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 2016 y 2015:

Exposición máxima	Nota	Millones de euros 2016	2015
- Activos financieros no corrientes [(1)]	10	3.174	2.613
- Deudas comerciales	12	4.960	4.249
- Derivados	10	95	481
- Efectivo y Equivalente al efectivo	10	4.687	2.448
- Otros activos financieros corrientes [(2)]	10	1.249	1.172

(1) No incluye derivados. A 31 de diciembre de 2016 y 2015 Incluye los préstamos concedidos al grupo Petersen para la adquisición de su participación en YPF S.A. que fueron totalmente provisionados.
(2) Incluye fundamentalmente préstamos y las partidas a cobrar corrientes.

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 9%, 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 3.992 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 y de 3.798 millones de euros a 31 de diciembre de 2015. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2016 y 2015 ascienden a 801 y 715 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2016, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 6 millones de euros. En 2015 esta cifra se situó en 12 millones de euros.

16.2) 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, definido como relación entre la deuda financiera neta y el capital empleado neto:

$$\textit{Ratio Apalancamiento} = \frac{\textit{Deuda Financiera Neta}^{(1)}}{\textit{Capital Empleado}^{(2)}}$$

(1) 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. Por ello, estos ratios reflejan con mayor fidelidad la solvencia del grupo utilizando el concepto de deuda neta.

(2) Corresponde a la suma de la deuda financiera neta más el patrimonio neto.

El cálculo de los citados ratios, a partir de los siguientes epígrafes del balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2016 y 2015, se desglosa a continuación:

	Millones de euros	
	2016	2015
Pasivos financieros no corrientes	9.482	10.581
Pasivos financieros corrientes	6.909	7.073
Activos financieros no corrientes	(1.204)	(715)
Menos activos financieros disponibles para la venta (ver nota 10)	83	82
Otros activos financieros corrientes	(1.280)	(1.237)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(4.687)	(2.448)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés y otros (ver nota 17)	(87)	(92)
Deuda neta negocios conjuntos	(1.112)	(1.310)
Deuda financiera neta (1) (2)	8.104	11.934
Patrimonio neto	31.111	28.762
Capital empleado neto (1) (3)	**39.215**	**40.696**
Deuda financiera neta / Capital empleado neto	**20,7%**	**29,3%**

(1) Magnitudes calculadas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 2.3. Para más información véase el Anexo I "*Medidas Alternativas de Rendimiento*" del Informe de Gestión 2016 (https://www.repsol.com).

(2) No incluye 1.758 y 1.747 millones de euros respectivamente correspondientes a deudas por arrendamientos financieros corrientes y no corrientes (ver Nota 18).

(3) En 2016 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.

(17) OPERACIONES CON DERIVADOS Y OTROS

A continuación se detalla el desglose en el balance de situación consolidado de los instrumentos derivados a 31 de diciembre de 2016 y 2015 como consecuencia de la variación de su valor razonable desde su contratación y sus vencimientos:

Millones de euros

Clasificación	Activo No Corriente		Activo Corriente		Pasivo No Corriente		Pasivo Corriente		Total Valor Razonable	
31 de diciembre	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**
Coberturas de Flujo de Efectivo	**-**	**-**	**-**	**1**	**(86)**	**(90)**	**(3)**	**(3)**	**(89)**	**(92)**
De tipo de interés	-	-	-	-	(86)	(90)	(2)	(3)	(88)	(93)
De tipo de cambio	-	-	-	-		-	-	-	-	-
De precio de producto	-	-	-	1	-	-	(1)	-	(1)	1
Coberturas de Inversión Neta	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(2)**	**-**	**(2)**
De tipo de cambio	-	-	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)
Otras operaciones con derivados	**-**	**4**	**95**	**477**	**-**	**(1)**	**(303)**	**(193)**	**(208)**	**287**
De tipo de cambio	-	-	31	65	-	-	(22)	(64)	9	1
De precio de producto	-	4	64	412	-	(1)	(281)	(129)	(217)	286
TOTAL [1]	**-**	**4**	**95**	**478**	**(86)**	**(91)**	**(306)**	**(198)**	**(297)**	**193**

[1] Incluye en 2016 y 2015 instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a -87 y -98 millones de euros, respectivamente.

El impacto de la valoración de los instrumentos financieros antes de impuestos en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada y en el patrimonio neto consolidado es el siguiente:

	Resultado de explotación		Resultado financiero		Ajustes por cambios de valor	
Millones de euros	**2016**	**2015** [1]	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**
Cobertura de flujos de efectivo	(4)	25	(30)	(27)	18	562
Cobertura de inversión neta	(12)	(13)	-	-	(168)	(12)
Otras operaciones	(226)	380	189	1.045	-	-
Total	**(242)**	**392**	**159**	**1.018**	**(150)**	**550**

[1] Durante 2015 la valoración a mercado de los derivados comerciales ha generado un resultado positivo de 903 millones de euros antes de impuestos reconocido en el epígrafe "*Otros ingresos de explotación*" y en sentido contrario un resultado de -497 millones de euros antes de impuestos reconocido en el epígrafe "*Otros gastos de explotación*" en la cuenta de resultados.

A continuación se detallan las operaciones más significativas con instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2016 y 2015.

17.1) Coberturas contables

Las operaciones más significativas corresponden a:

- Instrumentos financieros designados como cobertura de inversión neta respecto a determinados activos en dólares en el segmento *Upstream* cuyo nocional a dicha fecha asciende a 3.058 millones de dólares estadounidenses (2.722 millones de euros). A 31 de diciembre de 2015 el nocional de las coberturas de inversión neta ascendía a 296 millones de dólares estadounidenses (270 millones de euros).

- Las coberturas contratadas en 2016 y 2015 sobre el precio de productos correspondían fundamentalmente a coberturas de flujos de efectivo en dólares, para cubrir la variabilidad de los precios del gas y con vencimiento inferior a un año. A 31 de diciembre de 2016 su nocional asciende a

28 millones de euros y su valor razonable a -1 millón de euros. A 31 de diciembre de 2015 su nocional ascendía a 23 millones de euros y su valor razonable a 1 millón de euros.

- La cobertura de flujos de efectivo de permutas financieras de tipo de interés contratadas durante el ejercicio 2014 por un nocional de 1.500 millones de euros para cubrir las emisiones de bonos realizadas a finales de 2014 y principios de 2015 (ver Nota 15). A través de las mismas, el Grupo pagó un tipo de interés medio ponderado de 1,762 % y recibió Euribor a 6 meses. A 31 de diciembre de 2016 el impacto en resultados ha ascendido a 15 millones de euros (9 millones de euros a 31 de diciembre de 2015), el valor razonable registrado en patrimonio neto pendiente de registrar en resultados ascendió a -92 millones de euros después de impuestos a 31 de diciembre de 2016 (-103 millones de euros después de impuestos a 31 de diciembre de 2015).

- La cobertura de flujos de efectivo en dólares de permutas financieras de tipo de interés relacionadas con la financiación de la inversión en el proyecto de GNL de Canaport (Canadá) por un nocional equivalente de 352 millones de euros con vencimiento posterior a 2019 y un valor razonable negativo por importe de 88 millones de euros. A 31 de diciembre de 2015 su nocional ascendía a 353 millones de euros y su valor razonable a un valor negativo de 92 millones de euros.

- En marzo de 2015 el Grupo compró a plazo, mediante forwards y swaps de divisa, un importe nominal de 8.289 millones de dólares estadounidenses y 201 millones de dólares canadienses, designados como cobertura contable de flujos de efectivo asociada a la adquisición de ROGCI (ver Nota 4.2). El efecto acumulado por valoración a mercado reconocido en el epígrafe "*Otro resultado global*" del patrimonio neto, ascendía a 525 millones de euros antes de impuestos, considerados como mayor coste de la adquisición.

17.2) Otras operaciones con derivados

Repsol tiene contratados una serie de instrumentos derivados para la gestión de su exposición al riesgo de tipo de cambio y precio, que no se registran como cobertura contable de acuerdo con NIC 39.

Incluyen contratos a plazo de divisa de vencimiento inferior a un año como parte de la estrategia global para gestionar la exposición al riesgo de tipo de cambio.

Adicionalmente, la cobertura económica del riesgo de precio asociado a las transacciones físicas futuras de venta y/o compra de crudo y otros productos petrolíferos se lleva a cabo mediante la contratación, principalmente, de futuros y swaps.

El detalle de estos derivados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

	VENCIMIENTO VALORES RAZONABLES											
Millones de euros	2016						2015					
Clasificación	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**Sig.**	**Total**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**Sig.**	**Total**
De tipo de cambio	**9**	-	-	-	-	**9**	**1**	-	-	-	-	**1**
De precio de producto	**(217)**	-	-	-	-	**(217)**	**283**	**3**	-	-	-	**286**
Compromisos de compra	620	-	-	-	-	620	(750)	-	-	-	-	(750)
Compromisos de venta	(676)	-	-	-	-	(676)	886	-	-	-	-	886
Opciones	-	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	(1)
Swaps	-	-	-	-	-	-	159	-	-	-	-	159
Forwards	(171)	-	-	-	-	(171)	2	-	-	-	-	2
Otros [1]	10	-	-	-	-	10	(13)	3	-	-	-	(10)
TOTAL	**(208)**	-	-	-	-	**(208)**	**284**	-	-	-	-	**287**

(1) Se corresponde con la valoración a mercado de contratos de compra-venta de commodities valorados de acuerdo con NIC 39, según se describe en el apartado 2.25 de la Nota 2.

Las unidades físicas y el valor razonable de los derivados de precio de producto se desglosan a continuación:

	31/12/2016 (Unidades Físicas)	Valor Razonable (Millones de euros)
Contratos de compra		**620**
IPE GO (Miles de Toneladas)	201	14
BRENT (Miles de barriles)	5.809	164
NYMEX HHO (Miles de galones)	239	203
RBOB (Miles de galones)	205	191
WTI (Miles de Barriles)	797	39
Otros	n/a	9
Contratos de venta		**(675)**
IPE GO (Miles de Toneladas)	419	(20)
BRENT (Miles de barriles)	6.586	(174)
NYMEX HHO (Miles de galones)	294	(207)
RBOB (Miles de galones)	203	(192)
WTI (Miles de barriles)	255	(44)
Physical SoNat (Miles de galones)	110.771	37
Physical Tenn 800Leg (Miles de galones)	243.962	(25)
Physical Tenn 500Leg (Miles de galones)	686.134	(17)
GO (Miles de toneladas)	417	(14)
Physical Dom South (Miles de galones)	70.992	(14)
Otros	n/a	(5)
Swaps		**(172)**
NAT GAS FUTS (MMBTU)	6.654.023	(36)
Fuel Oil (Miles de Toneladas)	5.154	(57)
Crudo (Miles de Toneladas)	25.551	(54)
NAFTA (Miles de toneladas)	1.566	3
Jet (Miles de Toneladas)	338	(1)
Otros	n/a	(27)
Otros	n/a	**10**
TOTAL		**(217)**

	31/12/2015 (Unidades Físicas)	Valor Razonable (Millones de euros)
Contratos de compra		**(750)**
IPE GO (Miles de Toneladas)	563	(40)
BRENT (Miles de barriles)	24.770	(241)
NYMEX HHO (Miles de galones)	1.200.528	(402)
RBOB (Miles de galones)	638.106	(58)
WTI (Miles de Barriles)	-	-
Otros	n/a	(9)
Contratos de venta		**886**
IPE GO (Miles de Toneladas)	1.038	108
BRENT (Miles de barriles)	26.234	260
NYMEX HHO (Miles de galones)	1.272.138	446
RBOB (Miles de galones)	686.490	62
WTI (Miles de barriles)	1.603	10
Physical SoNat (Miles de galones)	-	-
Physical Tenn 800Leg (Miles de galones)	-	-
Physical Tenn 500Leg (Miles de galones)	-	-
GO (Miles de toneladas)	-	-
Physical Dom South (Miles de galones)	-	-
Otros	n/a	-
Swaps		**158**
NAT GAS FUTS (Miles de galones)	8.160.013	61
Fuel Oil (Miles de Toneladas)	7.334	49
Crudo (Miles de toneladas)	5.455	25
NAFTA (Miles de Toneladas)	40.543	23
Jet (Miles de Toneladas)	376	15
Otros	n/a	(14)
Otros	n/a	**(9)**
TOTAL		**286**

Durante el ejercicio 2016, se ha llevado a cabo la contratación de forwards y swaps de divisa a corto plazo que han generado un resultado financiero positivo de 134 millones de euros antes de impuestos reconocido en el epígrafe "*variación de valor razonable en instrumentos financieros*".

(18) OTROS PASIVOS NO CORRIENTES

Dentro del epígrafe "Otros pasivos no corrientes" se incluyen las partidas que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2016	2015
Deudas por arrendamientos financieros	1.550	1.540
Fianzas y depósitos	121	143
Ingresos diferidos [1]	39	30
Otros	299	229
Total	**2.009**	**1.942**

[1] Incluyen los importes asociados a los derechos de emisión de CO_2 recibidos a título gratuito (ver Nota 6).

18.1) Deudas por arrendamiento financiero

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

	Millones de euros		Millones de euros	
	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2016	2015	2016	2015
Durante el siguiente ejercicio	221	218	208	207
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	830	814	633	624
A partir del 6º ejercicio	2.434	2.539	917	916
	3.485	**3.571**	**1.758**	**1.747**
Menos:				
Futuros gastos financieros	(1.727)	(1.824)		
Total	**1.758**	**1.747**		

Registrado contable	2016	2015
Deuda por arrendamiento financiero no corriente	1.550	1.540
Deuda por arrendamiento financiero corriente (Nota 19)	208	207
Total	**1.758**	**1.747**

El tipo de interés efectivo medio de la deuda por arrendamiento financiero a 31 de diciembre de 2016 ha ascendido al 9,04% (8,95% a 31 de diciembre de 2015).

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 2016 y 2015, el importe registrado en este epígrafe ascendía a 466 millones de dólares (442 millones de euros) y 476 millones de dólares (437 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 2016 y 2015 el importe registrado en este epígrafe ascendió a 1.164 millones de dólares (1.104 millones de euros) y 1.189 millones de dólares (1.092 millones de euros), respectivamente.

18.2) 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.

(19) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR

Repsol tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance "*Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar*":

	Millones de euros	
	2016	2015
Proveedores	**2.128**	**1.799**
Deuda por arrendamientos financieros (Nota 18)	208	207
Administraciones Públicas acreedoras	535	504
Instrumentos financieros derivados (Nota 17)	282	129
Otros	3.340	3.134
Otros acreedores	**4.365**	**3.975**
Pasivo por impuesto corriente	**317**	**245**
Total	**6.810**	**6.019**

El valor razonable de estas partidas corrientes no difiere significativamente de su valor contable.

Información sobre el período medio de pago a proveedores

La información relativa al período medio de pago a proveedores en operaciones comerciales se presenta de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional tercera de la Ley 15/2010 de 5 de julio (modificada a través de la Disposición final segunda de la Ley 31/2014, de 3 de diciembre) preparada conforme a la resolución del Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas de enero 2016.

La información relativa al período medio de pago a proveedores de las compañías españolas del Grupo para el ejercicio 2016 de acuerdo con la disposición adicional única de la resolución anteriormente mencionada es la siguiente:

	Días	
	2016	2015
Período medio de pago a proveedores (1)	27	29
Ratio de operaciones pagadas (2)	27	29
Ratio de operaciones pendientes de pago (3)	22	30

	Millones de euros	
	2016	2015
Total pagos realizados	10.450	10.992
Total pagos pendientes	219	193

(1) ((Ratio operaciones pagadas * importe total pagos realizados) + (Ratio operaciones pendientes de pago* importe total pagos pendientes)) / (Importe total de pagos realizados + importe total pagos pendientes).
(2) Σ (número de días de pago * importe de la operación pagada) / Importe total de pagos realizados.
(3) Σ (Número de días pendientes de pago * importe de la operación pendiente de pago) / Importe total de pagos pendientes.

El periodo medio de pago a proveedores máximo legal establecido en las disposiciones transitorias de la Ley 15/2010 es de 60 días.

(20) SITUACIÓN FISCAL

20.1) Impuesto sobre beneficios

En materia impositiva y, en particular, de gravamen sobre el beneficio, el Grupo Repsol se encuentra sometido a la normativa de distintas jurisdicciones fiscales, dada la dispersión geográfica y el marcado carácter internacional de las actividades realizadas por las sociedades que lo integran.

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 y, en ocasiones, por el gravamen de ese resultado en más de un país (doble imposición).

a) En España

La mayoría de las entidades residentes en territorio español tributan en el Impuesto sobre Sociedades por el régimen de consolidación fiscal. En este régimen las sociedades integradas en el Grupo fiscal determinan conjuntamente el resultado impositivo 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 2016 es de 55, 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. y, que aplica la normativa foral de Vizcaya en el Impuesto sobre Sociedades.

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 individual.

Las sociedades españolas, ya tributen de manera individual o consolidada, están sujetas durante 2016 a un tipo general de gravamen del 25%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., que tributa individualmente por el régimen especial de hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 30%, y el grupo Petronor, en virtud de la normativa foral de Vizcaya, tributa a un tipo de gravamen del 28%.

Destacamos a continuación un resumen de las reformas legislativas introducidas en España más relevantes para el Grupo Repsol:

- El 30 de septiembre de 2016 se aprobó el Real Decreto-ley 2/2016 que modifica el sistema de pagos fraccionados a cuenta de la liquidación del Impuesto sobre Sociedades. Dicho Real Decreto-ley reintroduce en nuestro ordenamiento tributario el sistema de “pago mínimo” aplicable a grandes empresas (básicamente, el 23% del resultado contable). Para el Grupo Repsol, la citada medida supone un considerable aumento de los pagos a cuenta del impuesto, que no sólo anticiparán el pago del impuesto definitivo sino que lo excederán con creces. Estos excesos deben ser devueltos por la Administración tributaria.
- El pasado 2 de diciembre de 2016 el Consejo de Ministros aprobó un paquete de medidas tributarias entre las que destacan, por su relevancia, las contenidas en el Real Decreto-ley 3/2016. Entre otras, el mencionado Real Decreto-ley ha introducido, con diferente vigencia temporal, (i) limitaciones cuantitativas en la compensación de bases imponibles negativas y deducciones en cuota por doble imposición, (ii) obligación de reversión de deterioros de participaciones en filiales deducidos

fiscalmente y (iii) restricciones en el aprovechamiento fiscal de pérdidas generadas en relación con transmisiones de participaciones significativas en filiales o establecimientos permanentes. De acuerdo con las mejores estimaciones y análisis efectuados, Repsol considera que las citadas medidas supondrán una anticipación de las salidas de caja futuras y una extensión del horizonte temporal de aprovechamiento de créditos fiscales.

Por último se ha tenido recientemente conocimiento de la sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea, de 21 de diciembre de 2016, sobre el asunto relativo a la calificación o no como ayuda de estado del régimen fiscal para la deducibilidad del fondo de comercio en adquisiciones significativas en entidades no residentes (antiguo artículo 12.5 del Texto Refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades). Dicha sentencia no resuelve el fondo del asunto y obliga al Tribunal de instancia (en este caso el Tribunal General de la Unión Europea) a pronunciarse sobre la compatibilidad de la medida a la luz de concepto acordado de "ventaja selectiva". El desenlace del proceso abierto no tendrá impacto para el Grupo, pues Repsol ha hecho un uso limitado de dicho incentivo y, en todo caso, en relación con inversiones que en ningún supuesto se verían afectadas por la posible calificación como ayuda de Estado de la medida (inversiones previas a 21 de diciembre de 2007).

b) En el resto de países

El resto de sociedades del Grupo tributan en cada uno de los países en los que desarrollan sus actividades aplicando el Impuesto sobre beneficios vigente en dichos territorios. 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 territorios 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, en 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:

País	Tipo de Gravamen
Argelia [(1)]	30% - 38%
Bolivia	25%
Canadá [(2)]	27%
Ecuador	22%
Estados Unidos [(3)]	35%
Indonesia	40% - 48%
Libia	65%
Malasia	38%
Noruega	78%
Países Bajos	25%
Perú	28% - 30%
Portugal	22,5% - 29,5%
Timor Oriental	30%
Trinidad y Tobago	55% - 57,2%
Venezuela	34% (Gas) y 50% (Petróleo)
Vietnam	32% - 50%

(1) Más el impuesto sobre Beneficios Excepcionales (TPE).
(2) Tipo federal y provincial.
(3) Tipo federal.

20.2) Gasto devengado contablemente por impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre beneficios para los ejercicios 2016 y 2015, de acuerdo con el criterio indicado en el apartado 24 de la Nota 2, es el siguiente:

	Millones de euros	
	2016	2015
Impuesto corriente del ejercicio	(469)	181
Ajustes al impuesto corriente [1]	(43)	(10)
Impuesto sobre beneficios corriente (a)	**(512)**	**171**
Impuesto diferido del ejercicio	6	765
Ajustes al impuesto diferido	115	60
Impuesto sobre beneficios diferido (b)	**121**	**825**
(Gasto) / Ingreso por impuesto sobre beneficios (a+b)	**(391)**	**996**

[1] Corresponde principalmente a regularizaciones de ejercicios anteriores y movimientos de provisiones.

La conciliación del "Gasto por impuesto sobre beneficios" registrado 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:

	Millones de euros	
	2016	2015
Resultado contable antes de impuestos y antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación	**1.677**	**(2.263)**
Tipo nominal general del impuesto sobre beneficios en España [1]	25%	28%
(Gasto) / Ingreso por impuesto sobre beneficios al tipo nominal	**(422)**	**634**
Resultados que tributan a tipos nominales diferentes al general español	(56)	422
Deducciones fiscales	39	39
Gastos no deducibles	(50)	(14)
Pérdidas fiscales por las que no se ha reconocido un activo por impuesto diferido	(143)	(100)
Revaluación impuestos diferidos por tipo de cambio	(2)	(79)
Resultados exentos para evitar la doble imposición	91	117
Provisión por riesgos fiscales	(68)	-
Activación de créditos fiscales	203	-
Otros conceptos	17	(23)
(Gasto) / Ingreso por impuesto sobre beneficios	**(391)**	**996**

[1] El 28 de noviembre de 2014 se aprobó la Ley 27/2014, que establece un tipo general del gravamen del 28% para el ejercicio 2015 y del 25% a partir del ejercicio 2016. También se reduce el tipo aplicable al Régimen Especial de Hidrocarburos al 33% para el ejercicio 2015 y al 30% a partir del ejercicio 2016.

20.3) Impuestos diferidos

En 2016, el Grupo presenta los activos y pasivos por impuestos diferidos por su importe neto en la misma entidad o sujeto fiscal. La composición de los activos y pasivos por impuestos diferidos reconocidos en el balance, en función de los conceptos que los originan, es la siguiente:

	Millones de Euros	
	2016	2015
Por pérdidas, deducciones y similares	4.801	4.152
Provisiones por desmantelamiento de campos	1.072	1.243
Otros impuestos diferidos	634	570
Otras provisiones	378	259
Provisiones para el personal	113	66
Diferencias de amortizaciones	(3.631)	(3.147)
Total impuesto diferido [1]	**3.367**	**3.143**

[1] Como consecuencia de la adquisición de ROGCI, en 2015 se registró, por diversos conceptos, un impuesto diferido neto de 473 millones de euros a 8 de mayo de 2015.

El Grupo Repsol sólo reconoce activos por impuesto diferido cuando considera probable que las entidades (individualmente o de forma consolidada) que los han generado van a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales con las que poder hacerlos efectivos.

Con ocasión de cada cierre contable, se revisan los impuestos diferidos registrados, con el fin de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose, en su caso, las oportunas modificaciones, de acuerdo con los resultados de los análisis realizados. Dichos análisis se basan en: (i) la construcción de hipótesis para analizar la existencia de suficientes ganancias fiscales que permitan compensar dichas pérdidas fiscales a partir de la metodología establecida para verificar la existencia de indicios de deterioro en sus activos (ver Nota 3); (ii) la evaluación de las estimaciones de resultados de cada entidad o grupo fiscal de acuerdo con el plan estratégico del Grupo (iii) el período y límites establecidos en la legislación de cada país para la recuperación de los créditos fiscales.

Los activos fiscales correspondientes a bases imponibles negativas y a deducciones pendientes de aplicar, que ascienden a 4.801 millones de euros, corresponden principalmente a:

- España. Los créditos fiscales reconocidos por el Grupo 6/80 ascienden a 1.694 millones euros. De acuerdo con el Plan Estratégico del Grupo, se estima que dichos créditos fiscales se habrán recuperado en su mayoría, en un plazo de 10 años.

- Estados Unidos. Los créditos fiscales reconocidos en Estados Unidos ascienden a 2.106 millones euros. El Grupo prevé que dichos créditos fiscales se habrán recuperado en su mayoría en un plazo de 10 años.

- Noruega. Los créditos fiscales reconocidos en Noruega ascienden a 198 millones euros. El Grupo considera que los mismos se habrán recuperado en su mayoría en un plazo de 10 años.

- Canadá. Los créditos fiscales reconocidos en Canadá ascienden a 389 millones euros. El Grupo prevé que dichos créditos fiscales se habrán recuperado en un plazo de 10 años.

Asimismo, el Grupo tiene activos por impuestos diferidos no registrados al cierre del ejercicio 2016 y 2015 que ascienden a 3.821 y 1.081 millones de euros, respectivamente.

El Grupo tiene pasivos por impuestos diferidos no registrados por importe de 93 y 105 millones de euros al cierre de 2016 y 2015 respectivamente. Corresponden, principalmente, a diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en sociedades dependientes, asociadas y establecimientos permanentes que cumplen los requisitos establecidos en las NIIF para aplicar la excepción de registro.

20.4) Actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal

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.

Los ejercicios abiertos a inspección de las Sociedades del Grupo más relevantes, respecto de los principales impuestos a los que se hallan sujetas, son los siguientes:

País	Ejercicios abiertos a inspección
Argelia	2012 – 2016
Australia	2012 – 2016
Bolivia	2011 – 2016
Canadá	2007 – 2016
Colombia	2009 – 2015
Ecuador	2013 – 2016
España	2010 – 2016
Estados Unidos	2011 – 2016
Indonesia	2011 – 2016
Libia	2009 – 2016
Malasia	2012 – 2016
Países Bajos	2011 – 2016
Papúa Nueva Guinea	2013 – 2016
Perú	2012 – 2016
Portugal	2013 – 2016
Singapur	2012 – 2016
Timor Oriental	2011 – 2016
Trinidad y Tobago	2012 – 2016
Venezuela	2012 – 2016

Cuando se plantean diferentes interpretaciones de la normativa fiscal aplicable a determinadas operaciones entre Repsol y las autoridades fiscales, el Grupo actúa con las autoridades 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 este se han producido actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal contrarias a las pretensiones del Grupo que han dado lugar a situaciones litigiosas y que podrían poner de manifiesto pasivos fiscales contingentes. 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, sobre la base del 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. De acuerdo con 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 general 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. No obstante, en la combinación de negocios del Grupo en Talisman (ver Nota 4), de acuerdo con la NIIF 3 "*Combinaciones de negocios*" se han provisionado contingencias cuyo riesgo ha sido calificado como posible. Los importes provisionados se calculan de acuerdo con la mejor estimación de la cuantía necesaria 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 los principales litigios de naturaleza fiscal que afectan al Grupo Repsol son los siguientes:

Bolivia

Repsol E&P Bolivia, S.A. e YPFB Andina, S.A. tienen varios litigios contra actos administrativos que

niegan la deducibilidad de los pagos por regalías y participaciones hidrocarburíferas en el Impuesto a las Utilidades de las Empresas antes de la nacionalización del sector petrolero.

Los primeros procedimientos de Repsol E&P Bolivia, S.A. e YPFB Andina, S.A. fueron resueltos desfavorablemente por el Tribunal Supremo y confirmados por el Tribunal Constitucional.

La compañía mantiene otros litigios por los mismos asuntos, considerando que su posición está expresamente refrendada en la Ley 4115, de 26 de septiembre de 2009.

Brasil

Petrobras, como operador del bloque BM-S-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 vinculados a movimientos de materiales y equipos desde tierra firme hasta la plataforma de perforación marina. El criterio adoptado por Petrobras está alineado con la práctica generalizada de la industria. El litigio ha sido resuelto de forma favorable para el contribuyente en la primera instancia judicial, habiéndose interpuesto recurso por el Estado de San Pablo.

Por otra parte, Petrobras, como operadora de los consorcios Albacora Leste, BM S-7 y BMS 9 recibió actas de infracción por varios impuestos y por los ejercicios 2008 a 2012, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de plataformas de exploración y servicios relacionados utilizados en los bloques mencionados. El 3 de octubre de 2016, la primera instancia administrativa ha desestimado el recurso de Petrobras, habiéndose interpuesto recurso.

Asimismo, Repsol Sinopec Brasil recibió notificación de actas de infracción por retenciones (ejercicios 2009 y 2011), en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de embarcaciones de exploración y servicios relacionados, utilizados en los bloques BM S-48 y BMC33 en los que Repsol Sinopec Brasil es operador. La compañía considera que su actuación se ajusta a la práctica generalizada del sector y es conforme a Derecho. Actualmente el proceso se encuentra en segunda instancia administrativa federal.

Canadá

La Administración canadiense ("*Canada Revenue Agency*", CRA) denegó la aplicación de incentivos fiscales relacionados con los activos de Canaport. La compañía recurrió las actas de inspección (2005-2008). El 27 de enero de 2015 el *Tax Court* de Canadá dictó sentencia favorable para Repsol. No obstante, dicha sentencia fue recurrida ante el Tribunal Federal de Apelaciones.

Igualmente, el CRA efectúa con carácter periódico revisiones de la situación tributaria de las sociedades del Grupo Talisman residentes en Canadá. Desde 2015, se vienen efectuando actuaciones de comprobación e investigación relacionadas con los ejercicios 2006 a 2010.

Ecuador

El Servicio de Rentas Internas de Ecuador (SRI) ha denegado la deducibilidad, en el Impuesto a la Renta (ejercicio 2003 a 2010), de los pagos de tarifa por 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 Corte Nacional de Justicia ha desestimado los recursos correspondientes a los ejercicios 2003 y 2005, argumentando cuestiones procesales y sin entrar en el fondo de la cuestión.

Por otro lado, el SRI ha cuestionado, para los ejercicios 2004 a 2010, el criterio de fijación del precio de referencia aplicable a las ventas de la producción del Bloque 16, en el que Repsol Ecuador, S.A. tiene una participación del 35%. La Corte Nacional de Justicia ha desestimado el recurso del ejercicio 2005, argumentando cuestiones procesales y sin entrar en el fondo de la cuestión.

Por otra parte la compañía Oleoducto de Crudos Pesados, S.A. (OCP), 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 una primera 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 y ordenó que se dictara un nuevo fallo. Adicionalmente, el Gobierno destituyó a los miembros de la Corte Nacional que habían fallado a favor de la compañía. Posteriormente, la Corte Nacional ha emitido resoluciones favorables a los intereses del SRI para los ejercicios 2003 a 2006. OCP recurrió ante la Corte Constitucional que ha desestimado los recursos. Se ha comunicado al Gobierno de Ecuador la posibilidad de interponer una demanda de arbitraje internacional.

España

En 2013 finalizaron 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 anularon 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, éstas han sido anuladas en su totalidad por los Tribunales de justicia.

Por otra parte, las liquidaciones y sanciones derivadas de los procedimientos de comprobación de los ejercicios 2006 a 2009, por el impuesto sobre Sociedades y retenciones, todavía no son firmes en vía administrativa. Los asuntos discutidos, que están relacionados principalmente con precios de transferencia, deducción de pérdidas por inversiones en el extranjero y deducciones por inversiones, 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.

En relación con la sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea de 27 de febrero de 2014, que declaró contrario al Derecho comunitario el Impuesto sobre la Venta Minorista de Determinados Hidrocarburos (IVMDH) que estuvo vigente desde 2002 hasta 2012, Repsol ha iniciado diversos procedimientos ante las Autoridades fiscales españolas en interés de sus clientes y en defensa de sus derechos para obtener la devolución de los importes indebidamente ingresados por el IVMDH.

Por otro lado, en el ejercicio 2016 se han seguido desarrollando los procedimientos de inspección del impuesto sobre Sociedades, sobre el valor añadido y otros impuestos y retenciones, por los ejercicios 2010-2013, habiéndose firmado actas con acuerdo por retenciones a cuenta.

Indonesia

Las autoridades fiscales de Indonesia vienen cuestionando diversos aspectos relativos a la imposición sobre el beneficio de los establecimientos permanentes que el Grupo tiene en el país. En su caso, los litigios en los que se sustancian las mencionadas actuaciones se encuentran recurridos en fase administrativa o pendientes de resolución en vía judicial.

Malasia

Repsol Oil & Gas Malaysia Ltd. y Repsol Oil & Gas Malaysia (PM3) Ltd., filiales del Grupo con actividad en Malasia, recibieron una notificación de la *"Inland Revenue Board" (IRB)* por los ejercicios 2007, 2008 y 2011 en la que se cuestiona principalmente la deducibilidad de determinados gastos. Las actuaciones mencionadas se encuentran en sede administrativa previa a la judicial.

Timor Oriental

Las autoridades de Timor Oriental han cuestionado a Repsol Oil & Gas Australia (JPDA 06-105) Pty Limited, la deducibilidad de ciertos gastos en el impuesto sobre beneficios. Actualmente se encuentra en fase de discusión con las autoridades, sin que exista ninguna resolución administrativa firme ni procedimiento judicial al respecto.

Trinidad y Tobago

En 2015 la compañía BP Trinidad & Tobago LLC, en la que participa Repsol con un 30% junto al Grupo BP, firmó un acuerdo con las autoridades locales ("*Board of Inland Revenue*") para resolver la mayoría de las cuestiones en disputa en relación con los ejercicios 2003 a 2009 sobre varios impuestos: "*Petroleum Profit Tax*" (impuesto sobre sociedades), "*Supplemental Petroleum Tax*" (impuesto a la producción), retenciones sobre rentas de no residentes y los asuntos recurrentes para los años no inspeccionados (ejercicios 2010-2014).

Posteriormente, la Administración dictó una nueva acta por la que exigía pagos adicionales en relación con los ejercicios 2007-2009 (que estaban incluidos en el acuerdo antes mencionado y por tanto se consideraban ya revisados y cerrados). La compañía interpuso el oportuno recurso administrativo y en 2016 el Tribunal Administrativo ha aceptado que tales periodos quedaron ya cerrados.

Dada la incertidumbre generada por la materialización de los riesgos fiscales existentes asociados a litigios y otras contingencias fiscales, el Grupo tiene dotadas provisiones que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos. El importe registrado en el balance del Grupo a 31 de diciembre de 2016 asciende a 1.376 millones de euros (1.524 millones de euros de diciembre 2015).

(21) INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN

21.1) Ventas e ingresos por prestación de servicios

La distribución los epígrafes "*Ventas*" e "*Ingresos por prestación de servicios*" por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, es la siguiente:

	Millones de euros	
Áreas Geográficas	2016	2015
España	20.727	20.816
Unión Europea	4.885	6.473
Países O.C.D.E.	3.190	4.704
Resto de países	5.887	7.744
Total	**34.689**	**39.737**

Este epígrafe 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 6.249 millones de euros en 2016 y 6.205 millones de euros en 2015.

21.2) Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y enajenaciones de inmovilizado

Los citados ingresos recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2016	2015
Beneficios por enajenación de inmovilizado	1.002	551
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro	623	110
Total	**1.625**	**661**

En 2016 los beneficios por enajenación de inmovilizado corresponden fundamentalmente a (ver Nota 4.1): i) la venta de parte de los activos de gas canalizado en España por un importe de 464 millones de euros, ii) la

venta del 10% de la participación en Gas Natural SDG, S.A. por importe de 233 millones de euros, iii) la venta del negocio eólico en Reino Unido por importe de 101 millones de euros, iv) la venta del negocio de GLP en Perú y Ecuador por importe de 129 millones de euros, v) la desinversión en Repsol E&P T&T Limited por importe de 17 millones de euros y vi) la desinversión en el proyecto Tangguh LNG por importe de 21 millones de euros.

En 2015 los beneficios por enajenación de inmovilizado correspondían fundamentalmente a: i) la venta de la participación en la Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. "CLH" por importe de 293 millones de euros, ii) la venta de licencias exploratorias en Canadá por importe de 60 millones de euros, iii) la venta de parte de los activos de gas canalizado en España por un importe de 51 millones de euros y iv) diversas operaciones de compra y venta de acciones de Gas Natural SDG, S.A. por 109 millones de euros.

21.3) Otros ingresos de explotación

Este epígrafe incluye, entre otros, los ingresos reconocidos por la valoración de instrumentos derivados comerciales (ver Nota 17) y la aplicación con abono a resultados de provisiones (ver Nota14).

Asimismo, en 2016 este epígrafe incluye 80 millones de euros correspondientes a la reclamación por los daños ocasionados por la aplicación de la fórmula de precios máximos de venta de GLP envasado regulado establecida en la Orden ITC/2608/2009 (Orden que fue anulada por la Sentencia del TS de 19 de junio de 2012) durante el cuarto trimestre de 2009 y el ejercicio 2010 (Ver nota 29 y Anexo IV). Adicionalmente, se han reconocido en el epígrafe de ingresos financieros, 21 millones de euros correspondientes a los intereses legales asociados a los procedimientos judiciales en reclamación de los daños ocasionados por dicha Orden.

En 2015 se reconocieron ingresos por importe de 37 millones de euros en relación con los daños ocasionados por la aplicación de la anterior fórmula durante el ejercicio 2011 y los tres primeros trimestres de 2012.

Por último, este epígrafe incluye las subvenciones de explotación registradas como ingreso en los ejercicios 2016 y 2015 por importe de 25 y 28 millones de euros respectivamente.

21.4) Aprovisionamientos

El epígrafe "*Aprovisionamientos*" recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2016	2015
Compras	24.325	28.028
Variación de existencias	(710)	805
Total	**23.615**	**28.833**

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 e ingresos por prestación de servicios*" de esta nota.

21.5) Gastos de personal

El epígrafe "*Gastos de personal*" recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2016	2015
Remuneraciones y otros	2.045	1.624
Costes de seguridad social	456	505
Total	**2.501**	**2.129**

En 2016, en "*Remuneraciones y otros*", incluye los gastos incurridos por reestructuración de plantillas correspondientes fundamentalmente al plan de despido colectivo en España (ver Nota 14), los ajustes por la reestructuración de plantilla en países y los cambios en el equipo directivo.

21.6) Otros gastos de explotación

El epígrafe *"Otros gastos de explotación"* recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2016	2015
Transportes y fletes	**1.166**	**1.356**
Tributos	**320**	**318**
Servicios exteriores	**3.551**	**3.852**
Suministros	736	912
Gastos de operadores [1]	533	514
Servicios de profesionales independientes	470	488
Arrendamientos y cánones	406	434
Reparación y conservación	340	360
Publicidad	76	105
Primas de seguros	80	82
Servicios bancarios y similar	29	30
Otros	881	927
Otros gastos	**893**	**929**
Total	**5.930**	**6.455**

[1] Incluye, entre otros, gastos por servicios de consignación en las instalaciones de CLH, servicios de envasado, almacenamiento, carga, transporte y expedición del producto.

En relación a los arrendamientos operativos desglosados en la tabla anterior, corresponden principalmente a contratos de arrendamientos con estaciones de servicio, no siendo ningún contrato de forma individual significativo respecto al resto.

Los pagos mínimos futuros no cancelables asociados a estos arrendamientos a 31 de diciembre de 2016 se detallan a continuación:

	Millones de euros
2017	276
2018	179
2019	159
2020	148
2021	141
Ej. Posteriores	719
TOTAL	**1.622**

21.7) Gastos de exploración

La distribución por continente de los gastos reconocidos en la cuenta de resultados por la actividad exploratoria (ver Nota 2.2.8.c) es:

	Millones de euros	
	2016	2015
Europa	133	350
América	173	732
Africa	140	602
Asia	6	118
Oceanía	89	3
Total	**541**	**1.805**

Los gastos de exploración en 2016 y 2015 ascienden a 541 y 1.805 millones de euros, de los cuales 241 y 793 millones de euros se encuentran registrados en el epígrafe "*Amortizaciones de inmovilizado*" y 96 y 782 millones de euros en el epígrafe "*Dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de inmovilizado*" en 2016 y 2015, respectivamente.

Para más información véase la Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (información no auditada) que se publica como información complementaria mediante hecho

relevante a la fecha de publicación de las presentes cuentas anuales consolidadas (https://www.repsol.com).

21.8) Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado

Los citados gastos recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2016	2015
Dotación de provisiones por deterioro	905	3.870
Pérdidas por enajenación de inmovilizado	42	54
Total	**947**	**3.924**

(22) DETERIORO DE ACTIVOS

22.1) Test de deterioro de los activos

El Grupo ha evaluado el valor recuperable de sus unidades generadoras de efectivo de acuerdo con la metodología descrita en la Nota 3 y conforme a los escenarios económicos previsibles de sus planes de negocio. Las principales hipótesis utilizadas se describen a continuación:

a) Senda de precios:

	2017	2018	2019	2020	2021	Siguientes
Brent ($/ barril)	55	65	75	85	87	+2%
HH ($/ Mbtu)	3,2	3,7	4,2	4,8	4,9	+2%

b) Tasas de descuento [1]:

	2016	2015
UPSTREAM [2]		
Latinoamérica-Caribe	7,7% - 19%	7,7% - 14,4%
Europa, África y Brasil	7,0% - 13%	6,9% - 12,2%
Norteamérica	7,9% - 8,1%	8,0% - 8,2%
Asia y Rusia	8,3% - 11,8%	8,4% - 12,2%
DOWNSTREAM [3]	4,2% - 9,6%	4,2% - 9,9%

(1) En 2016 no ha habido variaciones significativas en el riesgo-país respecto a 2015 salvo por el caso de Venezuela (ver apartado 2 de esta Nota), ni variaciones relevantes en las βetas de 2016 comparado con 2015 por lo que su efecto sobre la variación de la WACC es poco significativo.
(2) Tasas de descuento en dólares.
(3) Tasas de descuento en euros y en dólares.

En 2016 se han reconocido unas dotaciones, netas de reversiones, por deterioro de valor de activos por importe de -488 millones de euros (-4.135 millones de euros en 2015[1]), los cuales se corresponden principalmente con inmovilizado intangible y material -276 millones de euros (ver Nota 6 y 7) y con inversiones contabilizadas por el método de la participación -187 millones de euros (ver Nota 8).

[1] En 2015 corresponde a inmovilizado intangible y material -3.760 millones de euros (ver Nota 6 y 7) y a inversiones contabilizadas por el método de la participación -375 millones de euros en 2015 (ver Nota 8).

Activos *Upstream*

En el segmento *Upstream*, se han registrado deterioros netos de valor de sus activos por importe de -255 millones de euros principalmente en:

- Norteamérica -132 millones de euros, que incluye: (i) deterioros de valor en activos no convencionales por la evolución prevista de los perfiles de producción, así como (ii) la reversión de la provisión por deterioro en el área de Greater Edson por importe de 185 millones de euros debido principalmente a la reducción prevista de costes por mayores eficiencias operativas.
- Latinoamérica -85 millones de euros, que incluye: (i) deterioros de valor en activos de Venezuela (-196 millones de euros) por el incremento de la tasa de descuento como consecuencia de la evolución de los indicadores de riesgo país (19% versus 14,4% en 2015), así como (ii) la reversión de la provisión por deterioro en el campo Akacias por importe de 117 millones de euros por menores costes previstos de operación.
- Otros países (-38 millones de euros) principalmente Sudeste Asiático y Norte de África.

En 2015 se registraron deterioros por importe de -3.633 millones de euros por la significativa bajada de los precios futuros esperados y el aumento de las tasas de descuento (Norteamérica -1.080 millones de euros, Sudeste Asiático -554 millones de euros, Latinoamérica -834 millones de euros, Europa y Norte de África -383 millones de euros y activos exploratorios -782 millones de euros).

El valor recuperable de los activos deteriorados asciende a 10.689 millones de euros.

Activos *Downstream*

En el segmento del *Downstream,* los menores precios de la energía y de la materia prima suponen en términos generales una mejor valoración de sus negocios.

Sin embargo, se ha registrado un deterioro de los activos del negocio de *Gas&Power* en Norteamérica (planta de regasificación de Canaport y compromisos asociados a los gaseoductos para el transporte de gas) por un importe de 175 millones de euros como consecuencia de la evolución prevista de los márgenes del gas (362 millones de euros en 2015). La tasa de descuento utilizada en 2016 para el cálculo del valor recuperable de dicho activo ha sido del 5,5%.

22.2) Sensibilidades

Las variaciones en las curvas de precios futuros estimados o en las tasas de descuento utilizadas (ver Nota 3) afectarían al importe del deterioro del valor de los activos del Grupo Repsol. Las principales sensibilidades a esas variaciones, sin tener en cuenta las posibles adaptaciones de los planes operativos que permitirían mitigar el impacto negativo de dichas variaciones, se indican a continuación:

		Millones de euros	
	Incremento (+) / descenso (-)	Resultado de explotación	Resultado Neto
Variación en los precios del crudo y gas	+10%	1.191	874
	-10%	(2.454)	(1.836)
Variación en la tasa de descuento	+100 p.b.	(1.038)	(778)
	-100 p.b.	753	588

22.3) Riesgos geopolíticos

Repsol está expuesta a riesgos derivados de circunstancias económicas, sociales o políticas singulares que pueden presentarse en determinados países (cambios regulatorios inesperados, alta volatilidad del tipo de cambio, altos niveles de inflación, posibilidad de crisis económico-financieras o situaciones de inestabilidad política o de tensiones sociales y disturbios públicos…) y que podrían tener un impacto negativo en sus

negocios.

En la valoración de sus activos a efectos del test de deterioro, Repsol considera los riesgos geopolíticos a los que está expuesta, bien a través de sus estimaciones de flujos de caja, bien a través del cálculo de sus tasas de descuento.

De acuerdo con las clasificaciones contenidas en el *Country Risk Rating* de *IHS Global Insight* y el *Country Risk Score* del *Economist Group*, los países en los que el Grupo Repsol está expuesto a un especial riesgo geopolítico son Venezuela, Libia, Argelia y Ecuador.

Venezuela:

Repsol tiene una importante presencia en Venezuela, donde desarrolla sus operaciones a través de las empresas mixtas de crudo E.M. Petroquiriquire, S.A. y E.M. Petrocarabobo, S.A., así como de las licenciatarias de gas Quiriquire Gas y Cardón IV, S.A. (ver Nota 8). La producción media en Venezuela, principalmente de gas, en 2016 alcanza los 76,2 miles de barriles equivalentes de petróleo día (47,7 en 2015) y sus reservas probadas a 31 de diciembre ascienden a 595 millones de barriles equivalentes de petróleo.

La exposición patrimonial de Repsol en Venezuela a 31 de diciembre asciende a unos 2.273 millones de euros, que incluyen fundamentalmente la financiación en dólares otorgada a las filiales venezolanas.

Venezuela tiene un sistema cambiario regulado que ha sufrido devaluaciones recientes, una economía que presenta altos niveles de inflación y un sector petrolero con una elevada intervención y participación del sector público.

- Sistema cambiario. Desde febrero de 2003 está en vigor en Venezuela un régimen de control cambiario gestionado por el Banco Central de Venezuela y el Ministerio del Poder Popular de Economía y Finanzas. Estos organismos han dictado diversas normas que han venido regulando las modalidades de compra venta de divisas en Venezuela. Más recientemente, el 10 de marzo de 2016 entró en vigor el Convenio Cambiario nº 35, estableciendo un nuevo esquema de administración de divisas consistente en dos tipos de cambio diferenciados: (i) Protegido (DIPRO): con una cotización inicial de 10 Bs/$ y dirigido únicamente a bienes y servicios y remesas identificadas como prioritarias; y (ii) Complementario (DICOM): tipo de cambio flotante controlado que se aplica con carácter general. Su cotización inicial fue de 207 Bs/$ y a 31 de diciembre de 2016 674 Bs/$.

  Adicionalmente, desde 2004 es aplicable el Convenio Cambiario nº 9 a los ingresos de Empresas Mixtas provenientes de las exportaciones de hidrocarburos. Estos ingresos podrán mantenerse en cuentas en divisas en el exterior con el fin de atender los pagos y desembolsos que corresponda realizar fuera de Venezuela. El 27 de mayo de 2016, entró en vigor el Convenio Cambiario nº 37, que permite a las empresas privadas titulares de licencias de gas (Cardón IV, S.A.) el mantenimiento de los ingresos en dólares propios de su actividad en el exterior, con el fin de atender los pagos y desembolsos que corresponda realizar fuera de Venezuela. Asimismo, establece que dichas sociedades no podrán adquirir divisas a través de los sistemas cambiarios oficiales.

  En este contexto, Repsol mantiene el dólar como moneda funcional de la mayor parte de sus negocios de exploración y producción de hidrocarburos en Venezuela (principalmente desarrollados a través de sus inversiones contabilizadas por el método de la participación Cardón IV, S.A., Empresa Mixta Petroquiriquire, S.A. y Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A.), si bien, a efectos fiscales, el bolívar es la moneda de referencia para las liquidaciones de impuestos.

  En las compañías cuya moneda funcional es el bolívar (fundamentalmente Quiriquire Gas, S.A), Repsol ha utilizado para la elaboración de los presentes estados financieros el tipo de cambio DICOM para la conversión de bolívares a euros.

- Inflación. Según la información publicada por el Banco Central, la tasa de inflación ha sido 68,5% en 2014 y 180,9% en 2015. Durante 2016, el Banco Central de Venezuela no ha publicado oficialmente el dato de inflación acumulada; sin embargo, según informes no oficiales, la inflación acumulada a 31 de diciembre de 2016 se estima que asciende al 525,1%.

- Regulación y participación pública en el sector de Oil & Gas. Repsol desarrolla su actividad a través de empresas mixtas cuya constitución y condiciones para realizar sus actividades primarias requieren la aprobación previa de la Asamblea Nacional. En el caso de las restantes compañías, tales como Cardón IV y Quiriquire Gas, sus Licencias son otorgadas por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo. Para más información en relación al régimen jurídico de las empresas mixtas y el marco regulatorio vigente en Venezuela véase el Anexo IV.

En 2016 y 2015 se han reconocido deterioros de valor de los activos del Grupo en Venezuela por importe de 196 y 408 millones de euros respectivamente.

El 6 de octubre de 2016, Petroquiriquire, S.A., Repsol y PDVSA firmaron varios acuerdos para reforzar la estructura financiera de la primera y permitir el desarrollo de su Plan de Negocios, que incluyen (i) el otorgamiento por Repsol de una línea de crédito por importe de hasta 1.200 millones de dólares con una garantía de PDVSA, que se destinarán al pago de dividendos de Repsol, de inversiones de capital y gastos operativos de Petroquiriquire; y (ii) el compromiso de PDVSA de ceder a Petroquiriquire, S.A. los pagos derivados de contratos de venta de crudo u otros medios, en cuantía suficiente para pagar inversiones de capital y gastos operativos de la empresa mixta no cubiertos por la financiación de Repsol, servicio de la deuda y pago de los dividendos de Repsol generados cada ejercicio. A 31 de diciembre la disposición de dicha línea de crédito ha ascendido a 544 millones de dólares, que corresponden fundamentalmente al pago a Repsol de los dividendos pendientes de los años 2010 a 2013.

Libia

Repsol está presente en Libia desde los años 70, cuando inició las actividades exploratorias en la Cuenca de Sirte. A 31 de diciembre de 2016 Repsol dispone de derechos mineros en este país sobre dos áreas contractuales (con actividades en exploración, desarrollo y producción) y las reservas probadas ascienden a 97 millones de barriles equivalentes de petróleo.

La exposición patrimonial de Repsol en Libia a 31 de diciembre asciende a unos 510 millones de euros.

En 2013 y 2014, como consecuencia de la situación de inestabilidad en el país, de manera intermitente se produjeron paradas parciales o totales de producción, no programadas, que afectaron a los campos de los bloques NC-115 y NC-186 en la cuenca de Murzuq.

Como consecuencia del empeoramiento de las condiciones de seguridad, la producción estuvo interrumpida desde noviembre de 2014 hasta el pasado mes de diciembre (en los campos A del bloque NC-115, M y H). El 4 de enero de 2017 también se ha reiniciado la producción en el campo I/R (Bloques NC-186 y NC-115) y se espera que se reanude en el NC-186 en 2017.

Argelia

Repsol cuenta en Argelia con 2 bloques de exploración (Boughezoul y S.E. Illizi) y 6 bloques de producción/desarrollo (Reggane, Greater MLN, EMK, Menzel Ledjmet Sud-Est, Ourhoud y Tin Fouyé Tabankort (TFT)).

La producción media en Argelia en 2016 alcanzó los 16,8 miles de barriles equivalentes de petróleo día (14,6 en 2015) provenientes de los bloques Greater MLN, Tin Fouyé Tabankort (TFT) y Menzel Ledjmet Sud-Est.

Las reservas probadas netas estimadas a 31 de diciembre de 2016 ascienden a 27,4 millones de barriles equivalentes de petróleo. De la cifra de reservas probadas netas en torno al 50% corresponden al proyecto de

gas en desarrollo de Reggane que incluye el desarrollo de seis campos (Reggane, Kahlouche, Kahlouche Sud, Sali, Tiouliline, y Azrafil Sudest) y que está situado en el Sahara argelino en la cuenca de Reggane. 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%).

La exposición patrimonial asciende a unos 832 millones de euros.

Ecuador

Repsol dispone en este país de derechos de exploración y producción sobre dos bloques (Bloque 16 y Bloque 67/ Tivacuno), bajo la modalidad de contratos de prestación de servicios. Además, tiene una participación de un 29,66% en Oleoductos de Crudos Pesados de Ecuador, S.A. (OCP) que opera un oleoducto en el país.

La producción media en 2016 alcanzó los 7,6 miles de barriles equivalentes de petróleo día y sus reservas probadas a 31 de diciembre ascienden a 8 millones de barriles equivalentes de petróleo.

El valor contable de la inversión en Ecuador es nulo.

Brexit

En el referéndum celebrado el 23 de junio de 2016, el Reino Unido apoyó su salida de la Unión Europea, encontrándose actualmente inmerso en un proceso de decisión y de negociación de los términos de esta salida. Las consecuencias derivadas del mismo son todavía inciertas, afectando, entre otros factores, al valor de la libra frente al euro, el acceso al Mercado Único europeo tanto en circulación de bienes, como de servicios y capitales, o la valoración de las inversiones realizadas en el país. No obstante, en lo que se refiere a las actividades de extracción, transporte y comercialización de hidrocarburos, no se anticipan cambios sustanciales, toda vez que el Gobierno Británico ha mantenido la soberanía y el control sobre los aspectos clave con impacto sectorial como el proceso de licenciamiento de dominio minero y el marco fiscal en el que las compañías petroleras desarrollan sus actividades en el país.

Tras la venta del negocio eólico marino (ver Nota 4), la exposición del Grupo en Reino Unido se limita a su participación en *Repsol Sinopec Resources UK Limited* (RSRUK), cuya actividad se encuentra en una etapa madura siendo su moneda funcional el dólar. El valor de la inversión en RSRUK es nulo y se han dotado provisiones por las obligaciones asociadas a su participación (ver Nota 8).

(23) INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

El detalle por naturaleza de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2016 y 2015 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2016	2015
Ingresos financieros	140	118
Gastos financieros	(493)	(519)
Intereses de la deuda	**(353)**	**(401)**
Por tipo de interés	1	8
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	1	8
Por tipo de cambio	226	833
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	132	1.037
Diferencias de cambio	94	(204)
Otras posiciones	56	7
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	56	7
Resultado de posiciones [1]	**283**	**848**
Actualización financiera de provisiones	**(175)**	**(121)**
Intereses intercalarios [2]	**133**	**140**
Arrendamiento financiero	(143)	(147)
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros [3]	48	170
Otros ingresos	36	32
Otros gastos	(63)	(60)
Otros ingresos y gastos financieros	**(122)**	**(5)**
RESULTADO FINANCIERO	**(234)**	**461**

(1) Incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera (ver apartado 2.4 de la Nota 2) y los resultados registrados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados.

(2) Los intereses intercalarios se presentan en la cuenta de pérdidas y ganancias dentro del epígrafe "*Gastos financieros*".

(3) En 2016 y 2015 incluye, principalmente plusvalías generadas por la recompra de bonos de Talisman por importe de 49 y 213 millones de euros, respectivamente.

(24) BENEFICIO POR ACCIÓN

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el que se detalla a continuación:

Beneficio por acción (BPA)	**2016**	**2015**
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	1.736	(1.398)
Ajuste del gasto por intereses del bono perpetuo subordinado (millones de euros)	(28)	(22)
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones) [1]	1.478	1.487
BPA básico y diluido (euros/acción)	1,16	(0,95)

(1) El capital social registrado en circulación al 31 de diciembre de 2015 ascendía a 1.441.783.307 acciones, si bien el número medio ponderado de acciones en circulación para el cálculo del beneficio por acción a dicha fecha incluía el efecto de las ampliaciones de capital llevadas a cabo como parte del sistema de retribución a los accionistas "*Repsol Dividendo Flexible*", de acuerdo con la normativa contable aplicable (ver Nota 2 "*Bases de presentación*").

(25) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN

En los ejercicios 2016 y 2015 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	2016	2015
Resultado antes de impuestos		**1.871**	**(2.352)**
Ajustes de resultado:		**2.547**	**6.081**
Amortización del inmovilizado	6 y 7	2.529	3.124
Provisiones operativas netas dotadas	14 y 22	1.017	3.869
Resultado por enajenación de activos no comerciales	4 y 21	(960)	(471)
Resultado financiero	23	234	(461)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	8	(194)	89
Otros ajustes (netos)		(79)	(69)
Cambios en el capital corriente:		**(517)**	**1.370**
Incremento/Decremento Cuentas a cobrar		(215)	1.007
Incremento/Decremento Inventarios		(757)	1.232
Incremento/Decremento Cuentas a pagar		455	(869)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		**(11)**	**(163)**
Cobros de dividendos		920	363
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(264)	(128)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(667)	(398)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		**3.890**	**4.936**

(26) INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS

Repsol realiza transacciones con partes vinculadas dentro de las condiciones generales de mercado. 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.

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 2016 [1]
Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona [2]	10,05
Sacyr Vallehermoso, S.A. [3]	8,34
Temasek Holdings (Private) Limited [4]	4,79

Nota: Datos disponibles para la Sociedad a 31 de diciembre de 2016 provenientes 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).

(1) Datos previos al cierre de la ampliación de capital liberada descrita en el apartado 13.1 Capital social.
(2) La Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ostenta su participación a través de CaixaBank, S.A.
(3) Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L., Sacyr Investments, S.A. y Sacyr Securities, S.A.
(4) Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.

b. Administradores y directivos: entendiendo como tales los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité Ejecutivo Corporativo, que tienen consideración de "personal directivo" a efectos de este apartado (ver Nota 27.4).

c. Personas, sociedades o entidades del Grupo: incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación, que fundamentalmente son las transacciones realizadas con sociedades integradas por el método de la participación.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados a 31 de diciembre por operaciones con partes vinculadas:

Millones de euros	2016				2015			
GASTOS E INGRESOS	**Accionistas significativos**	**Administradores y directivos**	**Personas, sociedades o entidades del grupo**	**Total**	**Accionistas significativos**	**Administradores y directivos**	**Personas, sociedades o entidades del grupo**	**Total**
Gastos financieros	7	-	56	63	15	-	41	56
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-	-	-	1	1
Arrendamientos	1	-	2	3	1	-	3	4
Recepciones de servicios	18	-	168	186	14	-	306	320
Compra de bienes (terminados o en curso) (2)	-	-	1.433	1.433	-	-	6.409	6.409
Pérdidas por baja o enajenación de activos	-	-	3	3	-	-	-	-
Otros gastos	23	-	1	24	20	-	1	21
TOTAL GASTOS	**49**	**-**	**1.663**	**1.712**	**50**	**-**	**6.761**	**6.811**
Ingresos financieros	1	-	134	135	39	-	94	133
Contratas de gestión o colaboración	-	-	-	-	-	-	5	5
Arrendamientos	1	-	4	5	1	-	4	5
Prestaciones de servicios	7	-	4	11	8	-	7	15
Venta de bienes (terminados o en curso)(3)	125	-	511	636	96	-	645	741
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	233	233	-	-	52	52
Otros ingresos	-	-	68	68	-	-	93	93
TOTAL INGRESOS	**134**	**-**	**954**	**1.088**	**144**	**-**	**900**	**1.044**

Millones de euros	2016				2015			
OTRAS TRANSACCIONES	**Accionistas significativos**	**Administradores y directivos (1)**	**Personas, sociedades o entidades del grupo**	**Total**	**Accionistas significativos**	**Administradores y directivos (1)**	**Personas, sociedades o entidades del grupo**	**Total**
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	67	-	2	69	70	-	-	70
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) (4)	-	-	4.057	4.057	-	-	2.559	2.559
Contratos de arrendamiento financiero (arrendador)	-	-	2	2	-	-	4	4
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	32	-	124	156	23	-	23	46
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (5)	454	-	4.229	4.683	565	-	3.925	4.490
Garantías y avales prestados (6)	308	-	2.182	2.490	335	-	2.389	2.724
Garantías y avales recibidos	45	-	4	49	63	-	4	67
Compromisos adquiridos (7)	235	-	10.394	10.629	2.233	-	7.608	9.841
Compromisos / garantías cancelados	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos y otros beneficios distribuidos (8)	266	-	-	266	350	-	24	374
Otras operaciones (9)	1.018	-	-	1.018	1.386	-	-	1.386

(1) Incluye, en su caso, aquellas transacciones realizadas a 31 de diciembre con Administradores y Directivos no incluidas en la Nota 27 sobre Remuneraciones recibidas por los Administradores y Directivos, que corresponderían al saldo vivo a la fecha de los préstamos concedidos a la alta dirección y sus correspondientes intereses devengados así como los dividendos y otras retribuciones recibidas por tenencia de acciones de la Sociedad.

(2) A 31 de diciembre la columna "*Personas, sociedades o entidades del Grupo*" incluye, principalmente, compras de bienes con Gas Natural Fenosa (GNF), BPRY Caribbean Ventures LLC (BPRY) y Repsol Sinopec Brasil (RSB) por importe de 687, 184 y 478 millones de euros en 2016, respectivamente y 872, 424 y 490 millones de euros en 2015 (ver Nota 8).

(3) Incluye, principalmente, ventas de producto al grupo Gas Natural Fenosa (GNF), Iberian Lube Base Oil, S.A. (ILBOC) y BPRY Caribbean Ventures LLC (BPRY) por importe en 2016 de 176, 143 y 104 millones de euros y en 2015 de 226, 184 y 153 millones de euros, respectivamente.

(4) Incluye préstamos concedidos a sociedades del Grupo con sociedades integradas por el método de la participación (ver Nota 8), así como las líneas de crédito no dispuestas por estas sociedades.

(5) A 31 de diciembre la columna "*Accionistas significativos*" incluye líneas de crédito con la Caixa por el importe máximo concedido, que asciende a 358 millones de euros en 2016 y 2015. La columna "*Personas, sociedades o entidades del Grupo*" incluye fundamentalmente el préstamo concedido por Repsol Sinopec Brasil S.A. a sus accionistas (ver Nota 15 "*Pasivos financieros*"), así como las líneas de crédito no dispuestas con las sociedades integradas por el método de la participación.

(6) En 2016 y 2015 incluye 1.365 y 1.370 millones de euros, respectivamente, correspondientes a 3 garantías emitidas por Repsol S.A. en relación con los contratos de arrendamiento de tres plataformas flotantes de su filial Guará B.V. Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2016 y 2015 incluye 586 y 834 millones de euros, respectivamente, correspondientes a las contragarantías

otorgadas por Repsol Oil&Gas Canada, Inc. asociadas a las garantías bancarias emitidas en nombre de su filial Repsol Sinopec Resources UK Ltd (RSRUK) cubriendo obligaciones de desmantelamiento derivadas de su actividad exploratoria en el Mar del Norte (ver Nota 30.2).

(7) En 2016, corresponde a los compromisos de compras vigentes a 31 de diciembre (ver Nota 30.1).

(8) Los importes consignados como dividendos y otros beneficios distribuidos incluyen los importes correspondientes a 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 2016 (y en la tabla 2015: enero y julio 2015), en el marco del programa de retribución a los accionistas "*Repsol Dividendo Flexible*" (ver Nota 13.4). Por el contrario no se incluyen, en 2016 ni en 2015 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 cerradas en enero de 2017 y 2016, que en el caso de los accionistas significativos ha ascendido a 67 millones de euros en 2016 (167 millones de euros en 2015). Dichos derechos figuran registrados como una cuenta a pagar a 31 de diciembre. Tampoco se incluyen las acciones de Repsol suscritas en las referidas ampliaciones de capital.

(9) En 2016 y 2015 incluye fundamentalmente cuentas remuneradas y depósitos por importe de 678 y 926 millones de euros, respectivamente, y operaciones de cobertura de tipo de interés por 80 millones de euros con el grupo la Caixa, ambos periodos.

(27) RETRIBUCIONES A LOS MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO

27.1) Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

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 fijada a tal efecto por la Junta General Ordinaria de Accionistas o en la Política de Remuneraciones de los Consejeros, correspondiendo al Consejo de Administración la determinación de la cantidad exacta a abonar dentro de dicho límite y su distribución entre los distintos Consejeros, teniendo en cuenta las funciones y responsabilidades atribuidas a cada uno de ellos, la pertenencia a comisiones, los cargos desempeñados dentro del Consejo y las demás circunstancias objetivas que considere relevantes.

El límite máximo establecido en la Política de Remuneraciones de los Consejeros aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas el 30 de abril de 2015, bajo el punto decimonoveno del Orden del Día, es de 8,5 millones de euros.

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2016 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo, y con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 7,252 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

	Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)						
Consejo de Administración	Consejo	C. Delegada	C. Auditoría	C. Nombram.	C. Retribuc.	C. Sostenib.	**TOTAL**
Antonio Brufau Niubó	(1)	(1)	-	-	-	-	2.389.818
Luis Suárez de Lezo Mantilla	176.594	176.594	-	-	-	-	353.188
Josu Jon Imaz San Miguel	176.594	176.594	-	-	-	-	353.188
Henri Philippe Reichstul	176.594	176.594	-	-	-	-	353.188
Javier Echenique Landiribar	176.594		88.297	-	-	44.148	309.039
Artur Carulla Font	176.594	176.594	-	22.074	22.074	-	397.337
Gonzalo Gortázar Rotaeche (2)	176.594	58.865	-	16.556	22.074	33.111	307.200
José Manuel Loureda Mantiñán	176.594	-	-	22.074	22.074	44.148	264.891
Luis Carlos Croissier Batista	176.594	-	88.297	-	-	44.148	309.039
Isidro Fainé Casas (3)	117.729	117.729	-	-	-	-	235.459
Ángel Durández Adeva	176.594	-	88.297	-	-	-	264.891
Mª Isabel Gabarró Miquel	176.594	-	-	22.074	22.074	44.148	264.891
Antonio Massanell Lavilla (4)	58.865			7.358		14.716	80.939
Mario Fernández Pelaz	176.594	-	88.297	22.074	22.074	-	309.039
Manuel Manrique Cecilia	176.594	176.594	-	-	-	-	353.188
Rene Dahan	176.594	176.594	-	-	-	-	353.188
J. Robinson West	176.594	176.594	-	-	-	-	353.188

Nota: De acuerdo con el sistema aprobado por el Consejo de Administración a propuesta de la Comisión de Retribuciones, el importe a percibir anualmente en el ejercicio 2016 asciende a: (i) 176.594 euros por pertenencia al Consejo de Administración; (ii) 176.594

euros por pertenencia a la Comisión Delegada; (iii) 88.297 euros por pertenencia a la Comisión de Auditoría y Control; (iv) 44.148 euros por pertenencia a la Comisión de Sostenibilidad; (v) 22.074 euros por pertenencia a la Comisión de Nombramientos; y (vi) 22.074 euros por pertenencia a la Comisión de Retribuciones.

(1) El Sr. Brufau cesó en sus funciones ejecutivas el 30 de abril de 2015, aprobando la Junta General de Accionistas en la misma fecha su reelección como Presidente no Ejecutivo del Consejo de Administración y sus nuevas condiciones retributivas, aplicables a partir del 1 de mayo de 2015 consistentes en una retribución fija de 2.500 miles de euros brutos anuales. De dicho importe se deducen las cantidades percibidas por el Sr. Brufau por su pertenencia al Consejo de Administración y a las Comisiones de otras sociedades del Grupo Repsol, acuerdos conjuntos o asociadas. El cuadro recoge por tanto la retribución del Sr. Brufau como Presidente del Consejo de Administración y de la Comisión Delegada de Repsol, una vez descontada la devengada como miembro del Consejo de Administración de Gas Natural (ver Nota 26.1c). Adicionalmente, la remuneración en especie y los ingresos a cuenta/retenciones ligados a las retribuciones en especie han ascendido a un total de 0,530 millones de euros.

(2) D. Gonzalo Gortázar Rotaeche fue designado miembro de la Comisión Delegada el 28 de septiembre de 2016.

(3) D. Isidro Fainé Casas renunció a su cargo de Consejero de Repsol, S.A. y de vocal de la Comisión Delegada el 21 de septiembre de 2016.

(4) D. Antonio Massanell Lavilla fue designado miembro del Consejo de Administración de Repsol, S.A., vocal de la Comisión de Nombramientos y vocal de la Comisión de Sostenibilidad el 28 de septiembre de 2016.

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, acuerdo conjunto o asociada.

  Los Consejeros no ejecutivos únicamente perciben la retribución fija indicada en la tabla anterior, estando en todo caso excluidos de los sistemas de previsión social financiados por la Compañía para los supuestos de cese, fallecimiento o cualquier otro, y de los planes de incentivos ligados al desempeño de la compañía, a corto o largo plazo. En el caso del Presidente del Consejo de Administración, véase la nota (1) del cuadro Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración de este apartado.

- Ninguna sociedad del Grupo, acuerdo conjunto o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con alguno de los miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en los casos del Presidente del Consejo de Administración, el Consejero Delegado y el Consejero Secretario General, para quienes rigen los compromisos previstos en sus respectivos contratos mercantiles de prestación de servicios, más adelante descritos.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

En el ejercicio 2016, la retribución devengada por los miembros del Consejo de Administración por el desempeño de puestos y funciones directivas responde al siguiente detalle:

Millones de euros	D. Josu Jon Imaz San Miguel	D. Luis Suárez de Lezo Mantilla
Remuneración monetaria fija	1,200	0,983
Remuneración variable y en especie (1)	1,453	1,548

(1) Incluye, entre otros conceptos, seguro de vida e invalidez y seguro médico, así como la retribución variable anual y plurianual y las acciones adicionales correspondientes a la liquidación del tercer ciclo del Plan de Compra de acciones por los beneficiarios de los programas de retribución variable plurianual, según se detalla en el apartado 27.1) e).

Las referidas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado d) siguiente.

c) Por su pertenencia a Consejos de Administración de sociedades participadas

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2016 por la pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, acuerdos conjuntos o asociadas de los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, asciende a 0,369 millones de euros, de acuerdo al siguiente detalle:

	Euros
	Gas Natural
Antonio Brufau Niubó [(1)]	110.182
Josu Jon Imaz San Miguel [(1)]	92.000
Luis Suárez de Lezo Mantilla	166.500

[(1)] El importe de la retribución percibida por el Sr Brufau por su pertenencia al Consejo de Administración de Gas Natural se deduce de la retribución percibida como Presidente del Consejo de Administración de Repsol, S.A. El Sr. Brufau renunció, con fecha 21 de septiembre de 2016, a su cargo de Consejero de Gas Natural SDG, S.A., siendo designado el Sr. Imaz en esa fecha Consejero de Gas Natural SDG, S.A.

d) Por aportaciones a planes de pensiones, premio de permanencia y planes de previsión.

El coste incurrido en el ejercicio 2016 por las aportaciones a planes de pensiones, al premio de permanencia, y a planes de previsión de los Consejeros Ejecutivos en el Grupo asciende a:

	Millones de Euros
Josu Jon Imaz San Miguel	0,253
Luis Suárez de Lezo Mantilla	0,202

e) Plan de Compra de acciones por los Beneficiarios de los Programas de Retribución Variable Plurianual

El 31 de mayo de 2016 se cumplió el periodo de consolidación del tercer ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los programas de retribución variable plurianual (ver Nota 28.4) i.). Como consecuencia de ello, D. Josu Jon Imaz consolidó derechos a la entrega de un total de 2.060 acciones brutas, valoradas a un precio de 11,88 euros por acción. Por su parte, D. Luis Suárez de Lezo consolidó derechos a la entrega de un total de 549 acciones brutas, valoradas a ese mismo precio.

27.2) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2016 ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol.

27.3) Otras operaciones con los administradores

Durante el ejercicio 2016, los Consejeros de Repsol no han realizado con la Sociedad o con Sociedades del Grupo Repsol ninguna operación relevante, fuera del giro o tráfico ordinario, o en condiciones distintas de las estándar para clientes o de las normales de mercado.

El Consejero Delegado y el Consejero Secretario General se encuentran adheridos a los ciclos 2014-2017 y 2015-2018 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Retribución Variable Plurianual, descrito en la Nota 28. El Consejero Delegado se ha adherido asimismo al ciclo 2016-2019 de dicho Plan.

Sin perjuicio de que durante el ejercicio 2016 no se ha comunicado al Consejo de Administración ninguna situación de conflicto de intereses, directo o indirecto, conforme a lo previsto en el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital, durante dicho ejercicio los acuerdos del Consejo de Administración y de la Comisión de Nombramientos relativos a operaciones vinculadas, a la reelección de Consejeros y a 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.

27.4) Retribución del personal directivo

a) Alcance

A efectos de la información recogida en este apartado, Repsol considera "*personal directivo*" a los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo. Durante 2016, un total de 11 personas han formado parte del Comité Ejecutivo Corporativo. 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.

A continuación se detallan las remuneraciones devengadas en 2016 por las personas que, en algún momento del citado periodo han sido miembros del Comité Ejecutivo Corporativo del Grupo, durante el tiempo que han ocupado dicha posición. Salvo que se indique lo contrario, la información sobre "*directivos*" no incluye la correspondiente a las personas en las que concurre también la condición de Consejeros de Repsol, S.A., dado que la información correspondiente a estas personas se incluye en el apartado de 1 esta nota.

b) Sueldos y salarios, plan de previsión de directivos, fondo de pensiones y primas de seguros.

En el ejercicio 2016, la retribución devengada por el personal directivo que ha formado parte del Comité Ejecutivo Corporativo responde al siguiente detalle:

	Millones de euros
Sueldo	5,129
Dietas	0,324
Remuneración Variable [(1)]	7,598
Remuneraciones en Especie [(2)]	0,407
Plan de previsión de directivos	1,056

(1) Consta de un bono anual, y de un bono plurianual, calculados ambos como un determinado porcentaje sobre la retribución fija, que se perciben en función del grado de cumplimiento de determinados objetivos. Este importe incluye la liquidación de los programas de remuneración variable de los miembros del personal directivo que han causado baja en la Compañía durante 2016, de acuerdo con las reglas previstas en dichos programas.

(2) Incluye, entre otras, los derechos consolidados a la entrega de 7.126 acciones brutas adicionales tras la finalización del periodo de consolidación del tercer ciclo del Plan de compra de acciones por los beneficiarios de los programas de retribución variable plurianual, con un valor de 11,88 euros por acción, lo que supone un valor equivalente de 84.653 euros. Asimismo incluye las aportaciones realizadas a los planes de pensiones mantenidos con el personal directivo (ver apartado 19 de la Nota 2 y Nota 28), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida e invalidez que ha ascendido a 0,194 millones de euros.

c) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2016, la Sociedad no tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo.

27.5) Indemnizaciones al personal directivo

Los miembros del personal directivo tienen reconocido, 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.

El Grupo tiene formalizado un contrato de seguro colectivo con objeto de garantizar dichas prestaciones a los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo con la categoría de Director General, así como a los Consejeros que han desempeñado funciones ejecutivas.

En 2016, las indemnizaciones por parte del personal directivo de la compañía por extinción de contrato y pacto de no concurrencia ascienden a 13,8 millones de euros.

27.6) Otras operaciones con el personal directivo

Durante el ejercicio 2016 los miembros del personal directivo de Repsol no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol ninguna operación relevante, fuera del giro o tráfico ordinario, o en condiciones distintas de las estándar para clientes o de las normales de mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, los miembros del personal directivo se encuentran adheridos a los ciclos 2014-2017, 2015-2018 y 2016-2019 del Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Retribución Variable Plurianual, descrito en la Nota 28.

27.7) Seguro de responsabilidad civil

El Grupo Repsol tiene suscrita una póliza de responsabilidad civil que cubre a los miembros del Consejo de Administración, al personal directivo referido en la nota 27.4.a), al resto de directivos y a aquellas otras personas que ejercen funciones asimiladas a las de los directivos, ascendiendo el importe total de la prima de esta póliza a 2,2 millones de euros. La póliza también cubre a las distintas sociedades del Grupo bajo ciertas circunstancias y condiciones.

(28) OBLIGACIONES CON EL PERSONAL

28.1) Planes de pensiones de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores en España, Repsol tiene reconocidos planes de modalidad mixta adaptados a la legislación vigente. En concreto, se trata de planes de pensiones de aportación definida para la contingencia de jubilación y de prestación definida para las contingencias de invalidez permanente y fallecimiento. En el caso de las contingencias de invalidez permanente y fallecimiento, los planes de pensiones tienen contratadas pólizas de seguro con una entidad externa. Adicionalmente, fuera de España, algunas sociedades del Grupo disponen de planes de pensiones de aportación definida para sus empleados.

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 58 millones de euros en 2016 y 61 millones de euros en 2015.

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 base 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 coste por este plan registrado en el epígrafe "*Gastos de personal*" de la cuenta de resultados en los ejercicios 2016 y 2015 ha ascendido a 17 millones de euros.

28.2) Planes de pensiones de prestación definida

Repsol tiene contratados planes de pensiones de prestación definida para determinados colectivos. El importe total cargado en la cuenta de resultados del Grupo en 2016 y 2015 ha sido de 6 y 3 millones de euros, respectivamente, y los importes provisionados en el balance de situación por dichos planes asciende a 31 de diciembre de 2016 y 2015 a 87 y 88 millones de euros, respectivamente (ver Nota 14 "*Provisiones corrientes y no corrientes*").

28.3) Retribución variable plurianual

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 en el cumplimiento de su Plan Estratégico, al propio tiempo que se favorece la continuidad en el Grupo de las personas más destacadas.

Al cierre del ejercicio se encuentran vigentes los programas de retribución variable plurianual de 2013-2016, 2014-2017, 2015-2018 y 2016-2019. El Programa 2012-2015 se cerró de acuerdo a sus bases el 31 de diciembre de 2015 y sus beneficiarios han percibido la retribución variable correspondiente en el ejercicio 2016.

Los cuatro programas vigentes (planes específicos de retribución variable plurianual), son independientes entre sí, pero sus principales características son las mismas. El cumplimiento de los respectivos objetivos ligados a cada programa da a los beneficiarios de cada plan el derecho a la percepción de retribución variable plurianual en el primer cuatrimestre del ejercicio siguiente al de su finalización. No obstante, 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 caso de que corresponda la percepción del incentivo, a la cantidad que se determina en el momento de concesión del incentivo plurianual, se le aplica un primer coeficiente variable en función del grado de consecución de los objetivos establecidos y 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 están referenciados al valor de la acción de Repsol. En todo caso, en alguno se pueden incluir objetivos referenciados a la evolución del valor de la acción de Repsol.

Para asumir los compromisos derivados de estos programas se ha registrado un gasto en la cuenta de resultados de los ejercicios 2016 y 2015 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 16 y 23 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2016 y 2015, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 50 y 52 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

28.4) Planes de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Retribución Variable Plurianual y de Adquisición de Acciones

i.) "Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Retribución Variable Plurianual"

Este Plan permite invertir en acciones de Repsol, S.A. hasta el 50% del importe bruto de la retribución variable plurianual que se perciba y tiene como finalidad fomentar el alineamiento de sus beneficiarios (entre los que se encuentran los Consejeros Ejecutivos y los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo)

con los intereses a largo plazo de la Compañía y de sus accionistas. En el caso de que el beneficiario mantenga las acciones adquiridas durante un periodo de tres años desde la inversión inicial y se cumplan el resto de condiciones del Plan, la Compañía le entregaría una acción adicional por cada tres adquiridas inicialmente.

Adicionalmente, para aquellos beneficiarios que tengan la consideración de Alta Dirección, entendiendo como tales a los Consejeros Ejecutivos y a los restantes miembros del Comité Ejecutivo Corporativo, para los ciclos aprobados por la Junta General de Accionistas el 20 de mayo de 2016, se establece un requisito adicional de desempeño (performance) para la entrega de las Acciones Adicionales, consistente en alcanzar un nivel de cumplimiento global de los objetivos establecidos en el programa de retribución variable plurianual cerrado en el ejercicio inmediatamente precedente a la fecha de entrega de las acciones, igual o superior al 75%.

A la fecha de formulación de las presentes cuentas anuales, se encuentran vigentes los ciclos cuarto, quinto y sexto (2014-2017, 2015-2018 y 2016-2019) del Plan, cuyos principales datos se incluyen a continuación:

	Nº participantes	Inversion Inicial total (nº de acciones)	Precio medio (Eur/Acc)	Compromiso Max de entrega de acciones
Cuarto ciclo (2014-2017)	218	150.271	20,72	50.026
Quinto ciclo (2015-2018)	219	170.302	17,41	56.698
Sexto ciclo (2016-2019)	132	160.963	11,38	53.604

Las acciones adquiridas en el sexto ciclo por los actuales miembros del Comité Ejecutivo Corporativo han sido 68.218.

Como consecuencia de este Plan, a 31 de diciembre de 2016 y 2015, se ha registrado un gasto en el epígrafe "*Gastos de personal*" con contrapartida en el epígrafe "*Otras reservas*" del patrimonio neto por importe de 0,4 y 0,6 millones de euros, respectivamente.

Adicionalmente, con fecha 31 de mayo de 2016 se ha cumplido el periodo de consolidación del tercer ciclo del Plan. Como consecuencia de ello, 173 beneficiarios de este ciclo consolidaron derechos a la entrega de un total de 31.269 acciones (recibiendo un total de 23.815 acciones una vez descontado el ingreso a cuenta del IRPF a realizar por la Sociedad). En particular, los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo así como el resto de Consejeros Ejecutivos consolidaron derechos a la entrega de 9.735 acciones (una vez descontado el ingreso a cuenta a realizar por la Sociedad, recibieron un total de 6.739 acciones).

ii.) "Planes de Adquisición de Acciones"

Los Planes de Adquisición de Acciones han sido aprobados por las Juntas Generales Ordinarias de accionistas de 15 de abril de 2011 (Plan de Adquisición de Acciones 2011-2012), de 31 de mayo de 2012 (Plan de Adquisición de Acciones 2013-2015) y de 30 de abril de 2015 (Plan de Adquisición de Acciones 2016-2018).

Estos planes se dirigen a 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 el límite anual de 12.000 euros. 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.

Durante el ejercicio 2016 el Grupo ha adquirido 725.352 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 8 millones de euros para su entrega a los empleados. En el ejercicio 2015 y en el marco de dicho Plan, el Grupo adquirió 754.845 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 9 millones de euros (ver Nota 13).

Los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo, conforme a los términos previstos en el Plan, han adquirido en 2016 un total de 6.438 acciones.

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.

(29) LITIGIOS

A 31 de diciembre de 2016, el balance consolidado de Repsol incluye provisiones por litigios por un importe total de 125 millones de euros (excluyendo las provisiones por contingencias fiscales detalladas en la Nota 20.4).

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 formulación de las presentes Cuentas Anuales.

Reino Unido

Arbitraje Addax (*en relación con la compra de Talisman Energy (UK) Limited*)

El 13 de julio de 2015, Addax Petroleum UK Limited ("Addax") y Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation ("Sinopec") presentaron una "*Notice of Arbitration*" contra Talisman Energy Inc. (actualmente "ROGCI") y Talisman Colombia Holdco Limited ("TCHL") en relación con la compra del 49% de las acciones de TSEUK (actualmente "RSRUK"). El 1 de octubre ROGCI y TCHL presentaron la contestación a la "*Notice of Arbitration*". El 25 de mayo de 2016, Addax y Sinopec formalizaron la demanda arbitral, en la que solicitan que, en el supuesto de que sus pretensiones fueran estimadas en su integridad, se les abone el importe de su inversión inicial en RSRUK, materializada en 2012 mediante la compra del 49% de ésta a TCHL, una filial 100% de ROGCI, junto con cualesquiera incrementos de inversión posteriores, realizados o por realizar en el futuro, así como las pérdidas de oportunidad que pudieran haberse producido, estimando todo ello en una cifra total aproximada de 5.500 millones de dólares. El Tribunal Arbitral ha decidido, entre otras cuestiones procedimentales, la bifurcación del procedimiento; la vista oral respecto de las cuestiones de responsabilidad tendrá lugar entre el 29 de enero y el 20 de febrero de 2018 y, de ser necesario, la vista oral sobre la valoración de los hipotéticos daños tendría lugar en un momento posterior, cuya fecha no está determinada, si bien estimamos que podría ser a principios de 2019. Repsol mantiene la opinión de que las pretensiones aducidas en la demanda de arbitraje carecen de fundamento.

Litigio del oleoducto "Galley"

En agosto de 2012 se produjeron daños y una fuga en el oleoducto Galley, en el que Repsol Sinopec Resources UK Limited ("RSRUK", anteriormente Talisman Sinopec Energy UK Limited – TSEUK –) tiene una participación del 67,41%.

En septiembre de 2012 RSRUK solicitó cobertura de los daños y las pérdidas sufridas a consecuencia del incidente a la compañía aseguradora Oleum Insurance Company ("Oleum"), una filial 100% de ROGCI quien ostenta, a su vez, una participación del 51% en RSRUK. En julio de 2014, RSRUK reclama a Oleum 351 millones de dólares americanos por daños materiales e interrupción del negocio.

Hasta la fecha, la documentación presentada por RSRUK en soporte de su reclamación no permite concluir la existencia de cobertura bajo la póliza.

El 8 de agosto de 2016, RSRUK interpuso solicitud de arbitraje, habiendo quedado ya constituido el Tribunal arbitral. El arbitraje tendrá lugar en Londres, y la ley aplicable al fondo de la reclamación será la ley del

Estado de Nueva York.

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 la venta por Maxus Energy Corporation ("Maxus") de su antigua filial química, Diamond Shamrock Chemical Company ("Chemicals") a Occidental Chemical Corporation ("OCC"). Maxus acordó indemnizar a Occidental frente a ciertas contingencias medioambientales relacionadas con las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986. 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 OCC por la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Chemicals que presuntamente 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 agosto de 2010 la demanda se amplió a YPF International, S.A. ("YPFI"), y a Maxus International Energy Company ("MIEC").

El 26 de septiembre de 2012 OCC interpuso la "*Second Amended Cross Claim"* ("*Cross Claim*") contra Repsol, YPF, Maxus (conjuntamente los "Demandados), Tierra y CLHH.

Entre junio de 2013 y agosto de 2014 los Demandados, entre otros, firmaron, sin reconocimiento de responsabilidad, distintos acuerdos con el Estado de Nueva Jersey, por los que mediante determinados pagos se obtuvo el desistimiento de las acciones del Estado de Nueva Jersey contra aquellos.

Con fecha 29 de enero de 2015 el Juez del litigio se pronunció respecto de ciertas *Motions to Dismiss* presentadas por los Demandados frente a la *Cross Claim* desestimando, total o parcialmente y sin posibilidad de volver a plantearse, diez de las doce reclamaciones formuladas por OCC. El 1 de julio de 2015 el juez fijó un nuevo calendario procesal y señaló la vista del juicio para junio de 2016.

El 27 de noviembre de 2015 las partes formularon varias *Motions for Summary Judgement* y el 14 de enero de 2016, la Juez auxiliar en el litigio (*Special Master)* emitió sus recomendaciones sobre estas *Motions*, estimando, entre otras, las presentadas por Repsol en relación con su consideración como alter ego de Maxus y rechazando la Motion de OCC contra la reclamación de Repsol a OCC de los 65 millones de dólares abonados en el acuerdo con el Estado de New Jersey.

El 5 de abril de 2016 el Juez titular decidió mantener en su integridad las recomendaciones de la Special Master, desestimando, por tanto, en su totalidad la demanda de OCC contra Repsol. Esta resolución es apelable. El 16 de junio de 2016 la Special Master estimó la Motion for Summary Judgment presentada por Repsol respecto de su reclamación a OCC de los 65 millones de dólares abonados en el acuerdo con el Estado de Nueva Jersey. El 30 de enero de 2017 OCC apeló la recomendación de la Special Master. El 17 de junio de 2016 Maxus presentó solicitud de quiebra ante el Tribunal Federal de Quiebras del Estado de Delaware, requiriendo, además, la suspensión del litigio principal, petición que deberá resolver el Tribunal.

España

Demandas en relación con la aplicación de la Orden ITC/2608/2009 de 28 de septiembre.

En febrero de 2017 se han notificado cuatro sentencias del Tribunal Supremo confirmatorias de los pronunciamientos de primera instancia y uno anterior del propio Tribunal Supremo, reconociendo el derecho de Repsol Butano, S.A. a ser indemnizada por los daños y perjuicios ocasionados por la fórmula de

determinación del precio máximo de GLP envasado regulado que contiene la Orden ITC/2608/2009 de 28 de septiembre que fue anulada por Sentencia del propio Tribunal Supremo de 19 de junio de 2012, más los intereses legales correspondientes (ver Nota 21.3).

(30) COMPROMISOS Y GARANTÍAS

30.1) Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2016, los principales compromisos firmes de compras, inversión o gasto del Grupo Repsol son los siguientes:

	Millones de euros						
Compromisos de compra, inversión o gasto	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**Ejercicios posteriores**	**Total**
Compromisos de compra	**3.638**	**1.185**	**846**	**830**	**847**	**14.155**	**21.501**
Crudo y otros [(1)(3)]	2.889	302	193	200	202	2.718	6.503
Gas natural [(2)(3)]	749	883	653	630	645	11.437	14.998
Compromisos de inversión [(4)]	**958**	**605**	**307**	**267**	**260**	**360**	**2.757**
Prestación de servicios [(5)]	**507**	**284**	**224**	**189**	**157**	**1.321**	**2.681**
Compromisos de transporte [(6)]	**177**	**169**	**112**	**108**	**95**	**387**	**1.048**
TOTAL	**5.280**	**2.242**	**1.489**	**1.394**	**1.359**	**16.223**	**27.987**

Nota: Los compromisos consisten en obligaciones incondicionales futuras (no cancelables o, si lo son, sólo bajo determinadas circunstancias) por acuerdos comerciales en los que no se establecen importes totales fijos. Estos compromisos han sido cuantificados con las mejores estimaciones de Repsol, utilizando en caso de no estar fijados contractualmente, precios y otras variables consideradas en el cálculo del valor recuperable de los activos (ver Nota 3 y 22). En relación a los compromisos de arrendamiento operativo, véase Nota 21.6.

(1) En 2016 y 2015 incluye principalmente los compromisos de compra de productos para el funcionamiento de las refinerías en España, así como los compromisos correspondientes a contratos de compra de crudo con el Grupo Pemex (duración indeterminada), con Saudi Arabian Oil Company (renovación anual) y con el Grupo Repsol Sinopec Brasil (vencimiento 2020) con un volumen comprometido para el ejercicio 2017 de 166.667, 65.934 y 12.603 barriles/día, respectivamente. En 2016, adicionalmente incluye el nuevo contrato de compra de crudo con Overseas Petroleum and Investment Corporation (vencimiento en 2018) con un volumen comprometido para 2017 de 3.978 barriles/día.

(2) Fundamentalmente incluye compromisos de compra de gas natural licuado en Norteamérica por importe aproximado de 14.000 millones de euros, adquiridos por dos contratos firmados en 2013 por un volumen aproximado de 75,7 Tbtu anuales con entregas a partir de 2017, uno de ellos firmados con el grupo Gas Natural Fenosa. También incluye en España el compromiso con Gas Natural Fenosa por el contrato de suministro de gas natural a las refinerías de Repsol.

(3) Los volúmenes comprometidos de crudo y gas se indican a continuación:

Compromisos de compra	**Unidad de medida**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**Ejercicios posteriores**	**Total**
Crudo	kbbl	39.199	1.637	197	196	195	1.313	42.737
Gas natural								
Gas natural	Tbtu	115	123	40	7	7	30	321
Gas natural licuado	Tbtu	44	55	80	79	82	1.225	1.564

(4) Incluye principalmente compromisos de inversión en Argelia, Malasia, Venezuela, y Bolivia por importe de 466, 374, 359 y 345 millones de euros, respectivamente. En 2016, destaca el compromiso adquirido como consecuencia de la extensión del contrato de reparto de producción ("PSC") del bloque productivo PM3 CAA de Malasia hasta el 31 de diciembre de 2027, con unos trabajos mínimos comprometidos a 31 de diciembre de 2016 por importe de 175 millones de dólares (166 millones de euros) y el pago, en tramos hasta 2020, por la extensión del contrato por importe de 57 millones de dólares (54 millones de euros).

(5) Incluye principalmente por los servicios por el procesamiento de gas asociado en Norteamérica en Downstream por importe de 1.024 millones de euros y los asociados a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en *Upstream* por importe de 832 millones de euros.

(6) Incluye fundamentalmente los compromisos de transporte de hidrocarburos por oleoductos y gasoductos en Norteamérica, Perú y Ecuador por importe aproximado de 1.000 millones de euros.

30.2) Garantías

A 31 de diciembre de 2016 las garantías de compañías del Grupo Repsol por obligaciones de terceros ajenos al Grupo o de compañías cuyos activos, pasivos y resultados no se incorporan en los estados financieros consolidados (negocios conjuntos y asociadas) más significativas son:

- Por el alquiler de 3 plataformas flotantes de producción para el desarrollo del campo BMS-9, Repsol Sinopec Brasil (RSB, ver Nota 8), participada en un 60% por Repsol, S.A. y en un 40% por China Petrochemical Corporation (CPC), asume el 25% de las obligaciones de Guara B.V., correspondiente a su participación en dicha sociedad, y por las que el Grupo ha emitido las siguientes garantías.

  Una por 633 millones de dólares, correspondiente al 100% de la participación de RSB en Guara B.V., por la que Repsol dispone de una contragarantía de CPC por el 40% de participación de ésta en RSB y 2 adicionales, de 544 millones y 515 millones de dólares, correspondientes al 15% de participación indirecta del Grupo en Guará B.V.

  Los importes garantizados se reducen anualmente durante los 20 años de duración de los contratos.

- Por su 29,66% de participación en Oleoducto de Crudos Pesados de Ecuador, S.A. (OCP), que cubren la construcción, abandono, riesgos medioambientales y operativos del oleoducto por importe de 30 millones de dólares.

- Por su 50% de participación en Cardón IV, que cubre el riesgo de confiscación, expropiación, nacionalización, o cualquier limitación al uso de la unidad de perforación atribuible al Gobierno de Venezuela o a actos de insurrección o terrorismo, por importe de 90 millones de dólares.

- Por la venta de activos de GNL a Shell (ver Nota 4 de las cuentas anuales consolidadas de 2015) dos garantías: una otorgada a Gas Natural SDG por las obligaciones de aprovisionamiento a ésta de Shell Spain LNG SAU (anteriormente Repsol Comercializadora de Gas, S.A.) y otra a Atlantic LNG 4 Company of Trinidad & Tobago por las obligaciones de pago de Repsol LNG T&T Ltd. derivadas de un contrato de procesado de gas. El Grupo cuenta con un compromiso de indemnización de Shell por todas las responsabilidades en que pudiera incurrir derivadas de estas garantías.

- Para cubrir el 51% de las obligaciones de desmantelamiento de Repsol Sinopec Resources UK Ltd. (ver Nota 8) en el Mar del Norte. Garantías de Repsol Oil & Gas Canada, Inc. por importe de 501 millones de libras.

Adicionalmente, en línea con la práctica general de la industria, el Grupo otorga garantías y compromisos de indemnizar correspondientes a cubrir obligaciones en relación al curso ordinario de su actividad, derivadas de la venta de activos y por las eventuales responsabilidades de sus actividades, incluidas las de naturaleza medioambiental[1]. A la fecha de formulación de estas cuentas anuales consolidadas, la probabilidad de que se produzca un incumplimiento que suponga responder de los compromisos asumidos con impacto significativo es remota.

[1] Las garantías otorgadas en el curso ordinario de la actividad garantizada corresponde a un número limitado de garantías por importe de 118 millones de euros. Las garantías vivas por la venta de activos ascienden a 8 millones de euros. Las garantías de naturaleza medioambiental se formalizan en el curso normal de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos siendo remota la probabilidad de ocurrencia de las eventualidades cubiertas y sus cuantías no determinables.

(31) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE[1, 2, 3]

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.

31.1) Activos ambientales

El coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada a 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

	Millones de euros					
	2016			2015		
	Coste	Amortización Acumulada	Neto	Coste	Amortización Acumulada	Neto
Protección de atmósfera	444	(264)	180	432	(252)	180
Gestión del agua	507	(353)	154	499	(340)	159
Calidad de productos	1.945	(946)	999	1.800	(886)	914
Suelos y abandonos	158	(65)	93	161	(58)	103
Ahorro y eficiencia energética	431	(162)	269	395	(147)	248
Gestión de residuos	42	(20)	22	41	(19)	22
Contingencias y derrames	67	(7)	60	56	(5)	51
Otros	236	(122)	114	257	(134)	123
	3.830	**(1.939)**	**1.891**	**3.641**	**(1.841)**	**1.800**

El coste incluye 254 millones de euros de activos en curso a 31 de diciembre de 2016 y 502 millones de euros a 31 de diciembre de 2015.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2016 destacan las destinadas a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, el ahorro de energía y aumento de la eficiencia energética, la minimización de las emisiones a la atmósfera, la mejora en los sistemas de contingencias y prevención de derrames y la optimización en el consumo de agua.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2016 destacan dos importantes proyectos; el proyecto de mejora de la calidad de los combustibles de la Refinería de La Pampilla (Perú) por importe de 125 millones de euros; y el plan de actuación integral de protección del litoral de la costa de Tarragona por importe de 7 millones de euros.

Adicionalmente, en 2016 se han invertido 36 millones de euros en proyectos de eficiencia energética, entre los que destacan la inversión en la refinería de Petronor para reducir emisiones mediante la sustitución de turbinas de vapor por motores eléctricos por importe de 15 millones de euros, y las inversiones en Tarragona y Cartagena para incrementar la recuperación de calor modificando la tecnología de los pre-calentadores de aire de los hornos de algunas de sus unidades por importe de 4 y 2 millones de euros, respectivamente.

Por último, en la refinería de Tarragona, se han invertido 5 millones de euros en 2016 para reducir las emisiones de NOx a la atmósfera.

[1] La información contenida en esta nota no incluye información de los activos y gastos ambientales de ROGCI adquiridos con anterioridad a su adquisición (ver Nota 4) se incluyen únicamente aquellos activos y costes adquiridos con posterioridad al 8 de mayo por la imposibilidad de determinar de forma individualizada el valor de los activos de naturaleza medioambiental de los activos adquiridos en la combinación de negocios.

[2] Para información adicional de Seguridad y Medio Ambiente, véase el apartado 6.2 del Informe de Gestión 2016.

[3] En relación al marco regulatorio aplicable vigente en materia de Seguridad y Medio Ambiente, véase el Anexo IV "*Marco Regulatorio*".

31.2) 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 se presentan en los epígrafes "*Provisiones corrientes y no corrientes*" del balance de situación y en la columna "*Otras provisiones*" del cuadro de movimiento de provisiones de la Nota 14.

El movimiento de las provisiones por actuaciones medioambientales en los ejercicios 2016 y 2015 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2016	2015
Saldo al inicio del ejercicio	**59**	**49**
Dotaciones con cargo a resultados	6	18
Aplicaciones con abono a resultados	(13)	(2)
Cancelación por pago	(6)	(5)
Reclasificaciones y otros movimientos	88	(1)
Saldo al cierre del ejercicio	**134**	**59**

Adicionalmente, el 21% de las provisiones recogidas en el epígrafe "*Provisión por desmantelamiento de campos*" (ver Nota 14) tienen naturaleza ambiental.

Las pólizas de seguros corporativas cubren, sujeto a sus términos y condiciones, responsabilidades civiles por contaminación en tierra y mar y, para algunos países y actividades, ciertas responsabilidades administrativas por contaminación en tierra conforme a la Ley de Responsabilidad Ambiental, derivadas todas ellas de hechos accidentales, repentinos e identificables, en línea con las prácticas habituales de la industria y la legislación exigible.

31.3) Gastos ambientales

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en los ejercicios 2016 y 2015 han ascendido a 155 y 170 millones de euros y figuran registrados bajo los epígrafes "*Aprovisionamientos*" y "*Otros gastos de explotación*". Estos gastos incluyen 75 y 82 millones de euros por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO_2 realizadas en 2016 y 2015, si bien el efecto neto en la cuenta de resultados por este concepto ha sido un gasto neto de 17 y 20 millones de euros respectivamente.

Asimismo, en los ejercicios 2016 y 2015 los gastos ambientales incluyen: otras actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 25 y 22 millones de euros, respectivamente; la gestión del agua por importe de 18 y 19 millones de euros, respectivamente; la gestión de los residuos por importe de 12 millones de euros en ambos ejercicios y la remediación de suelos y abandonos por importe de 9 y 14 millones de euros, respectivamente.

31.4) Derechos de emisión de CO_2

El movimiento de las provisiones por el consumo de los derechos de emisión de CO_2 en los ejercicios 2016 y 2015 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2016	2015
Saldo al inicio del ejercicio	**83**	**55**
Dotaciones con cargo a resultados [1]	72	82
Reclasificaciones y otros movimientos [2]	(83)	(54)
Saldo al cierre del ejercicio	**72**	**83**

[1] Corresponde al gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO_2.
[2] Corresponde en 2016 y 2015, a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en los ejercicios 2015 y 2014, respectivamente (ver Nota 6).

Durante los ejercicios 2016 y 2015, las sociedades que se integran en el perímetro de consolidación han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 8 y 9 millones de toneladas de CO_2, respectivamente, conforme al Plan Nacional de Asignación, valorados inicialmente en 68 y 62 millones de euros (ver Nota 6).

El resultado neto total por la gestión de CO_2, incluyendo la cartera de derechos de negociación, ha ascendido a un gasto de 17 millones de euros en 2016 y a un gasto de 7 millones de euros en 2015.
En 2016 los negocios de Refino y Química han operado dentro de la Fase III del EU ETS, existiendo un déficit entre los derechos disponibles de la Fase II más la asignación correspondiente a la emisión de la Fase III respecto de la emisión real. La compañía ha continuado con la ejecución del nuevo Plan de Energía y Carbono 2014-2020 que permite avanzar en planes de ahorro energético y reducción de CO_2, además de conseguir una compañía más sostenible y apoyar la reducción del coste de cumplimiento de la Fase III. Las reducciones obtenidas durante 2016 son acordes con la senda de reducción prevista de largo plazo en el Plan.

(32) OTRA INFORMACIÓN

32.1) Plantilla

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol a 31 de diciembre 2016 ascendía a 24.535 empleados, distribuidas en las siguientes áreas geográficas: España (16.399 empleados), Norteamérica (1.590 empleados), Sudamérica (3.718 empleados), Europa, África y Brasil (1.669 empleados), Asia y Rusia (1.094 empleados) y Oceanía (65 empleados). La plantilla media en el ejercicio 2016 ha ascendido a 26.422 empleados, mientras que en 2015 fueron 27.566.

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 2016 y 2015:

	2016		2015	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	229	46	274	49
Jefes Técnicos	1.669	641	2.001	669
Técnicos	7.511	4.467	8.860	4.709
Operarios y subalternos	6.510	3.462	7.022	3.527
Total	**15.919**	**8.616**	**18.157**	**8.954**

El Grupo Repsol[1] cuenta a 31 diciembre de 2016 con un total de 582 trabajadores con discapacidad (2,4% de la plantilla).

En España en 2016, de acuerdo al cómputo legal por la Ley general de derechos de las personas con discapacidad y de su inclusión social (LGD), Repsol supera el porcentaje requerido por la legislación, representando un 2,7% de la plantilla, siendo 498 empleados por contratación directa y 37 personas equivalentes por medidas alternativas.

[1] En 2015, no incluye información correspondiente a Repsol Oil&Gas Canada, Inc. y sociedades dependientes.

32.2) Remuneración a los auditores

Los honorarios aprobados por servicios de auditoría, servicios profesionales relacionados con la auditoría y otros servicios prestados en el ejercicio a las sociedades del Grupo Repsol por las sociedades del Grupo Deloitte y sus sociedades controladas así como aquellos realizados por otras firmas auditoras y sus controladas se presentan a continuación:

	Auditor principal [1]		Otros auditores [2]	
Millones de euros	2016	2015	2016	2015
Honorarios por servicios de auditoría	5,9	7,6	3,1	4,1
Honorarios por servicios profesionales relacionados con la auditoría	1,1	1,6	0,2	0,3
Honorarios otros servicios	0,5	0,7	0,2	0,3
Total	**7,5**	**9,9**	**3,5**	**4,7**

(1) La suma de estas cantidades no representa más del 10% de la cifra total de negocio del Auditor (Deloitte, S.L.) y su organización.
(2) Incluye fundamentalmente los honorarios de EY correspondientes a los trabajos de auditoria y otros servicios prestados a Repsol Oil&Gas Canada, Inc. y sus sociedades dependientes.

32.3) Investigación, desarrollo e innovación

El gasto reconocido en la cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2016 y 2015 a 73 y 90 millones de euros, respectivamente. Para más información véase el apartado 6.4 del Informe de Gestión 2016 (https://www.repsol.com).

(33) HECHOS POSTERIORES

El 16 de febrero de 2017 ha vencido un bono emitido por RIF en febrero de 2007 por importe de 886 millones de euros y un cupón fijo anual del 4,75%.

ANEXO I: PRINCIPALES SOCIEDADES QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2016

Nombre	Matriz	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2016 % de Participación de Control (2)	Diciembre 2016 % de Participación Total Grupo	Diciembre 2016 Millones de Euros Patrimonio Neto (3)	Diciembre 2016 Millones de Euros Capital Social (3)
UPSTREAM								
AESA - Construcciones y Servicios Bolivia , S.A.	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos (44)	I.G.	99,00	99,00	0	0
Agri Development, B.V.	Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.(N.C.)	10,00	6,00	910	0
Akakus Oil Operations, B.V.	Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00	0	0
Amulet Maritime Ltd.	TEGSI (UK), Ltd.	Reino Unido	Servicio de vetting de buques (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
BP Trinidad & Tobago, Llc. (43)	BPRY Caribbean Ventures, Llc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	30,00	1	0
BPRY Caribbean Ventures, Llc.	Repsol Exploración S.A.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	30,00	30,00	1.571	2.165
Cardón IV, S.A.	Repsol Venezuela Gas, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	(28)	4
CSJC Eurotek - Yugra	Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	102	0
Dubai Marine Areas, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (44) (45)	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	2	0
Equion Energia Ltd.	Talisman Colombia Holdco Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	49,00	49,00	350	0
FEHI Holding S.a.r.l.	TE Holding S.a.r.l.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	3.368	212
Foreland Oil Ltd. (10)	Rift Oil, Ltd.	Islas Vírgenes Británicas	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(144)	127
Fortuna Resources (Sunda) Ltd. (10)	Talisman UK (South East Sumatra) Ltd.	Islas Vírgenes Británicas	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	50	0
Guará, B.V.	Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Países Bajos	Plataforma para la producción de crudo y gas natural	P.E.	25,00	15,00	1.765	0
MC Alrep, Llc.	AR Oil & Gaz, B.V.	Rusia	Servicios de gestión de empresas del JV	P.E.(N.C.)	100,00	49,01	0	0
Occidental de Colombia LLC	Repsol International Finance, B.V.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	25,00	25,00	132	100
OJSC Eurotek	AR Oil & Gaz, B.V.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	49,01	114	21
Paladin Resources Ltd.	TE Holding S.a.r.l.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	(491)	314
Petrocarabobo, S.A.	Repsol Exploración S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	11,00	11,00	666	589
Petroquiriquire, S.A. Emp. Mixta	Repsol Exploración S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(N.C.)	40,00	40,00	514	247
Quiriquire Gas, S.A. Emp. Mixta	Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(N.C.)	60,00	60,00	2	0
Repsol Alberta Shale Partnership (13)	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	931	1.111
Repsol Angola 22, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(51)	274
Repsol Angola 35, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	79	128
Repsol Angola 37, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	13	255
Repsol Angostura, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Trinidad y Tobago	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	16	28
Repsol Aruba, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	6
Repsol Bulgaria, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	50	74
Repsol Canada Energy Partnership (16)	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	8.312	2.743
Repsol Canadá Inversiones, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	7.576	0
Repsol Central Alberta Partnership (15)	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Ductos Colombia, S.A.S. (5)	Talisman Colombia Holdco Ltd.	Colombia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	36	-
Repsol E&P Bolivia, S.A.	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	599	144
Repsol E&P Canada ,Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	99
Repsol E&P Eurasia, LLc.	Repsol Exploración S.A.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,99	99,99	0	0
Repsol E&P USA, Inc.	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3.120	3.118
Repsol E&P USA Holdings, Inc. (5)	Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.943	1.795
Repsol Ecuador, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(386)	6
Repsol Energy North America Corporation	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	(293)	271
Repsol Exploración 17, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Argelia, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	705	5
Repsol Exploración Atlas, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	2
Repsol Exploración Boughezoul, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Caribe, S.L. (20)	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Cendrawasih I, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	28
Repsol Exploración Cendrawasih II, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	14
Repsol Exploración Cendrawasih III, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	4
Repsol Exploración Cendrawasih IV, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	6
Repsol Exploración Colombia, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	105	3
Repsol Exploración East Bula, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	4
Repsol Exploración Gharb, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	0
Repsol Exploración Guinea, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Guyana, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	12	0
Repsol Exploración Irlanda, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	11	0
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	261	259
Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	8	0
Repsol Exploración Liberia, B.V. (7)	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	4	62
Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	Repsol Exploración S.A.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	27	21
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	261	10
Repsol Exploración Perú, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	225	20
Repsol Exploración Seram, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	(4)	4
Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	7	3
Repsol Exploración Tobago, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	35	302
Repsol Exploración, S.A.	Repsol S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	6.577	25
Repsol Exploration Australia, Pty, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	24
Repsol Exploration Namibia Pty, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Namibia	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	(14)	0
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	448	226
Repsol Libreville, S.A. avec A.G.	Repsol Exploración S.A.	Gabón	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	49	60
Repsol LNG Holdings, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	2
Repsol Louisiana Corporation	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	31	98
Repsol Norge, AS	Repsol Exploración S.A.	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	71	0
Repsol OCP de Ecuador, S.A.	Repsol Ecuador, S.A.	España	Operación de un oleoducto para transporte de hidrocarburos	I.G.	100,00	98,36	9	0
Repsol Offshore E & P USA, Inc.	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	13	31
Repsol Oil & Gas Australia (JPDA 06-105) Pty Ltd. (36)	Paladin Resources Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(50)	151
Repsol Oil & Gas Australasia Pty Ltd. (39)	Talisman International Holdings, B.V.	Australia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	(65)	0
Repsol Oil & Gas Canada, Inc. (12)	Repsol Energy Resources Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1.322)	4.271
Repsol Oil & Gas Holdings USA Inc. (42)	FEHI Holding S.a.r.l.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4.597	2.038
Repsol Oil & Gas Malaysia (PM3) Ltd. (18)	Repsol Oil & Gas Malaysia Holdings Ltd.	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	147	11
Repsol Oil & Gas Malaysia Holdings Ltd. (19)	Talisman Oil, Ltd.	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(356)	44
Repsol Oil & Gas Malaysia Ltd. (17)	Repsol Oil & Gas Malaysia Holdings Ltd.	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	139	0
Repsol Oil & Gas Niugini Kimu Alpha Pty Ltd. (34)	Repsol Oil & Gas Niugini Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	5
Repsol Oil & Gas Niugini Kimu Beta Ltd (35)	Repsol Oil & Gas Niugini Ltd.	Papua Nueva Guinea	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	13
Repsol Oil & Gas Niugini Ltd. (33)	Repsol Oil & Gas Papua Pty, Ltd.	Papua Nueva Guinea	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(258)	20
Repsol Oil & Gas Niugini Pty Ltd. (38)	Talisman International Holdings, B.V.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(150)	45
Repsol Oil & Gas Papua Pty Ltd. (37)	Repsol Oil & Gas Niugini Pty Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	2
Repsol Oil & Gas USA LLC. (41)	Repsol E&P USA Holdings Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.564	1.920
Repsol Oriente Medio, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	62	0
Repsol Servicios Colombia, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	0
Repsol Sinopec Alpha Ltd. (23)	Repsol Sinopec Resources UK Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	(67)	9
Repsol Sinopec Beta Ltd. (24)	Repsol Sinopec Resources UK Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	(1)	5
Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Repsol S.A.	Brasil	Explotación y comercialización de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	60,01	60,01	7.220	8.547

Nombre	Matriz	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2016 % de Participación de Control (2)	Diciembre 2016 % de Participación Total Grupo	Diciembre 2016 Millones de Euros Patrimonio Neto (3)	Diciembre 2016 Millones de Euros Capital Social (3)
Repsol Sinopec Resources UK Ltd. (25)	Talisman Colombia Holdco Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	51,00	51,00	744	4.508
Repsol Sinopec LNS Ltd. (26)	Repsol Sinopec Resources UK Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	9	5
Repsol Sinopec North Sea Ltd. (27)	Repsol Sinopec Resources UK Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	(987)	3
Repsol Sinopec Oil Trading Ltd. (28)	Repsol Sinopec North Sea Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	(751)	0
Repsol Sinopec Pension and Life Scheme Ltd. (29)	Repsol Sinopec Resources UK Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	-	-
Repsol Sinopec Transportation (UT) Ltd. (30)	Repsol Sinopec North Sea Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	(11)	7
Repsol Sinopec Trustees (UK) Ltd. (31)	Repsol Sinopec Resources UK Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	-	-
Repsol Suroriente Ecuador, S.A.	Repsol Exploración S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	2
Repsol U.K., Ltd. (5)	Repsol Exploración S.A.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	1
Repsol USA Holdings Corporation	Repsol Exploración S.A.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.832	3.320
Repsol Venezuela Gas, S.A.	Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	237	1
Repsol Venezuela, S.A.	Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(316)	16
Repsol Wild River Partnership (14)	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Rigel Petroleum (NI) Ltd.	Rigel Petroleum UK Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	4	0
Rigel Petroleum UK Ltd.	Repsol Sinopec Resources UK Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	39	3
Rock Solid Images US Group, Inc.	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Desarrollo de aplicaciones en el campo de la geofísica	P.E.	30,00	30,00	(2)	52
Saneco	AR Oil & Gaz, B.V.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	49,01	110	0
Santiago Oil Company, Ltd.	Equion Energia, Ltd.	Islas Caimán	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	49,00	n/d	n/d
SC Repsol Baicoi, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	16	43
SC Repsol Pitesti, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	6	12
SC Repsol Targoviste, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	46	50
SC Repsol Targu Jiu, S.R.L.	Repsol Exploración S.A.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	7
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos S.A. de C.V.	Repsol Exploración S.A.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman (Algeria) B.V.	Talisman Middle East, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	210	0
Talisman (Asia) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(145)	0
Talisman (Block K 39) B.V.	Talisman K. Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(10)	0
Talisman (Block K 44) B.V.	Talisman K. Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	14	0
Talisman (Block K 9) B.V.	Talisman Global Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44) (45)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman (Colombia) Oil & Gas Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	588	802
Talisman (Corridor) Ltd. (46)	Fortuna International (Barbados), Inc	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	957	45
Talisman (Jambi Merang) Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	79	77
Talisman (Ogan Komering) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	198	131
Talisman (Pasangkayu) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	(62)	30
Talisman (Sageri) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	(90)	-
Talisman (Sumatra) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman (Vietnam 133 &134) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	36	22
Talisman (Vietnam 15-2/01) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	318	502
Talisman (Vietnam 46/02) Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	56	56
Talisman Andaman B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	32	0
Talisman Colombia B.V.	TE Colombia Holding, S.a.r.l.	Países Bajos	Sociedad de cartera (44)	I.G.	100,00	100,00	609	0
Talisman Colombia Holdco Ltd.	TE Holding S.a.r.l.	Reino Unido	Sociedad de cartera (44)	I.G.	100,00	100,00	4.613	4.448
Talisman Banyumas B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman East Jabung B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(3)	0
Talisman East Tanjung B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	0
Talisman Energy DL, Ltd.	Repsol Sinopec Resources UK Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (44) (45)	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	-	-
Talisman Energy Investments Norge AS	Talisman Perpetual (Norway) Ltd.	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	3
Talisman Energy NS, Ltd.	Repsol Sinopec Resources UK, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (44) (45)	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	-	-
Talisman Energy Tangguh B.V.	Talisman Energy (Sahara) B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	(2)	0
Talisman Global Holdings B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.481	0
Talisman Holding International S.a.r.l	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Luxemburgo	Sociedad de cartera (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Java B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman K Holdings B.V.	Talisman Global Holdings, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	667	0
Talisman Middle East B.V.	Talisman Global Holdings, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	977	0
Talisman North Jabung Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	(7)	-
Talisman Ocensa Pipelines Holdings AG	Talisman Colombia B.V.	Suiza	Sociedad de cartera	IG	100,00	100,00	(281)	18
Talisman Oil Ltd.	Fortuna International Petroleum Corporation	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	77	102
Talisman Peru B.V.	Talisman Global Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(129)	62
Talisman Resources (Bahamas) Ltd. (9)	Paladin Resources Ltd.	Bahamas	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	7	0
Talisman Resources (North West Java) Ltd.	Talisman UK (South East Sumatra) Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	35	0
Talisman Sadang B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44) (45)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Sakakemang B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	78	0
Talisman Sierra Leone B.V.	TE Global Holding, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman South Mandar B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman South Sageri B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Sumatra B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Transgasindo Ltd. (46)	Fortuna International (Barbados), Inc.	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	2	28
Talisman UK (South East Sumatra) Ltd.	Paladin Resources, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	54	0
Talisman Vietnam Ltd.	Talisman Oil, Ltd.	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	7	0
Talisman Vietnam 05-2/10 B.V.	TV 05-2/10 Holding, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	(2)	0
Talisman Vietnam 07/03 B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	139	0
Talisman Vietnam 07/03-CRD Corporation LLC	Talisman International Holdings, B.V.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	187	49
Talisman Vietnam 135-136 B.V.	TV 135-136 Holding, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	283	0
Talisman Vietnam 146-147 B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	58	0
Talisman Vietnam 45 B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Vietnam 46-07 B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	1	0
Talisman West Bengara B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
TNO (Tafnefteotdacha)	AR Oil & Gaz, B.V.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	99,54	48,78	256	0
Transportadora Sulbrasileira de Gas, S.A.	Tucunaré Empreendimentos e Participaçoes, Ltda.	Brasil	Construcción y explotación de un gasoducto	P.E.(N.C.)	25,00	25,00	0	21
Transworld Petroleum (U.K.)	Repsol Sinopec North Sea Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	100,00	51,00	(53)	1.170
Triad Oil Manitoba Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	6	0
YPFB Andina, S.A.	Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(N.C.)	48,33	48,33	929	168
YPFB Transierra, S.A.	YPFB Andina, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocaburos por gasoducto y oleoducto	P.E.	44,50	21,51	156	76
504744 Alberta Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	(8)	0
7308051 Canada Ltd	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(87)	278
8441251 Canada Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	12	11
8441316 Canada Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	0	-
8787352 Canada Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	2
8787387 Canada Ltd	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (44)	I.G.	100,00	100,00	-	-
Vung May 156-159 Vietnam B.V. (5)	Repsol Exploración, S.A.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0

Nombre	Matriz	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2016 % de Participación de Control (2)	Diciembre 2016 % de Participación Total Grupo	Diciembre 2016 Millones de Euros Patrimonio Neto (3)	Diciembre 2016 Millones de Euros Capital Social (3)
DOWNSTREAM								
Abastecimentos e Serviços de Aviaçao, Lda.	Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	0	0
Air Miles España, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Programa Travel Club. Servicios de fidelización	P.E.	25,00	24,17	12	0
Arteche y García, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	100,00	96,67	0	0
Asfalnor, S.A.	Petróleos del Norte, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos asfálticos	I.G.	100,00	85,98	0	0
Asfaltos Españoles, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Asfaltos	(4)	50,00	49,99	31	9
Benzirep-Vall, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	100,00	96,67	0	0
Caiageste - Gestao de Areas de Serviço, Lda.	GESPOST	Portugal	Explotación y gestión de estaciones de servicio	P.E.	50,00	50,00	0	0
Campsa Estaciones de Servicio, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Explotación y gestión de estaciones de servicio	I.G.	100,00	96,67	105	8
Carburants i Derivats, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Andorra	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	33,25	32,14	2	0
Cogeneración Gequisa, S.A.	General Química	España	Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	19,50	9	2
Compañía Anónima de Revisiones y Servicios, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	95,00	91,84	3	1
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Remolcadores	I.G.	100,00	99,19	7	0
Distribuidora Andalucía Oriental, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de carburantes	P.E.(N.C.)	50,00	48,34	2	1
Distribuidora de Petróleos, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de carburantes	I.G.	85,00	82,17	0	0
Dynasol Altamira, S.A. de C.V. (43)	Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Prestación de servicios	P.E.	100,00	50,00	1	0
Dynasol China, S.A. de C.V. (43)	Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V.	México	Prestación de servicios	P.E.	99,99	49,99	6	6
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V.	México	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.	100,00	50,00	97	30
Dynasol Elastómeros, S.A.U.	Dynasol Gestión, S.L.	España	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.	100,00	50,00	50	17
Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V. (43)	Repsol Química, S.A.	México	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.	50,00	50,00	193	193
Dynasol Gestión, S.L.	Repsol Química, S.A.	España	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.	50,00	50,00	137	42
Dynasol, Llc.	Dynasol Gestión, S.L.	Estados Unidos	Comercialización de productos petroquímicos	P.E.	100,00	50,00	0	0
Energy Express S.L.U.	Societat Catalana de Petrolis, S.A.	España	Explotación y gestión de estaciones de servicio	I.G.	100,00	92,08	(2)	1
Estación de Servicio Barajas, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio	I.G.	96,00	92,80	3	1
Estaciones de Servicio El Robledo, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Instalación y explotación de estaciones de servicio (44)	I.G.	100,00	96,67	0	0
Gas Natural West África S.L.	Repsol LNG Holding, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(N.C.)	100,00	72,06	0	0
Gastream México, S.A. de C.V.	Repsol S.A.	México	Otras actividades (44)	I.G.	100,00	100,00	(1)	27
General Química, S.A.U.	Dynasol Gestión, S.L.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	P.E.	100,00	50,00	44	6
Gestão e Admin. de Postos de Abastecimento, Unipessoal, Lda. GESPOST	Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	4	0
Gestión de Puntos de Venta GESPEVESA, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Gestión de Estaciones de Servicio	P.E.(N.C.)	50,00	48,34	53	39
Grupo Repsol del Perú, S.A.C.	Repsol Perú B.V.	Perú	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	2	0
Iberian Lube Base Oil Company, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Desarrollo y producción de bases lubricantes	(4)	30,00	29,99	196	180
Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Explotación de puntos de recarga de vehículos eléctricos	P.E.(N.C.)	50,00	50,00	4	9
Industrias Negromex, S.A. de C.V. (43)	Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V.	México	Fabricación de hules sintéticos.	P.E.	99,99	49,99	92	53
Insa Altamira, S.A. de C.V. (43)	Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V.	México	Suministro de personal permanente	P.E.	99,99	49,99	2	1
Insa Gpro (Nanjing), Synthetic Rubber Co., Ltd. (43)	Dynasol China, S.A. de C.V.	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético.	P.E.	50,00	24,99	0	0
Insa, Llc. (43)	Dynasol Gestión, S.L.	Estados Unidos	Comercialización de productos NBR de caucho	P.E.	100,00	50,00	8	11
Liaoning North Dynasol Synthetic Rubber Co., Ltd. (43)	Dynasol Gestión, S.L.	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético.	P.E.	50,00	25,00	100	114
North Dynasol Shanghai Business Consulting Co Ltd. (43)	Dynasol Gestión, S.L.	China	Comercialización de productos de caucho	P.E.	50,00	25,00	0	0
Petróleos del Norte, S.A.	Repsol S.A.	España	Construcción y explotación de una refinería de petróleo.	I.G.	85,98	85,98	967	121
Petronor Innovación, S.L. (5)	Petróleos del Norte, S.A.	España	Actividades de investigación	I.G.	100,00	85,98	0	0
Polidux, S.A.	Repsol Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	18	17
Principle Power (Europe), Ltd.	Prinicple Power, Inc.	Reino Unido	Producción de electricidad	P.E.(N.C.)	100,00	24,79	23	0
Principle Power Portugal Unipessoal, Lda.	Prinicple Power, Inc.	Portugal	Producción de electricidad	P.E.(N.C.)	100,00	24,79	23	0
Principle Power, Inc.	Repsol Energy Ventures S.A.	Estados Unidos	Holding de grupo de empresas	P.E.	24,79	24,79	1	34
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Repsol Perú B.V.	Perú	Refino y comercialización de hidrocarburos.	I.G.	82,39	82,39	396	785
Repsol Butano, S.A.	Repsol S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1.047	59
Repsol Canada, Ltd. General Partner	Repsol Exploración S.A.	Canadá	Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	4	5
Repsol Chemie Deutschland, GmbH	Repsol Química, S.A.	Alemania	Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	2	0
Repsol Chile, S.A.	Repsol S.A.	Chile	Sociedad de cartera (44)	I.G.	100,00	100,00	8	9
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	99,78	96,67	1.096	335
Repsol Comercial, S.A.C.	Refinería La Pampilla S.A.A.	Perú	Comercialización de combustibles	I.G.	100,00	82,38	94	80
Repsol Directo, Lda.	Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Directo, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	96,67	2	0
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	6	0
Repsol Energy Canada, Ltd.	Repsol Exploración S.A.	Canadá	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	(1.514)	788
Repsol Energy Ventures, S.A.	Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Desarrollo de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00	3	2
Repsol Exploration Advanced Services, AG	Repsol Exploración S.A.	Suiza	Sociedad prestadora de servicios de recursos humanos	I.G.	100,00	100,00	1	0
Repsol Gas Portugal, S.A.	Repsol Butano, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	41	1
Repsol GLP de Bolivia, S.A.	Repsol Butano, S.A.	Bolivia	Comercialización de GLP (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Italia, SpA	Repsol S.A.	Italia	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	46	2
Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Fabricación y comercialización de derivados del petróleo	I.G.	100,00	99,97	60	5
Repsol Lubrificantes e Especialidades Brasil Participaçoes, Ltda.	Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	Brasil	Producción y comercialización de lubricantes	I.G.	100,00	100,00	(1)	0
Repsol Lusitania, S.L.	Repsol S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	99,97	84	0
Repsol Marketing, S.A.C.	Repsol Perú B.V.	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	7	3
Repsol Maroc, S.A.	Repsol Butano, S.A.	Marruecos	Comercialización de gas licuado del petróleo (44)	P.E.	99,96	99,96	0	1
Repsol Moray Firth, Ltd.	Repsol U.K. Round 3, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Nuevas Energías, S.A.	Repsol S.A.	España	Fabricación, distribución y venta de biocombustibles	I.G.	100,00	100,00	101	1
Repsol Perú, B.V.	Repsol S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	239	181
Repsol Petróleo, S.A.	Repsol S.A.	España	Importación de productos y explotación de refinerías	I.G.	99,97	99,97	3.223	218
Repsol Polímeros, S.A.	Repsol Química, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	494	222
Repsol Portuguesa, S.A.	Repsol S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	387	59
Repsol Química, S.A.	Repsol S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	876	60
Repsol St. John LNG, S.L.	Repsol LNG Holding, S.A.	España	Realización de estudios del sector	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Trading Perú, S.A.C.	Repsol Trading, S.A.	Perú	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	4	4
Repsol Trading Singapore Pte., Ltd.	Repsol Trading, S.A.	Singapur	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	(5)	0
Repsol Trading USA Corporation	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	(58)	0
Repsol Trading, S.A.	Repsol S.A.	España	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00	355	0
Repsol U.K. Round 3, Ltd.	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Rocsole, Ltd. (5)	Repsol Energy Ventures S.A.	Finlandia	Desarrollo de tecnología	P.E.	15,63	15,63	3	5
Saint John Gas Marketing Companuy	Repsol St. John LNG, S.L.	Estados Unidos	Proyecto de inversión planta de licuefacción en Canadá	I.G.	100,00	100,00	0	2
Saint John LNG Development Company, Ltd.	Repsol St. John LNG, S.L.	Canadá	Proyecto de inversión planta de licuefacción en Canadá	I.G.	100,00	100,00	0	4
Servicios de Seguridad Mancomunados, S.A.	Repsol Petróleo, S.A.	España	Seguridad	I.G.	100,00	99,98	1	0
Servicios Logisticos Combustibles de Aviacion, S.L.	Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Transporte de productos petrolíferos de aviación		50,00	49,29	24	4
Servicios y Operaciones de Perú S.A.C	Repsol Perú B.V.	Perú	Otras actividades (44)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda.	Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	0	0
Sociedade Açoreana de Armazenagen de Gas, S.A.	Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	P.E.	25,07	25,07	4	1
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	94,94	92,08	(5)	6
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	Repsol Butano, S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1	1
Solred, S.A.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Gestión de medios de pago en Estaciones de Servicio	I.G.	100,00	96,67	29	7
Spelta Produtos Petrolíferos Unipessoal, Lda. (43)	Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1	0
Terminales Canarios, S.L.	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Almacenamiento y distribución de productos petrolíferos	P.E.(N.C.)	50,00	48,34	28	20
The Repsol Company of Portugal, Ltd.	Repsol S.A.	Portugal	Arrendamiento de activos logísticos en Portugal	I.G.	100,00	100,00	2	1
Tucunaré Empreendimentos e Participaçoes, Ltda.	Repsol Perú, B.V.	Brasil	Servicios de apoyo e infraestructura administrativa	I.G.	100,00	100,00	6	5
Windplus, S.A.	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Portugal	Desarrollo de tecnología para generación eólica	P.E.	20,60	19,70	3	1

Nombre	Matriz	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2016 % de Participación de Control (2)	Diciembre 2016 % de Participación Total Grupo	Diciembre 2016 Millones de Euros Patrimonio Neto (3)	Diciembre 2016 Millones de Euros Capital Social (3)
CORPORACIÓN								
Albatros, S.à.r.L.	Repsol S.A.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	170	0
AR Oil & Gaz, B.V.	Repsol Exploración S.A.	Países Bajos	Sociedad de cartera	P.E.(N.C.)	49,01	49,01	835	0
Carbón Black Española, S.A.	Repsol S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	64	0
Edwards Gas Services LLC	Repsol Oil & Gas USA LLC.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	50,00	50,00	75	54
FEX GP Llc. (11)	Repsol Oil & Gas USA LLC.	Estados Unidos	Sociedad de cartera (44)	I.G.	100,00	100,00	1	1
Fortuna Finance Corporation S.ar.l.	TE Holding S.a.r.l.	Luxemburgo	Financiera	I.G.	100,00	100,00	0	0
Fortuna International (Barbados) Inc. (46)	Talisman International (Luxembourg), S.a.r.l.	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	145	72
Fortuna International Petroleum Corporation	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.099	609
Gas Natural SDG, S.A. (6)	Repsol S.A.	España	Generación de electricidad y eólica y compraventa de gas	P.E.	20,07	20,07	19.005	1.001
Gaviota RE, S.A. (8)	Albatros, S.a.r.l.	Luxemburgo	Seguros y reaseguros.	I.G.	100,00	100,00	256	14
Greenstone Assurance, Ltd.	Gaviota RE, S.A.	Islas Bermudas	Seguros y reaseguros (sociedad en situación de "run-off")	I.G.	100,00	100,00	4	4
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Repsol OCP de Ecuador, S.A.	Islas Caimán	Sociedad de cartera	P.E.	29,66	29,66	(266)	95
Oleum Insurance Company Ltd.	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Barbados	Seguros y reaseguros.	I.G.	100,00	100,00	474	3
Repsol Bolivia, S.A.	Repsol S.A.	Bolivia	Prestación de servicios	I.G.	100,00	100,00	522	253
Repsol Energy Resources Canada, Inc.	Repsol Canadá Inversiones, S.A.	Canadá	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	7.349	9.221
Repsol Gestión de Divisa, S.L. (32)	Repsol S.A.	España	Financiera	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol International Finance, B.V.	Repsol S.A.	Países Bajos	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	1.210	338
Repsol Netherlands Finance, BV	Repsol International Finance, B.V.	Países Bajos	Financiera	I.G.	100,00	100,00	180	0
Repsol Oil & Gas RTS Sdn.Bhd. (21)	TE Holding S.a.r.l.	Malasia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	(12)	7
Repsol Oil & Gas SEA Pte. Ltd. (22)	TE Holding S.a.r.l.	Singapur	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	3	1
Repsol Services Company	Repsol USA Holdings Corporation	Estados Unidos	Prestación de servicios	I.G.	100,00	100,00	51	42
Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Países Bajos	Servicios financieros	P.E.(N.C.)	100,00	60,01	5.281	4.935
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	Repsol S.A.	España	Tesorera de las sociedades del Grupo	I.G.	100,00	100,00	539	0
Rift Oil Ltd.	Talisman International Holdings, B.V.	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	41	48
Talisman Energy (Sahara) B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera (44)	I.G.	100,00	100,00	181	0
Talisman Finance (UK) Ltd.	TEGSI (UK), Ltd.	Reino Unido	Financiera (44)	I.G.	100,00	100,00	0	2
Talisman International (Luxembourg), S.a.r.l. (40)	Repsol Oil & Gas Canada Inc.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	(13)	73
Talisman International Holdings B.V.	TE Holding S.a.r.l.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	2.913	927
Talisman Perpetual (Norway) Ltd.	TE Holding S.a.r.l.	Reino Unido	Sociedad de cartera (44)	I.G.	100,00	100,00	1	1
TE Capital S.ar.l.	TE Holding, S.a.r.l.	Luxemburgo	Financiera	I.G.	100,00	100,00	1.255	8
TE Finance S.ar.l.	TE Holding, S.a.r.l.	Luxemburgo	Financiera	I.G.	100,00	100,00	2.252	0
TE Holding S.ar.l.	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Luxemburgo	Sociedad de cartera y financiera	I.G.	100,00	100,00	15.720	2.135
TEGSI (UK) Ltd.	TE Holding, S.a.r.l.	Reino Unido	Sociedad de servicios compartidos (44)	I.G.	100,00	100,00	3	5
TV 05-2/10 Holding B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	79	0
TV 135-136 Holding B.V.	Talisman International Holdings, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	93	0

(1) Método de consolidación:
I.G.: Integración global
P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos se identifican como "N.C".
(2) Porcentaje correspondiente a la participación directa e indirecta de la sociedad matriz inmediatamente superior sobre la filial.
(3) Corresponde a los datos de Patrimonio Neto y Capital Social utilizados en el proceso de consolidación del Grupo. Aquellas compañías cuya moneda funcional no es el euro ha sido convertido al tipo de cambio de cierre. Los importes están redondeados (figuran como cero a
(4) Participaciones en operaciones conjuntas (ver anexo II) que, estando articuladas a través de una Sociedad, este vehículo no limita sus derechos a los activos ni sus obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo.
(5) Sociedades incorporadas al Grupo Repsol en el ejercicio 2016 (ver Anexo Ib).
(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) Esta sociedad cuenta con una sucursal domiciliada en Liberia, actualmente en proceso de baja registral.
(8) Esta sociedad posee participaciones minoritarias en las sociedades Oil Casualty Insurance, Ltd (1,86%) y Oil Insurance, Ltd (5,86%), domiciliadas en Bermudas.
(9) Esta sociedad, constituida legalmente en Bahamas, está domiciliada fiscalmente en Reino Unido.
(10) Estas sociedades, constituidas legalmente en Islas Vírgenes Británicas, están domiciliadas fiscalmente en Reino Unido.
(11) Esta sociedad, anteriormente denominada Fex GP, Inc., es la matriz de FEX L.P., domiciliada en Estados Unidos.
(12) Esta sociedad, antes denominada Talisman Energy, Inc., es la matriz de Repsol Groundbirch Partnership, antes denominada Talisman Groundbirch Partnership, domiciliada en Estados Unidos.
(13) Sociedad anteriormente denominada Talisman Alberta Shale Partnership
(14) Sociedad anteriormente denominada Talisman Wild River Partnership
(15) Sociedad anteriormente denominada Talisman Central Alberta Partnership
(16) Sociedad anteriormente denominada Talisman Energy Canada
(17) Sociedad anteriormente denominada Talisman Malaysia, Ltd.
(18) Sociedad anteriormente denominada Talisman Malaysia (PM3), Ltd.
(19) Sociedad anteriormente denominada Talisman Malaysia Holdings, Ltd.
(20) Sociedad anteriormente denominada Repsol Exploración Suriname, S.L.
(21) Sociedad anteriormente denominada Talisman RTC Sdn, Bhd.
(22) Sociedad anteriormente denominada Talisman Sea Pte, Ltd.
(23) Sociedad anteriormente denominada Talisman Sinopec Alpha, Ltd.
(24) Sociedad anteriormente denominada Talisman Sinopec Beta, Ltd.
(25) Sociedad anteriormente denominada Talisman Sinopec Energy UK, Ltd.
(26) Sociedad anteriormente denominada Talisman Sinopec LNS, Ltd.
(27) Sociedad anteriormente denominada Talisman Sinopec North Sea, Ltd.
(28) Sociedad anteriormente denominada Talisman Sinopec Oil Trading, Ltd.
(29) Sociedad anteriormente denominada Talisman Sinopec Pension and Life Scheme, Ltd.
(30) Sociedad anteriormente denominada Talisman Sinopec Transportation (UT), Ltd.
(31) Sociedad anteriormente denominada Talisman Sinopec Trustees (UK), Ltd.
(32) Sociedad anteriormente denominada Repsol LNG, S.L.
(33) Sociedad anteriormente denominada Talisman Energy Niugini Ltd
(34) Sociedad anteriormente denominada Talisman Energy Kimu Alpha Pty Ltd
(35) Sociedad anteriormente denominada Talisman Energy Kimu Beta Ltd
(36) Sociedad anteriormente denominada Talisman Resources (JPDA 06-205) Pty Ltd.
(37) Sociedad anteriormente denominada Papua Petroleum Pty Ltd.
(38) Sociedad anteriormente denominada Talisman Niugini Pty Ltd.
(39) Sociedad anteriormente denominada Talisman Australasia Pty Ltd
(40) Sociedad anteriormente denominada Talisman International (Barbados) Inc.
(41) Sociedad anteriormente denominada Talisman Energy USA Inc.
(42) Sociedad anteriormente denominada Fortuna Energy Holding Inc.
(43) Los datos de Capital Social y Patrimonio Neto corresponden al 2015.
(44) Sociedad sin actividad.
(45) Sociedad en proceso de liquidación.
(46) Estas sociedades, constituidas legalmente en Barbados, están domiciliadas fiscalmente en Países Bajos.

ANEXO Ib: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016

a) Combinaciones de negocios u otras adquisiciones o aumento de participación en entidades dependientes, negocios conjuntos y/o inversiones en asociadas:

				31.12.16			
Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de Consolidación [1]	% de derechos de voto adquiridos	% de derechos de voto totales con posterioridad a la adquisición [2]
Repsol UK, Ltd.	Reino Unido	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	enero-16	I.G.	100,0%	100,0%
Rocsole, Ltd.	Finlandia	Repsol Energy Ventures, S.A.	Adquisición	enero-16	P.E.	15,63%	15,63%
Inch Cape Offshore, Ltd.	Reino Unido	Wind Farm Energy U.K., Ltd.	Aumento part.	enero-16	I.G.	49,00%	100,00%
Repsol Ductos Colombia, S.A.S.	Colombia	Talisman Colombia Holdco, Ltd.	Constitución	abril-16	I.G.	100,00%	100,00%
Vung May 156-159 Vietnam B.V. [3]	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	junio-16	I.G.	100,00%	100,00%
Petronor Innovación, S.L.	España	Petróleos del Norte, S.A.	Constitución	octubre-16	I.G.	100,00%	100,00%
Repsol E&P USA Holdings, Inc.	Estados Unidos	Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc.	Constitución	diciembre-16	I.G.	100,00%	100,00%

[1] Método de consolidación:
I.G. : Integración global
P.E.: Puesta en equivalencia.
[2] Porcentaje correspondiente a la participación directa e indirecta de la sociedad matriz inmediatamente superior sobre la filial.
[3] Sociedad incorporada al perímetro de consolidación durante el ejercicio. Anteriormente inactiva.

Cambios de domicilio legal y fiscal:

Nombre	Anterior jurisdicción de residencia	Nueva jurisdicción de residencia	Fecha
Repsol Company of Portugal, Ltd [1]	Reino Unido	Portugal	enero-16
Talisman International (Luxembourg), S.a.r.l [2]	Barbados	Luxemburgo	diciembre-16
Repsol Oil & Gas USA, Llc [3]	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-16
Repsol Oil & Gas Holdings USA, Inc [4]	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-16
FEX GP, Llc [5]	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-16

[1] Esta sociedad ha modificado su domiciliación fiscal, si bien su residencia legal permanece en Reino Unido.
[2] Anteriormente denominada Talisman International (Barbados), Inc
[3] Anteriormente denominada Talisman Energy USA, Inc
[4] Anteriormente denominada Fortuna Energy Holdings, Inc
[5] Esta sociedad, anteriormente denominada Fex GP, Inc., es la matriz de FEX L.P., cuyo domicilio también ha sido modificado a EE.UU. (Tejas).

b) Disminución de participaciones en entidades dependientes, negocios conjuntos y/o inversiones en asociadas u otras operaciones de naturaleza similar:

					31.12.16		
Nombre	**País**	**Sociedad Matriz**	**Concepto**	**Fecha**	**% de derechos de voto enajenados o dados de baja**	**% de derechos de voto totales con posterioridad a la enajenación**	**Beneficio/ (Pérdida) generado (Millones de euros) [1]**
Moray Offshore Renewables, Ltd.	Reino Unido	Repsol Moray Firth, Ltd.	Enajenación	enero-16	33,36%	0,00%	7
Alsugas Gaviota, S.L.	España	Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.L.	Liquidación	marzo-16	100,00%	0,00%	-
Talisman Energy Norge AS	Noruega	Talisman Middle East B.V.	Liquidación	marzo-16	100,00%	0,00%	-
Talisman Oil & Gas (Australia) Pty, Ltd.	Australia	Paladin Resources Limited	Enajenación	abril-16	100,00%	0,00%	(9)
Beatrice Offshore Windfarm, Ltd.	Reino Unido	Beatrice Wind, Ltd.	Enajenación	mayo-16	25,00%	0,00%	Nota (2)
Inch Cape Offshore, Ltd.	Reino Unido	Wind Farm Energy U.K., Ltd.	Enajenación	mayo-16	100,00%	0,00%	Nota (2)
Beatrice Wind, Ltd [3]	Reino Unido	Wind Farm Energy U.K., Ltd.	Enajenación	mayo-16	100,00%	0,00%	Nota (2)
Wind Farm Energy U.K., Ltd [4]	Reino Unido	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Enajenación	mayo-16	100,00%	0,00%	Nota (2)
Talisman (Jambi) Ltd.	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc	Liquidación	mayo-16	100,00%	0,00%	-
Talisman Indonesia Ltd.	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc	Liquidación	mayo-16	100,00%	0,00%	-
TE Resources S.ar.l.	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Liquidación	mayo-16	100,00%	0,00%	-
Talisman International Business Corporation	Barbados	Repsol Oil & Gas Canada, Inc	Liquidación	junio-16	100,00%	0,00%	-
TLM Finance Corp	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc	Absorción	junio-16	100,00%	0,00%	-
New Santiago Pipelines AG [5]	Suiza	Talisman Ocensa Pipelines Holdings AG	Absorción	junio-16	100,00%	0,00%	-
Santiago Pipelines AG [5]	Suiza	Talisman Ocensa Pipelines Holdings AG	Absorción	junio-16	100,00%	0,00%	-
Talisman Santiago AG [5]	Suiza	New Santiago Pipelines AG	Absorción	junio-16	100,00%	0,00%	-
Talisman SO AG [5]	Suiza	Santiago Pipelines AG	Absorción	junio-16	100,00%	0,00%	-
TE Colombia Holding S.ar.l	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Liquidación	junio-16	100,00%	0,00%	-
Repsol Exploración Gorontalo B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	junio-16	100,00%	0,00%	-
Repsol Exploración Numfor B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	junio-16	100,00%	0,00%	-
Repsol LNG Offshore B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	junio-16	100,00%	0,00%	1
Repsol Gas del Perú, S.A.	Perú	Repsol Butano, S.A.	Enajenación	junio-16	99,85%	0,00%	Nota (6)
Repsol Gas de la Amazonía, S.A.C.	Perú	Repsol Gas del Perú, S.A.	Enajenación	junio-16	100,00%	0,00%	Nota (6)
Via Red Hostelería y Distribución, S.L.	España	Repsol Butano, S.A.	Enajenación	julio-16	100,00%	0,00%	-
Fusi GP, Llc. [7] [8]	Estados Unidos	Repsol Oil & Gas USA Llc.	Absorción	julio-16	100,00%	0,00%	-
Fortuna (US) L.P.	Estados Unidos	Fusi GP, Llc.	Liquidación	julio-16	100,00%	0,00%	-
Talisman Energy Services, Llc. [7] [9]	Estados Unidos	Repsol Oil & Gas USA Llc.	Absorción	julio-16	100,00%	0,00%	-
TE Global Services, Llc. [7] [10]	Estados Unidos	Talisman Energy Services, Llc.	Absorción	julio-16	100,00%	0,00%	-
TE NOK, S.a.r.l. [11]	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Absorción	julio-16	100,00%	0,00%	-
Talisman UK Investments, Ltd.	Reino Unido	TE Holding S.ar.l.	Liquidación	agosto-16	100,00%	0,00%	-
Papua Petroleum (PNG), Ltd.	Papúa Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Liquidación	agosto-16	100,00%	0,00%	-
Duragas, S.A.	Ecuador	Repsol Butano, S.A.	Enajenación	octubre-16	100,00%	0,00%	Nota (12)
Servicios de Mantenimiento y Personal, S.A.	Ecuador	Repsol Butano, S.A.	Enajenación	octubre-16	100,00%	0,00%	Nota (12)
Talisman Wiriagar Overseas, Ltd.	Islas Vírgenes Británicas	Talisman Energy Tangguh, B.V.	Enajenación	diciembre-16	100,00%	0,00%	21
Repsol Capital, S.L. [13]	España	Repsol Tesorería y Gestión Financiera S.L.	Absorción	diciembre-16	100,00%	0,00%	-
Tecnicontrol y Gestión Integral, S.L. [13]	España	Repsol Tesorería y Gestión Financiera S.L.	Absorción	diciembre-16	100,00%	0,00%	-
Repsol E&P T&T, Ltd	Trinidad & Tobago	Repsol Exploración, S.A.	Enajenación	diciembre-16	100,00%	0,00%	17
Kuosol S.A.P.I. de C.V.	México	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Enajenación	diciembre-16	50,00%	0,00%	-
Principle Power, Inc.	Estados Unidos	Repsol Energy Ventures, S.A.	Disminución part	diciembre-16	0,58%	24,79%	-
Gas Natural Fenosa SDG, S.A.	España	Repsol, S.A.	Disminución part	diciembre-16	10,08%	20,07%	233
Red Sea Oil Corporation	Canadá	Repsol Oil & Gas Canada, Inc	Liquidación	diciembre-16	100,00%	0,00%	-
TE Global Holding, S.a.r.l.	Luxemburgo	Talisman Holding International, S.a.r.l.	Liquidación	diciembre-16	100,00%	0,00%	-

[1] Corresponde al resultado registrado antes de impuestos.
[2] Sociedades enajenadas como parte de la operación de venta del negocio eólico en Reino Unido al grupo chino SIDIC Power (ver Nota 4.1).
[3] Anteriormente denominada Repsol Beatrice, Ltd.
[4] Anteriormente denominada Repsol Nuevas Energias UK, Ltd.
[5] Sociedades absorbidas por Talisman Ocensa Pipelines Holdings AG.
[6] Sociedades enajenadas como parte de la operación de venta del negocio de GLP en Perú (ver Nota 4.1).
[7] Sociedades absorbidas por Talisman Energy USA Inc.
[8] Anteriormente denominada Fusi GP, Inc.
[9] Anteriormente denominada Talisman Energy Services, Inc.
[10] Anteriormente denominada TE Global Services, Inc.
[11] Sociedad absorbida por TE Capital, S.a.r.l.
[12] Sociedades enajenadas como parte de la operación de venta del negocio de GLP en Ecuador (ver Nota 4.1).
[13] Sociedad absorbida por Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.

ANEXO Ib: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015

a) Combinaciones de negocios u otras adquisiciones o aumento de participación en entidades dependientes, negocios conjuntos y/o inversiones en asociadas:

				31.12.15			
Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de Consolidación (1)	% de derechos de voto adquiridos	% de derechos de voto totales con posterioridad a la adquisición (2)
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento participación	febrero-15	I.G.	4,94%	94,94%
Repsol Chile, S.A.	Chile	Repsol, S.A.	Aumento participación	abril-15	I.G.	0,01%	100,00%
Amulet Maritime Limited (3)	Reino Unido	TEGSI (UK) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Edwards Gas Services LLC (3)	Estados Unidos	Talisman Energy USA Inc.	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	50,00%	50,00%
Equion Energia Limited (3)	Reino Unido	Talisman Colombia Holdco Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	49,00%	49,00%
FEHI Holding S.ar.l. (3)	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
FEX GP Inc. (3)	Estados Unidos	Talisman Energy USA Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
FEX L.P. (3)	Estados Unidos	FEX GP Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Foreland Oil Limited (3)	Islas Virgenes Británicas	Rift Oil Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Fortuna (US) L.P. (3)	Estados Unidos	FUSI GP Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Fortuna Energy Holding Inc. (3)	Estados Unidos	FEHI Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Fortuna Finance Corporation S.ar.l. (3)	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Fortuna International (Barbados) Inc. (3)	Barbados	Talisman International (Barbados) Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Fortuna International Petroleum Corporation (3)	Barbados	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Fortuna Resources (Sunda) Limited (3)	Islas Virgenes Británicas	Talisman UK (South East Sumatra) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
FUSI GP Inc. (3)	Estados Unidos	Talisman Energy USA Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Honner Limited (3)(6)	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
New Santiago Pipelines AG (3)	Suiza	Talisman Ocensa Pipelines Holdings AG	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Oleum Insurance Company Limited (3)	Barbados	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Paladin Resources Limited (3)	Reino Unido	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Papua Petroleum (PNG) Ltd (3)	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Papua Petroleum Pty Ltd.(3)	Australia	Talisman Niugini Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Red Sea Oil Corporation (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Rift Oil Limited (3)	Reino Unido	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Rigel Petroleum (NI) Limited (3)	Irlanda del Norte	Rigel Petroleum UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	100,00%	51,00%
Rigel Petroleum UK Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	100,00%	51,00%
Rowell Limited (3)	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Santiago Pipelines AG (3)	Suiza	Talisman Ocensa Pipelines Holdings AG	Adquisición	mayo-15	IG	100,00%	100,00%
Talisman (Algeria) B.V. (3)	Países Bajos	Talisman Middle East B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Asia) Ltd. (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Block K 39) B.V. (3)	Países Bajos	Talisman K Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Block K 44) B.V. (3)	Países Bajos	Talisman K Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Block K 9) B.V. (3)	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Colombia) Oil & Gas Ltd. (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Corridor) Ltd. (3)	Barbados	Fortuna International (Barbados) Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Jambi Merang) Limited (3)	Reino Unido	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Jambi) Ltd. (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Ogan Komering) Ltd. (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Pasangkayu) Ltd. (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Sageri) Ltd. (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Sumatra) Ltd. (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Vietnam 133 &134) Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Vietnam 15-2/01) Ltd. (4)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman (Vietnam 46/02) Ltd. (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Alberta Shale Partnership (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Andaman B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Australasia Pty Ltd.(3)	Australia	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Banyumas B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Central Alberta Partnership (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Colombia B.V. (3)	Países Bajos	TE Colombia Holding S.ar.l	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Colombia Holdco Limited (3)	Reino Unido	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman East Jabung B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman East Tanjung B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy (Sahara) B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy Canada (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy DL Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	100,00%	51,00%
Talisman Energy Inc. (3)	Canadá	N/A	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy Investments Norge AS (3)	Noruega	Talisman Perpetual (Norway) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy Kimu Alpha Pty Ltd (3)	Australia	Talisman Energy Niugini Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy Kimu Beta Ltd (3)	Papua Nueva Guinea	Talisman Energy Niugini Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy Niugini Limited (3)	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy Norge AS (3)	Noruega	Talisman Middle East B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy NS Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	100,00%	51,00%
Talisman Energy Poland B.V. (3)	Países Bajos	Fortuna Energy Holding Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy Services Inc. (3)	Estados Unidos	Fortuna Energy Holding Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy Tangguh B.V. (3)	Países Bajos	Talisman Energy (Sahara) B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Energy USA Inc. (3)	Estados Unidos	Fortuna Energy Holding Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Finance (UK) Limited (3)	Reino Unido	TEGSI (UK) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Global Holdings B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Groundbirch Partnership (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Holding International S.ar.l (3)	Luxemburgo	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Indonesia Ltd. (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman International (Barbados) Inc. (3)	Barbados	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman International Business Corporation (3)	Barbados	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman International Holdings B.V. (3)	Países Bajos	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman International Holdings B.V. SCS (3)	Luxemburgo	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Java B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman K Holdings B.V. (3)	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Malaysia (PM3) Limited (3)	Barbados	Talisman Malaysia Holdings Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Malaysia Holdings Limited (3)	Barbados	Talisman Oil Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Malaysia Limited (3)	Barbados	Talisman Malaysia Holdings Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Middle East B.V. (3)	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Niugini Pty Ltd.(3)	Papua Nueva Guinea	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman North Jabung Ltd. (3)	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Ocensa Pipelines Holdings AG (3)	Suiza	Talisman Colombia B.V.	Adquisición	mayo-15	IG	100,00%	100,00%
Talisman Oil & Gas (Australia) Pty Limited (3)	Australia	Paladin Resources Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%

				31.12.15			
Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de Consolidación (1)	% de derechos de voto adquiridos	% de derechos de voto totales con posterioridad a la adquisición [2]
Talisman Oil Limited (3)	Barbados	Fortuna International Petroleum Corporation	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Perpetual (Norway) Limited (3)	Reino Unido	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Peru B.V. (3)	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Petroleum Norge AS (3)	Noruega	Talisman Energy Norge AS	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Resources (Bahamas) Limited (3)	Bahamas	Paladin Resources Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Resources (JPDA 06-105) Pty Limited (3)	Australia	Talisman Oil & Gas (Australia) Pty Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Resources (North West Java) Limited (3)	Reino Unido	Talisman UK (South East Sumatra) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Resources Norge AS (3)	Noruega	Talisman Energy Norge AS	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman RTC Sdn.Bhd. (3)	Malasia	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Sadang B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Sakakemang B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Santiago AG (3)	Suiza	New Santiago Pipelines AG	Adquisición	mayo-15	IG	100,00%	100,00%
Talisman SEA Pte. Ltd. (3)	Singapur	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Sierra Leone B.V. (3)	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Sinopec Alpha Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	100,00%	51,00%
Talisman Sinopec Beta Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	100,00%	51,00%
Talisman Sinopec Energy UK Limited (3)	Reino Unido	Talisman Colombia Holdco Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	51,00%	51,00%
Talisman Sinopec LNS Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	100,00%	51,00%
Talisman Sinopec North Sea Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	100,00%	51,00%
Talisman Sinopec Oil Trading Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec North Sea Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	100,00%	51,00%
Talisman Sinopec Pension and Life Scheme Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	100,00%	51,00%
Talisman Sinopec Transportation (UT) Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec North Sea Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	100,00%	51,00%
Talisman Sinopec Trustees (UK) Limited (3)	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	100,00%	51,00%
Talisman SO AG (3)	Suiza	Santiago Pipelines AG	Adquisición	mayo-15	IG	100,00%	100,00%
Talisman South Mandar B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman South Sageri B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Sumatra B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Transgasindo Ltd. (3)	Barbados	Fortuna International (Barbados) Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman UK (South East Sumatra) Limited (3)	Reino Unido	Paladin Resources Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman UK Investments Limited (3)	Reino Unido	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Vietnam 05-2/10 B.V. (3)	Países Bajos	TV 05-2/10 Holding B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Vietnam 07/03 B.V. (3)	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Vietnam 07/03-CRD Corporation LLC (3)	Estados Unidos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Vietnam 135-136 B.V. (3)	Países Bajos	TV 135-136 Holding B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Vietnam 146-147 B.V. [3]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Vietnam 45 B.V. [3]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Vietnam 46-07 B.V. [3]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Vietnam Limited [3]	Barbados	Talisman Oil Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman West Bengara B.V. [3]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Wild River Partnership [3]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Talisman Wiriagar Overseas Limited [3]	Islas Vírgenes Británicas	Talisman Energy Tangguh B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
TE Capital S.ar.l. [3]	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
TE Colombia Holding S.ar.l [3]	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
TE Finance S.ar.l. [3]	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
TE Global Holding S.ar.l [3]	Luxemburgo	Talisman Holding International S.ar.l	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
TE Global Services Inc. [3]	Estados Unidos	Talisman Energy Services Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
TE Holding S.ar.l. [3]	Luxemburgo	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
TE NOK S.ar.l. [3]	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
TE Resources S.ar.l. [3]	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
TEGSI (UK) Limited [3]	Reino Unido	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
TLM Finance Corp [3]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Transworld Petroleum (U.K.) [3]	Reino Unido	Talisman Sinopec North Sea Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(N.C.)	100,00%	51,00%
Triad Oil Manitoba Ltd. [3]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
TV 05-2/10 Holding B.V. [3]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
TV 135-136 Holding B.V. [3]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
504744 Alberta Ltd. [3]	Canadá	Talisman Energy Canada	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
7308051 Canada Ltd [3]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
8441251 Canada Ltd. [3]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
8441316 Canada Ltd. [3]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
8787352 Canada Ltd. [3]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
8787387 Canada Ltd [3]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%
Repsol Exploración Boughezoul, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	agosto-15	I.G.	100,00%	100,00%
Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V.	México	Repsol Química, S.A.	Constitución	agosto-15	P.E.(N.C.)	50,00%	50,00%
North Dynasol Shanghai Business Consulting Co Ltd.	China	Dynasol Gestión, S.A.	Constitución	agosto-15	P.E.(N.C.)	50,00%	25,00%
Rock Solid Images US Group, Inc.	Estados Unidos	Repsol USA Holdings Corporation	Adquisición	agosto-15	P.E.	30,00%	30,00%
Principle Power (Europe), Ltd.	Reino Unido	Principle Power, Inc.	Aumento participación	septiembre-15	P.E.(N.C.)	(4)	(4)
Principle Power Portugal Unipessoal, Lda.	Portugal	Principle Power, Inc.	Aumento participación	septiembre-15	P.E.(N.C.)	(4)	(4)
Principle Power, Inc.	Estados Unidos	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento participación	septiembre-15	P.E.(N.C.)	0,66%	25,37%
Dynasol China, S.A. de C.V.	México	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	Adquisición	octubre-15	P.E.(N.C.)	99,99%	49,99%
Insa, Llc.	Estados Unidos	Dynasol Gestión, S.L.	Adquisición	octubre-15	P.E.(N.C.)	100,00%	50,00%
Insa Altamira, S.A. de C.V.	México	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	Adquisición	octubre-15	P.E.(N.C.)	99,99%	50,00%
Insa, GPRO	Estados Unidos	Dynasol China, S.A. de C.V.	Adquisición	octubre-15	P.E.(N.C.)	50,00%	24,99%
Industrias Negromex, S.A. de C.V.	México	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	Adquisición	octubre-15	P.E.(N.C.)	99,99%	49,99%
Liaoning North Dynasol Synthetic Rubber Co., Ltd.	China	Dynasol Gestión, S.L.	Alta en el perímetro de consolidación	octubre-15	P.E.(N.C.)	50,00%	25,00%
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Perú	Repsol Perú, B.V.	Aumento participación	noviembre-15	I.G.	31,36%	82,39%
Gas Natural SDG, S.A.	España	Repsol, S.A.	Aumento participación	diciembre-15	P.E.(N.C.)	0,15%	30,15%

[1] Método de consolidación:
I.G. : Integración global
P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos se identifican como "N.C.".

[2] Porcentaje correspondiente a la participación directa e indirecta de la sociedad matriz inmediatamente superior sobre la filial.

[3] Sociedades adquiridas en la combinación de negocios de ROGCI (ver Nota 4).

[4] El porcentaje de control de estas sociedades no ha variado. Sin embargo, el porcentaje de participación total del Grupo ha pasado de 24,71% a 25,37%.

Cambios de domicilio legal y fiscal:

Nombre	Anterior jurisdicción de residencia	Nueva jurisdicción de residencia	Fecha
Repsol Energy North America Corporation	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-15
Repsol E&P USA Inc.	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-15
Repsol Louisiana Corp.	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-15
Repsol Offshore E&P USA Inc.	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-15
Repsol Trading USA Corporation	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-15
Repsol USA Holdings Corporation	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-15
Saint John Gas Marketing Company	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-15
Repsol Services Company	EE.UU. (Delaware)	EE.UU. (Tejas)	diciembre-15

b) Disminución de participaciones en entidades dependientes, negocios conjuntos y/o inversiones en asociadas u otras operaciones de naturaleza similar:

				31.12.15			
Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	% de derechos de voto enajeados o dados de baja	% de derechos de voto totales con posterioridad a la enajenación	Beneficio/(Pérdida) generado (Millones de euros) [1]
Enirepsa Gas, Limited	Arabia Saudí	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	marzo-15	--	--	-
Perú Hunt Pipeline Development Company, Llc. [2]	Estados Unidos	Repsol Exploración Perú, S.A.	Liquidación	abril-15	--	--	-
Repsol International Capital, Ltd. [3]	Islas Caiman	Repsol International Finance, B.V.	Liquidación	julio-15	--	--	-
Repsol Mediación Agente de Seguros Vinculado, S.L.U. [4]	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	agosto-15	--	--	-
Euro-24, S.L. [4]	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	agosto-15	--	--	-
San Andrés Park, S.L. [4]	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	agosto-15	--	--	-
Honner Limited	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty, Ltd.	Liquidación	agosto-15	--	--	-
Caveant, S.A.	Argentina	Repsol Capital, S.L.	Liquidación	septiembre-15	--	--	-
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol, S.A.	Enajenación	septiembre-15	--	--	Nota (7)
CLH Aviación, S.A.	España	Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	Enajenación	septiembre-15	--	--	Nota (7)
Windplus, S.A.	Portugal	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Disminución part.	octubre-15	70,68%	20,60%	-
General Química, S.A.U.	España	Dynasol Gestión, S.L.	Disminución part.	octubre-15	(5)	(5)	-
Cogeneración Gequisa	España	General Química, S.A.U.	Disminución part.	octubre-15	(6)	(6)	-
Repsol Overzee Financiën, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Absorción	noviembre-15	--	--	-
Zhambay, Llp.	Kazakhstan	Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	Liquidación	noviembre-15	--	--	-
Repsol Investeringen, B.V.	Países Bajos	Repsol International Finance, B.V.	Liquidación	diciembre-15	--	--	-
Rowell, Ltd.	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Liquidación	diciembre-15	--	--	-
Talisman Petroleum Norge, AS	Noruega	Talisman Energy Norge AS	Liquidación	diciembre-15	--	--	-
Talisman Resources Norge, AS	Noruega	Talisman Energy Norge AS	Liquidación	diciembre-15	--	--	-
Talisman Energy Poland B.V.	Países Bajos	Fortuna Energy Holding Inc.	Liquidación	diciembre-15	--	--	-

(1) Corresponde al resultado registrado antes de impuestos.

(2) Esta sociedad es la matriz de Hunt Pipeline Development Perú, LP, que a su vez posee el 100% de Hunt Pipeline Company of Perú, Ltd., sociedad domiciliada en las Islas Caimán. Todas ellas han diso dadas de baja del Grupo Repsol.

(3) En línea con la política de gestión activa para reducir la presencia en territorios calificados como paraísos fiscales, esta sociedad ha sido liquidada con fecha 23 de julio de 2015. Las participaciones preferentes emitidas por esta sociedad en los ejercicios 1997 y 2002 ya habían sido recompradas en los ejercicios 2011 y 2013.

(4) Sociedades absorbidas por Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

(5) El porcentaje de control no ha variado. Sin embargo, el porcentaje de participación total del Grupo ha pasado de 100% a 50%.

(6) El porcentaje de control no ha variado. Sin embargo, el porcentaje de participación total del Grupo ha pasado de 39% a 19%.

(7) Ver Nota 4.1.

ANEXO II: OPERACIONES CONJUNTAS DEL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2016

A continuación se presentan las principales Operaciones Conjuntas (ver apartado 2.2.1 de la Nota 2) del Grupo Repsol (incluyendo aquellas en las que se participa a través de un negocio conjunto)[1]:

Nombre	Participación % [(1)]	Operador	Actividad
UPSTREAM			
Angola			
Bloque 22	30,00%	Repsol	Exploración
Bloque 35	25,00%	ENI	Exploración
Bloque 37	20,00%	Conoco	Exploración
Argelia			
Boughezoul (104b, 117, 133c, 135b y 137b)	51,00%	Repsol	Exploración
EMK	9,10%	Pertamina	Desarrollo/Producción
Greater MLN	35,00%	Pertamina	Desarrollo/Producción
Menzel Ledjmet Sud-Est /405a	35,00%	Pertamina	Desarrollo/Producción
Ourhoud Field / 404,405,406a	2,00%	Sonatrach	Desarrollo/Producción
Reggane (REGGANE,AZSE,SALI,TIO,KL,KLS)	29,25%	Repsol	Desarrollo/Producción
S.E. Illizi	52,50%	Repsol	Exploración
Tin Fouyé Tabenkor (TFT)	30,00%	Total	Desarrollo/Producción
Aruba			
Aruba	50,00%	Repsol	Exploración
Australia			
Kitan	25,00%	ENI	Desarrollo/Producción
WA-480-P	45,00%	BHP Billiton	Exploración
Bolivia [(2)]			
Amboro - Espejos	48,33%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Arroyo Negro	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Boqueron	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Camiri	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Carahuaicho 8B	24,17%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Carahuaicho 8C	24,17%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Carahuaicho 8D	48,33%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Cascabel	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Cobra	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Enconada	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Guairuy	48,33%	Repsol	Desarrollo/Producción
Huacaya (Caipipendi)	37,50%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
La Peña - Tundy	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Los Penocos	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Los Sauces (Grigota)	48,33%	Repsol	Desarrollo/Producción
Margarita (Caipipendi)	37,50%	Repsol	Desarrollo/Producción
Monteagudo	39,67%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Oriental	24,17%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Palacios	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Patujú	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Puerto Palos	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Rio Grande	48,33%	Petrobras	Desarrollo/Producción
Sabalo	24,46%	Petrobras	Desarrollo/Producción
San Alberto (San Alberto)	24,46%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Sara Boomerang III	48,33%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Sirari	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Víbora	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Yapacani	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Brasil			
Albacora Leste	6,00%	Petrobras	Desarrollo/Producción
BM-C-33 (C-M-539)	21,00%	Statoil	Exploración
BM-ES-21 (ES-M-414)	6,66%	Petrobras	Exploración
BM-S-50 (S-M-623)	12,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-51 (S-M-619)	12,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-9 (SPS-50)- Lapa (Carioca)	15,00%	Petrobras	Desarrollo/Producción
BM-S-9 (SPS-55)- Sapinhoá (Guará)	15,00%	Petrobras	Desarrollo/Producción
Piracucá (BM-S-7)	22,20%	Petrobras	Desarrollo/Producción
Bulgaria			
Han Asparuh	30,00%	Total	Exploración

[(1)] Las operaciones conjuntas en el segmento *Upstream* incluyen los bloques de aquellas Operaciones Conjuntas en los que el Grupo dispone de dominio minero para la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos.

Nombre	Participación % [1]	Operador	Actividad
Canadá [3]			
Chauvin Alberta	63,66%	Repsol	Desarrollo/Producción
Chauvin Saskatchewan	94,99%	Repsol	Desarrollo/Producción
Edson	78,82%	Repsol	Desarrollo/Producción
Groundbirch/Saturn- Montney Rights	42,53%	Repsol	Desarrollo/Producción
Groundbirch/Saturn- No Montney Rights	41,35%	Repsol	Desarrollo/Producción
Misc. Alberta	61,09%	Repsol	Exploración [4]
Misc. British Columbia	67,00%	Repsol	Exploración
Misc. Saskatchewan	83,39%	Repsol	Exploración
North Duvernay	87,88%	Repsol	Desarrollo/Producción
Quebec	80,00%	Repsol	Exploración
Total Frontier	55,35%	Repsol	Exploración
Wild River	44,44%	Repsol	Desarrollo/Producción
Colombia [5]			
Caguan 5	50,00%	Meta Petroleum Corp.	Exploración
Caguan 6	40,00%	Meta Petroleum Corp.	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Chipirón	8,75%	Oxycol	Desarrollo/Producción
COL-4	33,40%	Repsol	Exploración
Cosecha	17,50%	Oxycol	Desarrollo/Producción
CPE-8	50,00%	Repsol	Exploración
CPO-9	45,00%	Ecopetrol	Exploración/Producción
Cravo Norte	5,63%	Oxycol	Desarrollo/Producción
Gua Off 1	30,00%	Repsol	Exploración
Mundo Nuevo	21,00%	Equion	Exploración
Niscota	30,00%	Equion	Exploración
Piedemonte	24,50%	Equion	Desarrollo/Producción
Putumayo 9	40,00%	Meta Petroleum Corp.	Exploración
Putumayo 30	50,00%	Repsol	Exploración
RC-11	50,00%	Repsol	Exploración
RC-12	50,00%	Repsol	Exploración
Recetor	24,50%	Equion	Desarrollo/Producción
Rio Chitamena	15,19%	Equion	Desarrollo/Producción
Rondon	6,25%	Oxycol	Desarrollo/Producción
Tayrona	20,00%	Petrobras	Exploración
Ecuador			
Block 16 (extensión Wati)	35,00%	Repsol	Contrato Servicios
Tivacuno	35,00%	Repsol	Contrato Servicios
España			
Albatros	82,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Angula	53,85%	Repsol	Desarrollo/Producción
Bezana	44,45%	Petroleum Oil & Gas Spain	Exploración [4]
Bigüenzo	44,45%	Petroleum Oil & Gas Spain	Exploración [4]
Boquerón Unit	61,95%	Repsol	Desarrollo/Producción
Casablanca -Montanazo Unit	68,67%	Repsol	Desarrollo/Producción
Casablanca No Unit	67,35%	Repsol	Desarrollo/Producción
Montanazo D - No Unit	72,44%	Repsol	Desarrollo/Producción
Rodaballo	65,42%	Repsol	Desarrollo/Producción
Estados Unidos [3]			
Alaska			
North Slope	49,00%	Repsol	Exploración
North Slope	25,00%	Armstrong	Exploración
Beaufort Sea (Alaska)			
Beechey Point	20,00%	Shell	Exploración
Beechey Point	20,00%	ENI	Exploración
Harrison Bay	20,00%	Shell	Exploración
Harrison Bay	20,00%	ENI	Exploración
Eagle Ford	35,32%	Statoil	Desarrollo/Producción
Golfo de México			
Alaminos Canyon	10,00%	Statoil	Exploración
Atwater Valley	33,34%	Murphy	Exploración
Atwater Valley	50,00%	Repsol	Exploración
Green Canyon (Shenzi)	28,00%	BHP	Desarrollo/Producción
Green Canyon	40,00%	Murphy	Exploración
Green Canyon	33,34%	Repsol	Exploración
Green Canyon	34,00%	Repsol	Exploración
Green Canyon	40,00%	Repsol	Exploración
Green Canyon	50,00%	Repsol	Exploración
Keathley Canyon	12,50%	Chevron	Exploración
Keathley Canyon	60,00%	Repsol	Exploración
Keathley Canyon	10,00%	Statoil	Exploración
Mississippi Canyon	60,00%	Repsol	Exploración
Walker Ridge	60,00%	Repsol	Exploración
Marcellus	83,75%	Repsol	Desarrollo/Producción
Marcellus (*) Exploration unconventional	99,67%	Repsol	Exploración
Midcontinent	8,92%	SandRidge	Desarrollo/Producción
Gabón			
Luna Muetse (G4-246)	80,00%	Repsol	Exploración

Nombre	Participación % [1]	Operador	Actividad
Guyana			
Kanuku	70,00%	Repsol	Exploración
Indonesia			
Corridor	36,00%	Conoco	Desarrollo/Producción
East Jabung	51,00%	Repsol	Exploración
Jambi Merang	25,00%	PT Pertamina	Desarrollo/Producción
Ogan Komering	50,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Sakakemang	90,00%	Repsol	Exploración
Irlanda			
Dunquin FEL	25,00%	ENI	Exploración
Libia			
NC-115 (Development/Production)	20,00%	Akakus	Desarrollo/Producción
NC-115 (Exploration)	40,00%	Repsol	Exploración
NC-186 (Development/Production)	16,00%	Akakus	Desarrollo/Producción
NC-186 (Exploration)	32,00%	Repsol	Exploración
Malasia			
Angsi South Channel (Unit.)	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PM03 CAA	41,44%	Repsol	Desarrollo/Producción
PM305	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
PM314	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
SB1 Kinabalu	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
SB309	70,00%	Repsol	Exploración
Block 46-CN	33,15%	Repsol	Desarrollo/Producción
Marruecos			
Gharb Offshore Sud	75,00%	Repsol	Exploración
Noruega			
Licencia 019B (Gyda)	61,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 019B (Tambar East Unit)	9,76%	BP	Desarrollo/Producción
Licencia 019C	34,00%	Repsol	Exploración
Licencia 025 (Gudrun)	15,00%	Statoil	Desarrollo/Producción
Licencia 025 B (Gudrun)	15,00%	Statoil	Exploración
Licencia 038 (Varg)	65,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 038C (Rev)	70,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 038D	40,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 052 (Veslefikk)	27,00%	Statoil	Desarrollo/Producción
Licencia 053B (Brage)	33,84%	Wintershall	Desarrollo/Producción
Licencia 055 (Brage)	33,84%	Wintershall	Desarrollo/Producción
Licencia 055 B (Brage)	33,84%	Wintershall	Desarrollo/Producción
Licencia 055 D (Brage)	33,84%	Wintershall	Desarrollo/Producción
Licencia 185 (Brage)	33,84%	Wintershall	Desarrollo/Producción
Licencia 187 (Gudrun)	15,00%	Statoil	Exploración
Licencia 316 (Yme)	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 316B (Yme)	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 378 (Area A)	17,50%	Wintershall	Desarrollo/Producción
Licencia 378 (Area B)	17,50%	Wintershall	Exploración
Licencia 378 (Area C)	17,50%	Wintershall	Exploración
Licencia 528 (6707/8, 6707/9, 6707/11)	6,00%	Centrica R. Norge	Exploración
Licencia 528 B	6,00%	Centrica R. Norge	Exploración
Licencia 692 (6509/3, 6510/1, 6510/2)	70,00%	Repsol	Exploración
Licencia 704 (6705/10, 6704/12)	30,00%	DEA E&P Norge As	Exploración
Licencia 705 (6705/7, 6705/8, 6705/9, 6705/10)	40,00%	Repsol	Exploración
Licencia 721 (7321/4)	20,00%	DEA E&P Norge As	Exploración
Licencia 750 (6405/4, 6405/7, 6405/10)	40,00%	Tullow	Exploración
Licencia 750 B	40,00%	Tullow	Exploración
Licencia 801 (6605/2,3 og, 6608/1,2 og y 6706/10)	50,00%	Repsol	Exploración
Licencia 802 (6705/11,12)	40,00%	Repsol	Exploración
Licencia 840	20,00%	Statoil	Exploración
Licencia 847	20,00%	Wintershall	Exploración
Papúa Nueva Guinea			
Licencia 10	40,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 261	50,00%	Repsol	Exploración
Licencia 269	50,00%	Repsol	Exploración
Licencia 287	50,00%	Repsol	Exploración
Licencia 426	66,60%	Repsol	Exploración
Licencia 8	22,29%	Oil Search	Exploración
Licencia 21	35,10%	Horizon Oil	Exploración
Licencia 28	37,50%	Eaglewood	Desarrollo/Producción
Licencia 38	25,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Perú			
Bloque 76	35,00%	Hunt Oil	Exploración
Bloque 56	10,00%	Pluspetrol	Desarrollo/Producción
Bloque 57	53,84%	Repsol	Exploración
Bloque 88	10,00%	Pluspetrol	Desarrollo/Producción
Portugal			
Ameijoa	34,00%	Repsol	Exploración
Camarao	34,00%	Repsol	Exploración
Caranguejo	70,00%	Repsol	Exploración
Lagosta	90,00%	Repsol	Exploración

Nombre	Participación % [1]	Operador	Actividad
Lagostim	90,00%	Repsol	Exploración
Mexilhao	34,00%	Repsol	Exploración
Ostra	34,00%	Repsol	Exploración
Sapateira	70,00%	Repsol	Exploración
Región del Kurdistán iraquí			
Kurdamir	40,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Topkhana	80,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Reino Unido [6]			
Licencia 019 (22/17n)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 020 (22/18n)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 073 (30/18_E)	47,81%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 073 (30/18_W)	47,18%	RSRUK	Exploración
Licencia 079 (30/13a)	31,88%	RSRUK	Exploración
Licencia 101 (13/24a)	34,53%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 111 (30/3a Upper)	15,55%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 111 (30/3a Blane Field)	30,75%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 116 (30/16n)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 185 (30/11b)	30,60%	RSRUK	Exploración
Licencia 185 (30/11b)_Developm.	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 185 (30/12b)	30,60%	RSRUK	Exploración
Licencia 187 (11/30a Beatrice)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 1031 (11/25a Beatrice)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 1031 (12/21a Beatrice)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 1621 (22/24e)	25,50%	RSRUK	Exploración
Licencia 1622 (22/29c)	25,50%	RSRUK	Exploración
Licencia 1806 (22/23e)	51,00%	RSRUK	Exploración
Licencia 1880 (29/20a)	51,00%	RSRUK	Exploración
Licencia 201 (16/21a)	7,65%	Premier	Desarrollo/Producción
Licencia 201 (16/21d)	7,65%	Premier	Desarrollo/Producción
Licencia 219 (16/13a)	16,07%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 219 (16/13e)	16,07%	RSRUK	Exploración
Licencia 220 (15/17n-F2- Saltire)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 220 (15/17n-Sub Area)	20,40%	EnQuest Heather	Desarrollo/Producción
Licencia 220 (15/17n-F2- Piper+ rest of Block)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 225 (16/27a- Contract Area 3)	13,50%	JX Nippon	Exploración
Licencia 237 (15/16a)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 240 (16/22a- non Arundel Area)	18,86%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 241 (21/1a)_Developm.	50,49%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 241 (21/1a Rest of Block)	41,02%	RSRUK	Exploración
Licencia 241 (21/1a)	48,16%	RSRUK	Exploración
Licencia 241 (21/1c)	48,16%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 241/P244 (21/1c/21/2a- Cretaceus Area West)	48,16%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 244 (21/2a)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 249 (14/19n - Residual -Claymore)_Develop.	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 249 (14/19n - Residual -Claymore)	51,00%	RSRUK	Exploración
Licencia 249 (14/19n_F1- Claymore)	47,16%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 249 (14/19n_F2- Scapa/Claymore)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 250 (14/19a)	51,00%	RSRUK	Exploración
Licencia 250 (14/19a)_Developm.	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 250 (14/19s- Rest of Block)	51,00%	RSRUK	Exploración
Licencia 250 (14/19s- Rest of Block)_Develop	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 250 (14/19s- F1)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 250 (15/17a Rest of Block)	51,00%	RSRUK	Exploración
Licencia 250 (15/17a-Sub Area)	20,40%	EnQuest Heather	Desarrollo/Producción
Licencia 250 (15/17s-F1- Chanter / Saltire / Lona)	51,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 250 (15/17s-Rest of Block)	51,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 255 (30/14 Flyndre Area)	3,83%	Maersk	Desarrollo/Producción
Licencia 255 (30/14 Cawdor Field Development)	4,93%	Maersk	Desarrollo/Producción
Licencia 255 (30/14 Cawdor Area)	4,93%	Maersk	Desarrollo/Producción
Licencia 255 (30/19a Affleck)	17,00%	Maersk	Desarrollo/Producción
Licencia 256 (30/16s)	51,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 263 (14/18a)	51,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 266 (30/17b)	48,45%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 291 (22/17s)	30,08%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 291 (22/22a)	30,08%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 291 (22/23a)	30,08%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 292 (22/18a)	30,08%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 294 (20/05a_F1)	51,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 294 (20/05a)	48,16%	Repsol	Exploración
Licencia 295 (30/16t)	51,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 297 (13/28a)	33,02%	Repsol	Exploración
Licencia 297 (13/28a)_Devel.	35,28%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 307 (13/29a)	35,28%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 324 (14/20b-Claymore Extension)	51,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 324 (14/20b)	25,50%	Repsol	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % [1]	Operador	Actividad
Licencia 324 (14/20b-f1+f2)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 324 (15/16b)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 324 (15/16c)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 324 (15/23a)	34,38%	RSRUK	Exploración
Licencia 324 (15/23a)_Developm.	34,38%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 344 (16/21b Rest of Block)	30,60%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 344 (16/21b_F1*-Balmoral Field Area)	8,06%	Premier	Desarrollo/Producción
Licencia 344 (16/21c*- Rest of block excluding Stirling)	30,60%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 344 (16/21c_f1*-Balmoral)	8,06%	Premier	Desarrollo/Producción
Licencia 344 (16/21c_f1*)	7,81%	Premier	Desarrollo/Producción
Licencia 534 (98/06a-Wareham)	2,55%	Perenco	Desarrollo/Producción
Licencia 534 (98/06a-Wych Farm UOA)	2,55%	Perenco	Desarrollo/Producción
Licencia 534 (98/07a)	2,55%	Perenco	Exploración
Licencia 585 (15/12b)	20,40%	EnQuest Heather	Exploración
Licencia 593 (20/05c)	50,49%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 593 (20/05e)	48,16%	RSRUK	Exploración
Licencia 640 (15/24b - MacCulloch)	3,06%	Conoco Phillips	Desarrollo/Producción
Licencia 640 (15/24b - E2 area)	1,53%	Conoco Phillips	Desarrollo/Producción
Licencia 729 (13/29b - Ross Unitised Field UUOA interests)	35,28%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 729 (13/29b - Blake Ext Non Skate (retained area)	40,80%	RSRUK	Exploración
Licencia 729 (13/29b - Blake Ext Non Skate_Devel.)	40,80%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 810 (13/24b- Rest of Block)	35,28%	RSRUK	Exploración
Licencia 810 (13/24b-Rest of Block)	35,28%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 810 (13/24b Blake Area)	34,53%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 973 (13/28c)	33,02%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 982 (12/26a Beatrice)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
Licencia 983 (13/23b)	25,50%	RSRUK	Exploración
Licencia089 (SZ/8, SY/88b, SY/98a)	2,55%	Perenco	Exploración
Licencia089 (SZ/8a, SY/88b, SY/98a)	2,55%	Perenco	Desarrollo/Producción
Rumanía			
Baicoi	49,00%	OMV	Exploración
Pitesti	49,00%	OMV	Exploración
Targoviste	49,00%	OMV	Exploración
Targu Jiu	49,00%	OMV	Exploración
Rusia [7]			
Alkanovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Avgustovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Bazhkovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Borschevskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Kochevnenskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Kovalevskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Kulturnenskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
North Borschevskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Novo-Kievskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Penzenskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Saratovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Solnechnoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
South-Kultashikhskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
South-Solnechnoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Stepnoozerskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Syskonsininskoe (SK)	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
West-Avgustovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
West-Kochevnenskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Yelginskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Yuzhno-Khadyryakhinskoe (YK)	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Trinidad y Tobago			
5B Manakin	30,00%	BP Amoco	Desarrollo/Producción
Block 23b	40,00%	BHPB	Exploración
East Block	30,00%	BP Amoco	Desarrollo/Producción
S.E.C.C. (IBIS)	10,50%	EOG	Desarrollo/Producción
West Block	70,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Venezuela [8]			
Barua Motatan	40,00%	Petroquiriquire	Desarrollo/Producción
Carabobo	11,00%	Petrocarabobo	Desarrollo/Producción
Cardón IV	50,00%	Cardon IV	Desarrollo/Producción
Mene Grande	40,00%	Petroquiriquire	Desarrollo/Producción
Quiriquire	40,00%	Petroquiriquire	Desarrollo/Producción
Quiriquire (Gas)	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Yucal Placer Norte	15,00%	Total	Desarrollo/Producción
Yucal Placer Sur	15,00%	Total	Desarrollo/Producción
Vietnam			
Bloque 07/03 (CRD)	46,75%	Repsol	Exploración
Bloque 15-2/01	60,00%	Thang Long	Desarrollo/Producción
Bloque 16-1 (TGT- Unitization)	0,89%	Petrovietnam	Desarrollo/Producción
Bloque 133 y 134	49,00%	Repsol	Exploración
Bloque 135 y 136	40,00%	Repsol	Exploración
Bloque 146 y 147	80,00%	Repsol	Exploración

Nombre	Participación % (1)	Operador	Actividad
DOWNSTREAM			
Canadá			
Canaport LNG Ltd Partnership	75,00%	Repsol	Regasificación GNL
España			
Asfaltos Españoles, S.A.	50,00%	Repsol	Asfaltos
Iberian Lube Base Oils Company, S.A.	30,00%	KK Lubricants	Lubricantes y Especialidades

(1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad del Grupo en el Acuerdo Conjunto.

(2) Repsol dispone de una participación en YPFB Andina, S.A. que, a 31 de diciembre de 2016, asciende al 48,33% (ver Nota 8).

(3) Los derechos sobre el dominio minero en Canadá y Estados Unidos se articulan sobre un gran número de acuerdos de operación conjunta (o JOA "Joint Operating Agreements"). Se han agrupado en función de áreas geográficas y participación de Repsol.

(4) Actividad exploratoria de recursos no convencionales.

(5) Repsol dispone de participaciones en Equion Energía, Ltd. (Equion) y Occidental de Colombia, Llc. (OXYCOL) que, a 31 de diciembre de 2016, ascienden al 49% y 25%, respectivamente (ver Nota 8).

(6) Repsol dispone de una participación en Repsol Sinopec Resources UK, Ltd. (RSRUK) que, a 31 de diciembre de 2016, asciende al 51% (ver Nota 8).

(7) Repsol dispone de una participación en AR Oil&Gaz, B.V. (AROG) que, a 31 de diciembre de 2016, asciende al 49% (ver Anexo I).

(8) Repsol dispone de participaciones en Petroquiriquire, S.A., Cardon IV, S.A. y Petrocarabobo, S.A. que, a 31 de diciembre de 2016, ascienden al 40%, 50% y 11%, respectivamente (ver Nota 8).

ANEXO II: OPERACIONES CONJUNTAS DEL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2015

A continuación se presentan las principales operaciones conjuntas (ver apartado 2.2.1 de la Nota 2) del Grupo Repsol (incluyendo aquellas en las que se participa a través de un negocio conjunto[1]):

Nombre	Participación % [1]	Operador	Actividad
Angola			
Bloque 22	30,00%	Repsol	Exploración
Bloque 35	25,00%	ENI West Africa SPA	Exploración
Bloque 37	20,00%	ConocoPhillips Angola 37 Ltd	Exploración
Argelia			
Boughezoul (104b, 117, 133c, 135b y 137b)	51,00%	Repsol	Exploración
EMK	9,10%	Groupement Berkine	Desarrollo/Producción
Greater MLN	35,00%	Pertamina	Desarrollo/Producción
MLSE	35,00%	Pertamina	Desarrollo/Producción
Ourhoud	2,00%	L´Organization Ourhoud	Desarrollo/Producción
Reggane (REGGANE,AZSE,SALI,TIO,KL,KLS)	29,25%	Repsol	Desarrollo/Producción
S.E. Illizi	52,50%	Repsol	Exploración
Tin Fouyé Tabenkor (TFT)	30,00%	Total	Desarrollo/Producción
Aruba			
Bloque Aruba offshore	35,00%	Repsol	Exploración
Australia			
AC/L5 Coralina	33,33%	Woodside	Desarrollo/Producción
Kitan	25,00%	ENI	Desarrollo/Producción
WA-018-L Laminara	100,00%	Woodside	Desarrollo/Producción
WA-480-P	45,00%	BHP Billiton	Exploración
Bolivia [2]			
Amboro - Espejos	48,33%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Boqueron	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Caipipendi	37,50%	Repsol	Exploración, Explotación y Producción
Camiri	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Carahuaicho 8B	24,17%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Carahuaicho 8C	24,17%	YPFB Chaco, S.A	Exploración
Carahuaicho 8D	48,33%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Cascabel	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Charagua	30,00%	Repsol	Exploración
Cobra	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Enconada	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Grigota, campo Los Sauces	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Guairuy	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
La Peña - Tundy	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Monteagudo	39,67%	Repsol	Producción
Oriental	24,17%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Palacios	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Patujú	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Puerto Palos	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Rio Grande	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
San Alberto	24,46%	Petrobras	Desarrollo/Producción
San Antonio	24,46%	Petrobras	Desarrollo/Producción
Sara Boomerang I	48,33%	YPF B Andina, S.A	Exploración
Sara Boomerang III	48,33%	YPF B Andina, S.A	Exploración/Producción
Sirari	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Víbora	48,33%	YPF B Andina, S.A	Producción
Yapacani	48,33%	YPF B Andina, S.A	Desarrollo/Producción
Brasil [3]			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BMC-33 (539)	35,00%	Repsol	Exploración
BMES-21	10,00%	Petrobras	Exploración
BMS-50 (623)	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-51 (619)	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-7	37,00%	Petrobras	Abandono
BMS-S-9 (SPS-50) - Lapa (Carioca)	15,00%	Petrobras	Desarrollo / Producción
BMS-S-9 (SPS-55) - Sapinhoá (Guará)	15,00%	Petrobras	Desarrollo / Producción
Bulgaria			
Han Asparuh	30,00%	Total	Exploración
Canadá [4]			
Chauvin Alberta	65,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Chauvin Saskatchewan	95,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Edson	78,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Groundbirch/Saturn- Montney Rights	43,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Groundbirch/Saturn- No Montney Rights	41,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Misc. Alberta	72,00%	Repsol	Exploración [5]
Misc. British Columbia	67,00%	Repsol	Exploración
Misc. Saskatchewan	87,00%	Repsol	Exploración
North Duvernay	88,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Quebec	80,00%	Repsol	Exploración
Total Frontier	56,66%	Repsol	Exploración
Wild River	64,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Colombia [6]			
Catleya	50,00%	Ecopetrol S.A.	Abandono
CAG -5	50,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
CAG-6	40,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
Chipirón	8,75%	Oxycol	Desarrollo/Producción
COL-4	33,34%	Repsol	Exploración

[1] Las operaciones conjuntas en el segmento *Upstream* incluyen los bloques de aquellas Operaciones Conjuntas en los que el Grupo dispone de dominio minero para la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos.

Nombre	Participación % [1]	Operador	Actividad
Cosecha	17,50%	Oxycol	Desarrollo/Producción
CPE-6	50,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
CPE-8	50,00%	Repsol	Exploración
CPO-9	45,00%	Ecopetrol S.A.	Exploración y Producción
Cravo Norte	5,63%	Oxycol	Desarrollo/Producción
El Portón	25,00%	Cepsa Colombia S.A.	Exploración
Guajira Off-1	30,00%	Repsol	Exploración
Mundo Nuevo	21,00%	Hocol S.A.	Exploración
Niscota	30,00%	Equion	Exploración
Piedemonte	24,50%	Equion	Desarrollo/Producción
PUT -9	40,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
PUT-30	50,00%	Repsol	Exploración
RC-11	50,00%	Repsol	Exploración
RC-12	50,00%	Repsol	Exploración
Recetor	24,50%	Equion	Desarrollo/Producción
Rio Chitamena	15,19%	Equion	Desarrollo/Producción
Rondon	6,25%	Oxycol	Desarrollo/Producción
Tauramena	15,19%	Equion	Desarrollo/Producción
Tayrona	20,00%	Petrobras	Exploración
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol	Exploración y Producción
Bloque Tivacuno	35,00%	Repsol	Exploración y Producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol	Desarrollo
Angula	53,85%	Repsol	Desarrollo
Barracuda	60,21%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Bezana	40,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración [5]
Bigüenzo	40,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración [5]
Boquerón Unit	61,95%	Repsol	Desarrollo
Canarias 1	50,00%	Repsol	Exploración
Canarias 2	50,00%	Repsol	Exploración
Canarias 3	50,00%	Repsol	Exploración
Canarias 4	50,00%	Repsol	Exploración
Canarias 5	50,00%	Repsol	Exploración
Canarias 6	50,00%	Repsol	Exploración
Canarias 7	50,00%	Repsol	Exploración
Canarias 8	50,00%	Repsol	Exploración
Canarias 9	50,00%	Repsol	Exploración
Casablanca - Montanazo Unit	68,67%	Repsol	Desarrollo
Casablanca No Unit	67,35%	Repsol	Desarrollo
Chipirón	98,00%	Repsol	Producción
Fulmar	84,23%	Repsol	Exploración
Montanazo D- No Unit	72,44%	Repsol	Desarrollo
Montanazo Concesión	72,44%	Repsol	Desarrollo
Rodaballo	69,42%	Repsol	Desarrollo
Rodaballo Concesión	65,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Siroco	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Estados Unidos [4]			
Alaska			
North Slope	55,00%	Repsol	Exploración
North Slope	25,00%	Armstrong	Exploración
Beaufort Sea(Alaska)			
Beechey Point	20,00%	Shell	Exploración
Beechey Point	20,00%	ENI	Exploración
Harrison Bay	20,00%	Shell	Exploración
Harrison Bay	20,00%	ENI	Exploración
Eagle Ford	35,27%	Statoil	Desarrollo/Producción
Golfo de México			
Alaminos Canyon	10,00%	Statoil	Exploración
Atwater Valley	33,00%	Murphy	Exploración
Atwater Valley	50,00%	Repsol	Exploración
Green Canyon	28,00%	BHP	Desarrollo/Producción
Green Canyon	25,00%	Marathon	Exploración
Green Canyon	40,00%	Murphy	Exploración
Green Canyon	33,34%	Repsol	Exploración
Green Canyon	34,00%	Repsol	Exploración
Green Canyon	40,00%	Repsol	Exploración
Green Canyon	50,00%	Repsol	Exploración
Keathley Canyon	12,50%	Chevron	Exploración
Keathley Canyon	60,00%	Repsol	Exploración
Keathley Canyon	10,00%	Statoil	Exploración
Mississippi Canyon	60,00%	Repsol	Exploración
Mississippi Canyon	50,00%	New Field	Exploración
Walker Ridge	60,00%	Repsol	Exploración
Walker Ridge	50,00%	Repsol	Exploración
Marcellus	83,79%	Repsol	Desarrollo/Producción
Marcellus	99,64%	Repsol	Exploración [5]
Midcontinent	9,32%	SandRidge	Desarrollo/Producción
Gabón			
Luna Muetse (G4-246)	80,00%	Repsol	Exploración
Guyana			
Kanuku	40,00%	Repsol	Exploración
Indonesia			
Corridor PSC	36,00%	ConocoPhillips (Grissik) Ltd.	Desarrollo y Producción
East Jabung PSC	51,00%	Repsol	Exploración
Jambi Merang PSC	25,00%	Joint Operating Body Pertamina-Talisman Jambi Merang	Producción
Ogan Komering PSC	50,00%	Joint Operating Body Pertamina-Talisman Ogan Komerir	Producción
Sakakemang PSC	90,00%	Repsol	Exploración
Tangguh LNG Project [7]	3,06%	BP Berau Ltd.	Producción

Nombre	Participación % [1]	Operador	Actividad
Irlanda			
Dunquin FEL	25,00%	Exxon Mobil	Exploración
Libia			
Epsa IV NC115 (Capex)	20,00%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC115 Exploración	40,00%	Repsol	Exploración y Producción
EPSA IV NC186 (Capex)	16,00%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC186 Exploración	32,00%	Repsol	Exploración y Producción
Malasia			
PM3 CAA PSC	41,44%	Repsol	Desarrollo y Producción
PM 305 PSC	60,00%	Repsol	Producción
PM 314 PSC	60,00%	Repsol	Producción
SB 309 PSC	70,00%	Repsol	Exploración
SB1 Kinabalu Oil PSC	60,00%	Repsol	Desarrollo y Producción
Marruecos			
Gharb Offshore Sud	75,00%	Repsol	Exploración
Noruega			
Licencia 019B	61,00%	Repsol	Producción
Licencia 019C	15,00%	Repsol	Producción
Licencia 019D	31,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Licencia 025	15,00%	Statoil Petroleum AS	Producción
Licencia 025B	15,00%	Statoil Petroleum AS	Exploración
Licencia 038	65,00%	Repsol	Producción
Licencia 038C	70,00%	Repsol	Producción
Licencia 038D	40,00%	Repsol	Producción
Licencia 038E	65,00%	Repsol	Exploración
Licencia 052	27,00%	Statoil Petroleum AS	Producción
Licencia 053B	33,84%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 055	33,84%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 055B	33,84%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 055D	33,84%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 143BS	100,00%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 148	10,00%	Lundin Norway AS	Producción
Licencia 185	33,84%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 187	15,00%	Statoil Petroleum AS	Producción
Licencia 316	60,00%	Repsol	Producción
Licencia 316B	60,00%	Repsol	Producción
Licencia 378	17,50%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 528	6,00%	Centrica Resources (Norge) AS	Exploración
Licencia 528B	6,00%	Centrica Resources (Norge) AS	Exploración
Licencia 640	100,00%	Repsol	Exploración
Licencia 704	30,00%	Dea E&P Norge AS	Exploración
Licencia 705	40,00%	Repsol	Exploración
Licencia 721	20,00%	Dea E&P Norge AS	Exploración
Licencia 750	40,00%	Tullow Oil Norge AS	Exploración
Licencia 801	50,00%	Repsol	Exploración
Licencia 802	40,00%	Repsol	Exploración
Papúa Nueva Guinea			
Licencia Nº 8	22,29%	Oil Search Ltd	Exploración
Licencia Nº 10	40,00%	Repsol	Desarrollo
Licencia Nº 21	32,50%	Horizon Oil (Papua) Ltd	Exploración
Licencia Nº 28	30,00%	Eaglewood Energy (BVI) Ltd 40%	Exploración
Licencia Nº 38	25,00%	Repsol	Exploración
Licencia Nº 235	60,00%	Repsol	Exploración
Licencia Nº 239	55,00%	Repsol	Exploración
Licencia Nº 261	30,00%	Repsol	Exploración
Licencia Nº 269	50,00%	Repsol	Exploración
Licencia Nº 287	50,00%	Repsol	Exploración
Licencia Nº 426	60,00%	Repsol	Exploración
Perú			
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation S.A.	Producción
Lote 57	53,84%	Repsol	Exploración, Desarrollo y Producción
Lote 76	35,00%	Hunt Oil Exploration and Production Company of Perú L	Exploración
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation S.A.	Exploración y Producción
Lote 103	100,00%	Repsol	Exploración
Portugal			
Ameijoa	34,00%	Repsol	Exploración
Camarão	34,00%	Repsol	Exploración
Caranguejo	70,00%	Repsol	Exploración
Lagosta	90,00%	Repsol	Exploración
Lagostim	90,00%	Repsol	Exploración
Mexilhão	34,00%	Repsol	Exploración
Ostra	34,00%	Repsol	Exploración
Sapateira	70,00%	Repsol	Exploración
Región del Kurdistán iraquí			
Kurdamir Bloque	40,00%	Repsol	Desarrollo
Piramagrum	50,00%	Repsol	Exploración
Qala Dze	50,00%	Repsol	Exploración
Topkhana Bloque	60,00%	Repsol	Exploración
Reino Unido [B]			
P019 (22/17n)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P020 (22/18n)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P073 (30/18E - Orion)	47,81%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P073 (30/18W)	47,18%	RSRUK	Exploración
P079 (30/13a East)	31,88%	RSRUK	Exploración
P101 (13/24a Blake)	34,53%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P111 (30/3a Upper)	15,55%	RSRUK	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % [1]	Operador	Actividad
P111 (30/3a Blane Field)	30,75%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P116 (30/16n)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P185 (30/11b)	30,60%	RSRUK	Exploración
P185 (30/11b)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P185 (30/12b)	30,60%	RSRUK	Exploración
P187 (11/30a - Beatrice)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P1031 (11/25a)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P1031 (12/21a)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P1621 (22/24e)	25,50%	RSRUK	Exploración
P1622 (22/28c)	25,50%	RSRUK	Exploración
P1622 (22/29c)	25,50%	RSRUK	Exploración
P1806 (22/23e)	51,00%	RSRUK	Exploración
P1880 (29/20a)	51,00%	RSRUK	Exploración
P2042 (22/22c)	25,50%	Apache	Exploración
P2042 (22/27b)	25,50%	Apache	Exploración
P2049 (30/16g)	51,00%	RSRUK	Exploración
P2053 (29/17, 29/18a,29/22a y 29/23a)	33,15%	RSRUK	Exploración
P201 (16/21a)	7,65%	Premier	Desarrollo/Producción
P201 (16/21d - Glamis)	7,65%	Premier	Desarrollo/Producción
P213 (16/26a Area E)	51,00%	RSRUK	Exploración
P219 (16/13a)	16,07%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P219 (16/13e)	16,07%	RSRUK	Exploración
P220 (15/17n - F2 Saltire)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P220 (15/17n - Sub Area)	20,40%	EnQuest Heather	Desarrollo/Producción
P220 (15/17n-F2- Piper+ rest of Block)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P225 (16/27a)	13,50%	JX Nippon	Exploración
P225 (16/27a - Contract Area 3)	5,03%	BP	Desarrollo/Producción
P237 (15/16a Tartan)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P240 (16/22a Burghley)	18,86%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P240 (16/22b Arundel)	3,61%	Arco British	Exploración
P241 (21/1a Buchan)	50,49%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P241 (21/1a Rest of Block)	41,02%	RSRUK	Exploración
P241 (21/1a North Buchan)	48,16%	RSRUK	Exploración
P241 (21/c Non Buchan)	48,16%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P241/P244 (21/1c, 21/2a Cretaceous)	48,16%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P244 (21/2a Cretaceous Area West)	48,16%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P249 (14/19n Residual)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P249 (14/19n Residual)	51,00%	RSRUK	Exploración
P249 (14/19n F1 Claymore)	47,16%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P249 (14/19n F2 Scapa Field)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P250 (14/19a)	51,00%	RSRUK	Exploración
P250 (14/19a)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P250 (14/19s)	51,00%	RSRUK	Exploración
P250 (14/19s)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P250 (14/19s F1)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P250 (15/17a)	51,00%	RSRUK	Exploración
P250 (15/17a Sub Area)	20,40%	EnQuest Heather	Desarrollo/Producción
P250 (15/17s-F1- Chanter / Saltire / Lona)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P250 (15/17s-Rest of Block)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P255 (30/14 Flyndre Area)	3,83%	Maersk	Desarrollo/Producción
P255 (30/14 Cawdor)	4,93%	Maersk	Desarrollo/Producción
P255 (30/19 a Affleck)	17,00%	Maersk	Desarrollo/Producción
P256 (30/16s Fulmar)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P263 (14/18a)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P266 (30/17b Clyde)	48,45%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P291 (22/17 s)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P291 (22/22 a)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P291 (22/23 a)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P291 (22/23 d)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P292 (22/18 a)	30,08%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P294 (20/05a F1 Buchan)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P294 (20/05a Non Buchan)	48,16%	RSRUK	Exploración
P295 (30/16t Auk)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P297 (13/28a)	33,02%	RSRUK	Exploración
P297 (13/28a)	35,28%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P307 (13/29a)	35,28%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P312 (16/18a)	15,81%	JX Nippon	Desarrollo/Producción
P324 (14/20b - Claymore Extensión)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P324 (14/20b Duart)	25,50%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P324 (14/20b F1 + F2 Highlander)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P324 (15/16b Tartan)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P324 (15/16c Tartan)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P324 (15/23a)	34,38%	RSRUK	Exploración
P324 (15/23a - Galley)	34,38%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P344 (16/21b Rest of Block)	30,60%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P344 (16/21b F1 - Balmoral)	8,06%	Premier	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c)	30,60%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c F1 - Balmoral)	8,06%	Premier	Desarrollo/Producción
P344 (16/21c F1 outside Balmoral)	7,81%	Premier	Desarrollo/Producción
P534 (98/06a Wareham)	2,55%	Perenco	Desarrollo/Producción
P534 (98/06a Wytch Farm)	2,53%	Perenco	Desarrollo/Producción
P534 (98/07a)	2,55%	Perenco	Exploración
P585 (15/12b)	20,40%	EnQuest Heather	Exploración
P593 (20/05c Hannay)	50,54%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P593 (20/05e)	48,16%	RSRUK	Exploración
P640 (15/24b - MacCulloch)	3,06%	Conoco Phillips	Desarrollo/Producción
P640 (15/24b - E2)	1,53%	Conoco Phillips	Desarrollo/Producción
P729 (13/29b - Ross Unitsed)	35,28%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P729 (13/29b - Blake Ext)	40,80%	RSRUK	Exploración
P729 (13/29b - Blake Ext)	40,80%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P810 (13/24b North)	35,28%	RSRUK	Exploración
P810 (13/24b North)	35,28%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P810 (13/24b Blake Area)	34,53%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P973 (13/28c)	35,28%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P982 (12/26a)	51,00%	RSRUK	Desarrollo/Producción
P983 (13/23b)	25,50%	RSRUK	Exploración
PL 089 (SZ/8a, SY/88b, SY/98a98/06a)	2,55%	Perenco	Exploración
PL 089 (SZ/8a, SY/88b, SY/98a98/06a)	2,55%	Perenco	Desarrollo/Producción

Nombre	Participación % [1]	Operador	Actividad
Rumanía			
Bloque 12 Pitesti	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 13 Targu Jiu	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Targoviste Piscuri Deep	49,00%	OMV Petrom	Exploración
6500 Baicoi Deep	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Rusia [9]			
Avgustovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Bazhkovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Borschevskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Cheremushkiy	49,00%	AROG	Exploración
Kochevnenskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Kovalevskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Kulturnenskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Novo-Kievskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Pushkarikhinskiy	49,00%	AROG	Exploración
Saratovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Solnechnoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
South-Kultashikhskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
South-Solnechnoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Stepnoozerskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Syskonsininskoe (SK)	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Vostochno-Kulturnenskiy	49,00%	AROG	Exploración
West-Avgustovskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
West-Kochevnenskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Yelginskoe	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Yuzhno-Khadyryakhinskoe (YK)	49,00%	AROG	Desarrollo/Producción
Trinidad y Tobago			
5B Manakin	30,00%	BP Amoco	Desarrollo/Producción
Bloque 23 B	40,00%	BHP Billiton Petroleum	Exploración
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas, B.V.	Exploración
East Block	30,00%	BP Amoco	Desarrollo/Producción
S.E.C.C. (IBIS)	10,50%	EOG	Desarrollo/Producción
TSP (POUI)	70,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
TSP (SAMAAN)	70,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
TSP (TEAK)	70,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
West Block	30,00%	BP Amoco	Desarrollo/Producción
Venezuela [10]			
Barua Motatan	40,00%	Petroquiriquire	Desarrollo/Producción
Carabobo	11,00%	Petrocarabobo	Desarrollo/Producción
Cardón IV	50,00%	Cardon IV	Desarrollo/Producción
Mene Grande	40,00%	Petroquiriquire	Desarrollo/Producción
Quiriquire	40,00%	Petroquiriquire	Desarrollo/Producción
Quiriquire (Gas)	60,00%	Repsol	Desarrollo/Producción
Yucal Placer	15,00%	Ypergas, S.A.	Exploración y Producción
Vietnam			
Block 16-1 (TGT- Unitization)	60,00%	Petrovietnam	Desarrollo/Producción
Bloque 05-2/10 PSC	40,00%	Repsol	Exploración
Bloque 07/03 PSC	55,00%	Repsol	Exploración y Producción
Bloque 133-134 BCC	49,00%	Repsol	Exploración
Bloque 135-136 PSC	40,00%	Repsol	Exploración
Bloque 146-147 PSC	80,00%	Repsol	Exploración
Bloque 15/2-01 PC	60,00%	Thang Long Joint Operating Company (TLJOC)	Producción
Bloque 156-159 PSC	100,00%	Repsol	Exploración
DOWNSTREAM			
Canadá			
Canaport LNG Ltd Partnership	75,00%	Repsol	Regasificación de GNL
España			
Asfaltos Españoles, S.A.	50,00%	Repsol	Asfaltos
Iberian Lube Base Oils Company, S.A.	30,00%	KK Lubricants	Lubricantes y Especialidades

(1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad del Grupo en el Acuerdo Conjunto.
(2) Repsol dispone de una participación en YPFB Andina, S.A. que, a 31 de diciembre de 2015, asciende al 48,33% (ver Nota 8).
(2) Repsol dispone de una participación en Repsol Sinopec Brasil, S.A. que, a 31 de diciembre de 2015, asciende al 60,01% (ver Nota 8).
(4) Repsol dispone de participaciones en Equion Energía, Ltd. (Equion) y Occidental de Colombia, Llc. (OXYCOL) que, a 31 de diciembre de 2015, ascienden al 49% y 25%,
(5) Los derechos sobre el dominio minero en Canadá y Estados Unidos se articulan sobre un gran número de acuerdos de operación conjunta (o JOA "Joint Operating Agreements"). Se han agrupado en función de áreas geográficas y participación de Repsol.
(6) Actividad exploratoria de recursos no convencionales.
(7) Talisman poseía un 42,4% de participación en Wiriagar a 31 de diciembre de 2015, uno de los tres contratos de producción compartida (PSC) del Tangguh Porject. Talisman poseía un 3,06% de Tangguh LNG project a 31 de diciembre de 2015 (ver Nota 4).
(8) Repsol dispone de una participación en Repsol Sinopec Resources UK, Ltd. (RSRUK) que, a 31 de diciembre de 2015, asciende al 51% (ver Nota 8).
(9) Repsol dispone de una participación en AR Oil&Gaz, B.V. (AROG) que, a 31 de diciembre de 2015, asciende al 49,01%.
(10) Repsol dispone de participaciones en Petroquiriquire, S.A., Cardon IV, S.A. y Petrocarabobo, S.A. que, a 31 de diciembre de 2015, ascienden al 40%, 50% y 11%, respectivamente.

ANEXO III: CONCILIACIÓN MAGNITUDES MODELO DE REPORTING Y LOS ESTADOS FINANCIEROS NIIF-UE[1]

Magnitudes de la Cuenta de Resultados

La conciliación entre el resultado neto ajustado y el resultado neto NIIF-UE a 31 de diciembre de 2016 y 2015, es la siguiente:

	Resultados de 2016 y 2015											
	AJUSTES											
	Resultado neto ajustado		Reclas. de Negocios Conjuntos		Resultados Específicos		Efecto Patrimonial		Total ajustes		Resultados NIIF-UE	
Millones de euros	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**
Resultado de explotación	2.067	1.764	98	355	(448)	(4.147)	194	(696)	(156)	(4.488)	1.911	(2.724)
Resultado financiero	(315)	244	(68)	44	149	173	0	0	81	217	(234)	461
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	371	469	(177)	(558)	0	0	0	0	(177)	(558)	194	(89)
Resultado antes de impuestos	**2.123**	**2.477**	**(147)**	**(159)**	**(299)**	**(3.974)**	**194**	**(696)**	**(252)**	**(4.829)**	**1.871**	**(2.352)**
Impuesto sobre beneficios	(164)	(539)	147	159	(323)	1.182	(51)	194	(227)	1.535	(391)	996
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	**1.959**	**1.938**	**0**	**0**	**(622)**	**(2.792)**	**143**	**(502)**	**(479)**	**(3.294)**	**1.480**	**(1.356)**
Rdo atribuido a minoritarios por op. continuadas	(37)	(86)		0	4	1	(10)	43	(6)	44	(43)	(42)
Rdo neto procedente de op. continuadas	**1.922**	**1.852**	**0**	**0**	**(618)**	**(2.791)**	**133**	**(459)**	**(485)**	**(3.250)**	**1.437**	**(1.398)**
Rdo de operaciones interrumpidas	0	0	0	0	299	0	0	0	299	0	299	0
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	**1.922**	**1.852**	**0**	**0**	**(319)**	**(2.791)**	**133**	**(459)**	**(186)**	**(3.250)**	**1.736**	**(1.398)**

	Millones de euros									
	Importe neto de la cifra de negocios [2]		**Dotación a la amortización del inmovilizado**		**Ingresos / (gastos) por deterioros**		**Rdo. Inv. Cont. por el método de la participación**		**Impuesto sobre beneficios**	
Segmentos	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Magnitudes Ajustadas [1]	**36.387**	**41.460**	**(3.173)**	**(3.794)**	**(585)**	**(4.175)**	**371**	**469**	**(538)**	**909**
Upstream	(1.668)	(1.629)	640	664	296	384	(182)	(529)	144	77
Downstream	(29)	(92)	4	6	7	29	7	(27)	3	10
Corporación	(1)	(2)	-	-	(1)	-	(2)	(2)	-	-
MAGNITUDES NIIF-UE	**34.689**	**39.737**	**(2.529)**	**(3.124)**	**(283)**	**(3.762)**	**194**	**(89)**	**(391)**	**996**

(1) Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 2.3 "*Información por segmentos de negocio*".

(2) El importe neto de la cifra de negocios corresponde a la suma de los epígrafes de "*Ventas*" e "*Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos*" de la cuenta de pérdidas y ganancias (NIIF-UE). Su apertura por su procedencia (de clientes u operaciones intersegmento) es la siguiente:

	Millones de euros					
	Procedente de clientes		**Operaciones intersegmento**		**Importe neto de la cifra de negocios**	
Segmentos	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Upstream	4.159	3.683	804	1.098	4.963	4.781
Downstream	32.228	37.751	16	12	32.244	37.763
Corporación	-	25	4	96	4	121
(-) Ajustes y eliminaciones entre segmentos	-	1	(824)	(1.206)	(824)	(1.205)
TOTAL	**36.387**	**41.460**	**-**	**-**	**36.387**	**41.460**

(1) Algunas de las magnitudes presentadas en este Anexo tienen la consideración de Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR) de acuerdo a las Directrices de la European Securities Markets Authority (ESMA). Para más información, véase el Anexo I del Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio 2016.

Magnitudes de Balance

	Millones de euros					
	Activos no corrientes [2]		**Inversiones netas de explotación [3]**		**Inv. Cont. por el método de la participación**	
Segmentos	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Magnitudes Ajustadas [1]	**43.672**	**44.569**	**(500)**	**11.960**	**3.901**	**5.322**
Upstream	(7.577)	(6.753)	(565)	(1.233)	6.229	6.433
Downstream	(23)	(24)	1	(9)	41	38
Corporación	(1)	(3)	6	1	5	5
MAGNITUDES NIIF-UE	**36.071**	**37.789**	**(1.058)**	**10.719**	**10.176**	**11.797**

(1) Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 2.3 "*Información por segmentos de negocio*".

(2) Se excluyen las "*Inversiones financieras no corrientes*", "*Activos por impuesto diferido*" y "*Otros activos no corrientes*".

(3) Incluye las inversiones devengadas en el periodo netas de desinversiones, pero no incluye inversiones netas en "*Otros activos financieros*".

ANEXO IV: 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

Legislación básica

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 ulteriores.

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 (GEI) 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.

Régimen de control de concentraciones en el sector de la energía

La citada Ley 3/2013 modificó 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 se deroga, asignándose su ejercicio al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (Minetur). La 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 Minetur 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.

Son 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, atribuía a la CNE, ahora CNMC, la obligación de publicar, no solo la lista de operadores principales sino la de operadores dominantes en cada mercado o sector energético.

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 un operador principal no podrá designar, ni directa, ni indirectamente a miembros de los órganos de administración de otro operador principal en el mismo mercado o sector.

Exploración y producción de hidrocarburos

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 poder vender libremente los hidrocarburos obtenidos.

El 21 de mayo de 2015 entró en vigor la Ley 8/2015 por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. Ésta impulsa la forma de extracción “no convencional” o “fracking”, contemplando un régimen de incentivos para las Comunidades Autónomas y Entidades Locales en las que se desarrollen dichas actividades, así como un régimen de participación de los propietarios de suelo en los resultados de la actividad extractiva.

La citada Ley 8/2015 introduce las siguientes medidas tributarias y no tributarias:

- Se crea un nuevo Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados, aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y cuyo tipo varía entre el 1% y el 8% sobre el valor de la producción anual.
- Se añaden dos tarifas al actual canon de superficie, aplicables a partir del 23 de mayo de 2015: la tarifa tercera, que grava la perforación de sondeos y la tarifa cuarta, que grava la adquisición de datos sísmicos.

A partir de 2016 se establecen pagos a los propietarios de los terrenos subyacentes, por el cual, los titulares de concesiones de explotación de yacimientos otorgadas a partir del 23 de mayo de 2015, deberán abonar a los propietarios de los terrenos una cantidad anual equivalente al 1% del valor de los hidrocarburos extraídos. En el ámbito de la seguridad, a la fecha de formulación de estas cuentas anuales, se encuentra en proceso de transposición la Directiva 2013/30/UE sobre la seguridad de las operaciones relativas al petróleo y al gas mar adentro (incorporada solo parcialmente al ordenamiento jurídico español). Dicha Directiva establece los requisitos mínimos destinados a prevenir accidentes graves a personas y al medio ambiente en las operaciones relacionadas con el petróleo y el gas mar adentro y a limitar las consecuencias de tales accidentes y aspira a que los Estados miembros se aseguren de que las empresas registradas en la Unión Europea incluyan sus operaciones relativas al petróleo y al gas mar adentro efectuadas fuera de la Unión Europea en la documentación de sus políticas corporativas de

prevención de accidentes graves, informando asimismo a las autoridades del Estado miembro de las circunstancias de un accidente grave en el que hayan estado implicadas.

Régimen de realización de actividades

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, 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%.

Productos petrolíferos

Adicionalmente 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.

Adicionalmente, la Ley 11/2013 establece varias limitaciones al incremento de instalaciones de suministro de carburantes a aquellos operadores al por mayor que dispongan de cuotas de mercado provinciales, superiores al 30%. La Ley 8/2015 determina que dicha cuota de mercado provincial se medirá a partir de 2016 no ya por puntos de venta sino en función de las ventas anuales del ejercicio anterior.

Esta última norma legal habilita al Gobierno para que transcurridos tres años revise el porcentaje de limitación o en su caso suprima la restricción, si así lo permitiese la evolución del mercado y la estructura empresarial del sector.

Finalmente, la Ley 8/2015 permite a los titulares de instalaciones de distribución al por menor de productos petrolíferos que no pertenezcan a la red de distribución de un operador mayorista (red blanca sin contratos en exclusiva), informar del origen del combustible que comercializan publicitando el operador mayorista al que adquieren el combustible (artículo 43.5). Asimismo, a partir de la entrada en vigor de la Ley, los distribuidores al por menor de productos petrolíferos podrán suministrar producto a otros distribuidores al por menor, bastando para ello con que se inscriban previamente en el registro de impuestos especiales (artículo 43.1).

GLP

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 capacidad inferior a 8 kilos o superior a 20 kilos se encuentra liberalizado; por su parte, el RDL 8/2014 de 4 de julio, y con posterioridad la Ley 18/2014 de 15 de octubre, han liberalizado los envases de más de 8 kgs. y menos 20 kgs., cuya tara no sea superior a 9 kilogramos, a excepción de los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante, medida que discrimina a unos operadores frente a otros, en función de la tara de los envases comercializados y que, en la práctica, no supone una total liberalización del sector.

La Orden IET/389/2015 de 5 de marzo de 2015, actualiza el sistema de determinación automática del precio de venta al público máximo del GLP envasado y asimismo de la tarifa de venta de GLP por canalización, ajustando el coste de la materia prima de las citadas fórmulas para, de acuerdo a su exposición de motivos, adaptarla "a la realidad de los suministros del mercado nacional en los últimos años". Dicha adaptación en las fórmulas respectivas del coste de la materia prima no se extiende, sin embargo, a los costes de comercialización, resultando en una reducción de los precios máximos del GLP envasado y tarifas de venta de GLP por canalización.

Adicionalmente el RDL 8/2014 y, con posterioridad, la Ley 18/2014, consolidan el derecho de los usuarios al suministro domiciliario de envases de carga entre 8 y 20 kilos quedando obligados a efectuar el suministro domiciliario los operadores al por mayor de GLP con mayor cuota de mercado en los correspondientes territorios peninsulares e insulares, obligación cuyo incumplimiento constituye una infracción muy grave. El listado de operadores al por mayor de GLP con obligación de suministro se determinará por resolución de la DGPEM cada 3 años. Cada 5 años el Gobierno podrá revisar las condiciones de la obligación impuesta o acordar la extinción de la misma. El listado actual de Operadores obligados a realizar el suministro domiciliario es el siguiente: Repsol Butano en la Península y Baleares, DISA en Canarias, y Atlas en Ceuta y Melilla

Por lo que respecta al GLP a granel:

- el comercializador al por menor del GLP a granel no canalizado queda obligado a atender a todos los consumidores que lo soliciten en la provincia en la que el comercializador ya está actuando.

- el comercializador al por menor del GLP a granel canalizado queda obligado a atender a las peticiones de suministro dentro del área correspondiente a sus respectivas redes.

La Ley 8/2015, traslada a los usuarios la obligación de realizar la inspección de las instalaciones receptoras del GLP (artículo 74.1 p), sin embargo, hace responsables subsidiarios de dicha obligación a los distribuidores si no les consta que dicha inspección ha sido realizada por una empresa habilitada. Se obliga tanto a los operadores al por mayor de GLP, como a los comercializadores al por menor de GLP a granel, a constituir y mantener actualizado un seguro de responsabilidad civil u otras garantías financieras en cuantía suficiente para cubrir los riesgos de las actividades ejercidas.

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%.

La Ley 8/2015, crea un mercado organizado de gas natural, con el propósito de facilitar la entrada de nuevos comercializadores e incrementar la competencia, creando un nuevo operador único del mercado organizado del gas, que será el encargado de gestionar el llamado ”*hub*” gasista.

El Real Decreto 984/2015 de 30 de octubre, desarrolla las normas para el funcionamiento del citado mercado organizado. El operador del mercado organizado de gas será la empresa MIBGAS “Mercado Ibérico del Gas” que velará por el cumplimiento, por todos los agentes participantes, de las reglas de mercado establecidas. Los agentes podrán contratar productos estandarizados de gas natural en plataformas electrónicas, gestionada por el operador del mercado o terceros.

Para facilitar la operación del mercado de gas, se modifican las condiciones de contratación de acceso de capacidad a las instalaciones gasistas. Además, se crea una plataforma única de contratación de capacidad, gestionada por el gestor técnico del sistema gasista (Enagas), que posibilitará la contratación de capacidad de acceso en tiempo real.

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 inventario 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 90 días de importaciones netas diarias medias, bien a 61 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 54/1997 del Sector Eléctrico fue modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, y ahora, recientemente, ha sido modificada por la Ley del Sector Eléctrico, 24/2013, de 26 de diciembre que entró en vigor el 28 de diciembre de 2013.

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 caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente y están sometidas a unas obligaciones específicas. El suministro eléctrico se califica, por su parte, como un servicio de interés económico general.

En relación con la actividad de generación eléctrica, la Ley 24/2013 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 Real Decreto 413/2014 regula el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, con efecto sobre las instalaciones de cogeneración del Grupo Repsol, integrantes del extinto régimen especial y régimen ordinario asimilado. Dicho sistema se basa 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.

Por su parte, la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueba los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Por último, recientemente se promulgó el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica y de producción con autoconsumo.

La normativa establece que quienes producen y consumen su propia energía sin estar conectados a la red eléctrica no han de asumir ningún coste del sistema eléctrico; sin embargo, en el caso de que se esté conectado a la red, al tener garantizado el suministro en todo momento, incluso cuando la energía autogenerada no sea suficiente, el autoconsumidor, si bien no pagará por la energía que autoproduce, ni tampoco por los impuestos asociados ni las pérdidas del sistema, sí tendrá que contribuir a los costes generales del mismo.

Contribuciones al fondo de eficiencia energética

La Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, establece en su artículo 7 la obligación de justificar una cantidad de ahorro de energía para 2020, viniendo obligado cada Estado a establecer un sistema de obligaciones de eficiencia energética, mediante el cual los distribuidores de energía y/o las empresas minoristas de venta de energía quedarán obligados a alcanzar en el año 2020 el objetivo de ahorro indicado mediante la consecución

anual, a partir del año 2014, de un ahorro equivalente al 1,5% de sus ventas anuales de energía.

En relación con esta normativa conviene destacar que dentro de la estrategia marco de la Unión Energética para conseguir una economía competitiva, segura y limpia, en noviembre de 2016 se publicó el paquete de "Energía limpia", que engloba una nueva gobernanza de la Unión Europea incluyendo la revisión, entre otras, de la Directiva 2012/27/UE[1].

El Real Decreto-ley 8/2014 y la Ley 18/2014, han venido a trasponer la anterior Directiva mediante la creación de un Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) en virtud del cual, se asigna a las empresas comercializadoras de gas y electricidad, a los operadores de productos petrolíferos al por mayor, y a los operadores de gases licuados de petróleo al por mayor, -sin que estos últimos no tengan la consideración de sujetos obligados conforme a la Directiva- una cuota anual de ahorro energético de ámbito nacional, denominada obligaciones de ahorro, con una equivalencia financiera.

La creación de un Fondo Nacional, que en España se ha formulado como medida alternativa a un sistema de iniciativas nacionales de eficiencia energética, en la propia Directiva 2012/27/UE únicamente se prevé como medida de respaldo o complementaria.

Las sucesivas órdenes IET por las que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética vienen siendo recurridas por las distintas empresas alcanzadas por las citadas obligaciones de contribución al referido Fondo Nacional, entre ellas las afectadas del Grupo Repsol.

Auditorías energéticas

En el mes de febrero de 2016 entró en vigor el Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que, se transpone el Artículo 8 de la Directiva 2012/27/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la Eficiencia Energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía.

Establece una obligación de aplicación generalizada a todas las empresas que no sean PYMES ("grandes empresas") de la Unión Europea consistente en la elaboración periódica de auditorías energéticas, a fin analizar si la gestión energética está optimizada y, en su caso, determinar oportunidades de ahorro y propuestas de eficiencia energética.

Los sujetos obligados deben realizar una auditoría cada cuatro años, a partir de la fecha de la auditoría energética anterior, que cubra al menos el 85 % del consumo total de energía del conjunto de instalaciones ubicadas en el territorio nacional.

Los sistemas de gestión energética, basados en la norma internacional ISO 50001, están implantados en las principales compañías industriales del Grupo.

Combustibles alternativos

El Real Decreto 639/2016, de 9 de diciembre publicado el 10 de diciembre (BOE 298/2016) establece el marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos y tiene como objetivo minimizar la dependencia de los transportes respecto del petróleo, mitigar el impacto medioambiental del transporte y establecer los requisitos mínimos para la creación de una infraestructura para los combustibles alternativos, incluyendo puntos de recarga para vehículos eléctricos y puntos de repostaje de gas natural y de hidrógeno.

El Consejo de Ministros aprobará un marco de acción nacional para el desarrollo del mercado respecto de los combustibles alternativos en el sector del transporte y la implantación de la infraestructura

[1] También incluye la revisión de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento y del Consejo sobre el uso de fuentes de energías renovables.

correspondiente.

Cambio Climático y Calidad del aire

Tras el Acuerdo de París, los compromisos asumidos por los países en sus respectivos NDCs (*National Determined Contribution*) tendrán un impacto importante en el desarrollo de nuevas políticas climáticas. El Acuerdo es sin duda un paso más hacia una economía baja en emisiones, con modelos de empresa más sostenible. Repsol como firmante del documento *Paris Pledge for Action* apoya el acuerdo y trabaja para que la compañía sea una parte de la solución del problema climático.

En 2016 se ha iniciado la revisión de la Directiva 2003/87/CE por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE.

Asimismo, en 2016 se ha publicado la Directiva 2016/2284/UE (por la que se modifica la Directiva 2003/35/CE y se deroga la Directiva 2001/81/CE) sobre la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos (SO2, NOx; NH3, COVs no metánicos y partículas finas), que impactan en la calidad del aire local.

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 la sociedad estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (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 Nº 28.701 ("Decreto de Nacionalización") que nacionaliza los hidrocarburos del país traspasando la propiedad y el control de los mismos a 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).

Posteriormente, mediante Ley Nº. 466 de fecha 26 de diciembre de 2013 se establece que, a partir de dicha Ley, YPFB Andina adopta la tipología de Sociedad Anónima Mixta (SAM), para lo cual, en fecha 4 de agosto de 2014, YPFB adquirió de Repsol Bolivia S.A. 79.557 acciones. Actualmente YPFB cuenta con el 51% del capital social de YPFB Andina, dando cumplimiento a la Ley No. 466 y al parágrafo II del art. 363 de la Constitución Política del Estado. A la fecha la nueva participación de Repsol Bolivia S.A. en YPFB Andina es de 48,33%.

Adicionalmente, en fecha 11 de diciembre de 2015 se promulgó la Ley Nº. 767 para la promoción de la inversión en Exploración y Explotación hidrocarburífera en Bolivia, la misma que fue reglamentada mediante el Decreto Supremo No. 2830 del 06 de julio de 2016, estableciendo los siguientes aspectos principales: (i) se otorga un incentivo a la producción de petróleo orientado a mejorar los ingresos en campos de petróleo, el mismo que varía de $30 hasta $55 por barril de petróleo dependiendo de las

condiciones de precio, nivel de producción y sujeto a la ejecución de nuevas inversiones. El incentivo aplica si el petróleo es menor que 55°API (ii) se otorga un incentivo para la producción de condensado de petróleo por encima de las reservas probadas y sujeto a la presentación de un Plan de Desarrollo que comprometa nuevas inversiones. El incentivo va de 0 a 30$ por barril de condensado asociado al gas y dura hasta diciembre 2025 (iii) se otorga un incentivo al condensado asociado al gas natural procedente de nuevos descubrimientos, el incentivo varía desde 30$ hasta 55$ por barril. El plazo del incentivo se fija para cada proyecto en base a que éste obtenga un punto de equilibrio financiero de acuerdo a una fórmula establecida en el reglamento basada en un Valor Actual Neto esperado igual a 0, pero con un plazo máximo de 25 años y (iv) en el caso de gas seco, se asignará mercados preferentes de exportación.

Por otro lado, la Ley Nº 817 de 19 de julio de 2016 complementa el Artículo 42 de la Ley Nº 3058 de 17 de mayo de 2005, artículo que fue previamente modificado por medio de la Ley Nº 767 de 11 de diciembre de 2015, permitiendo a YPFB a suscribir una adenda a los Contratos de Operación para ampliar el plazo, de forma se permita la explotación de las reservas certificadas, siempre que comprometan nuevas inversiones en actividades de exploración (por importe mayor a 350 millones de dólares americanos) o en actividades de exploración y su desarrollo (por importe mayor a 500 millones de dólares), a ser ejecutadas en un plazo de 5 años (hasta julio de 2021) y de acuerdo a un plan de inversiones a ser aprobado por YPFB.

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.

Adicionalmente en fecha 8 de Mayo de 2009 se suscribieron con YPFB los Acuerdos de Entrega de Gas Natural y Acuerdos de Entrega de Hidrocarburos Líquidos que establecen los términos y condiciones que rigen la entrega de hidrocarburos por parte del Titular y también se suscribieron los Procedimientos de Pago que establecen el mecanismo de pago de la Retribución del Titular. El Acuerdo de Entrega de Gas Natural del Área Caipipendi fue enmendado en fecha 26 de marzo de 2010, con la finalidad de incorporar volúmenes para la exportación a ENARSA Argentina y en fecha 28 de noviembre de 2014 una segunda enmienda permitió incorporar volúmenes adicionales de gas natural a ser entregados desde los campos Margarita y Huacaya a los mercados de exportación de Brasil y Argentina, lo que permite implementar la Fase III del Área Caipipendi con el correspondiente incremento de la producción.

En el marco las Leyes Nº 767 y 817 citadas anteriormente, en fecha 15 de diciembre de 2016, se suscribió con YPFB la Adenda al Contrato de Operación del Área Caipipendi, la misma que entrará en efectividad una vez sea aprobada por la Asamblea Legislativa Plurinacional y protocolizada ante Notaria de Gobierno, la cual amplía el plazo del Contrato sujeto a la ejecución de los importes de inversión determinados por las normas antes citas.

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 (la cual fue alterada por la Ley Nº 13.365/16) 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 tendrá un derecho preferente a ser el operador del área y deberá comunicar su decisión en un período de hasta 30 días. En el caso que la misma sea designada como Operadora, esa deberá tener una participación mínima de 30% en el consorcio vencedor;
- 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 Nº 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.

Canadá

En la Columbia Británica, Alberta y Saskatchewan, provincias occidentales de Canadá en las que se encuentran la mayoría de los intereses de exploración y producción del Grupo, los respectivos gobiernos provinciales son los titulares de la mayoría de los derechos minerales del subsuelo sobre el petróleo y el gas natural. Por lo general, los gobiernos de estas provincias conceden derechos de exploración y producción de petróleo y gas natural en sus terrenos mediante arrendamientos, licencias y permisos con distintos términos y en las condiciones que se estipulan en la legislación y las normativas provinciales, incluidos los requisitos de realización de obras concretas o de pagos. Además de los terrenos, la Sociedad cuenta con intereses en arrendamientos obtenidos de propietarios de tierras minerales mediante negociación directa.

Las sociedades que operan en el sector canadiense de hidrocarburos y gas natural están sujetas a una amplia normativa y a estrictos controles de la fiscalidad de las operaciones (incluidas tenencia de tierras, exploración, desarrollo, producción, refinado, mejora, transporte, comercialización y cuestiones medioambientales) como resultado de la legislación y la política promulgadas tanto a nivel federal por el Gobierno de Canadá como por los distintos gobiernos provinciales. La supervisión de dichas operaciones la realizan organismos reguladores provinciales entre los que están la Comisión de la Columbia Británica para los Hidrocarburos y Gas, el Regulador Energético de Alberta, los ministerios de Economía y Medioambiente de Saskatchewan y los organismos reguladores federales, como la Agencia Canadiense de Evaluación medioambiental y el Consejo Nacional Canadiense de Energía.

Cada provincia cuenta con una legislación y unas normativas que rigen los derechos relativos a los terrenos provinciales así como las tasas de producción y otras cuestiones. Los derechos de producción de los terrenos se determinan mediante normativas gubernamentales y, por lo general, se calculan como un porcentaje del valor de producción bruta. La tasa de dichos derechos suele depender parcialmente de los precios de referencia previstos, productividad de los pozos, ubicación geográfica, fecha de descubrimiento del yacimiento, método de recuperación y tipo o calidad del producto petrolífero producido. En ocasiones, los gobiernos de las provincias occidentales de Canadá crean programas de incentivos para la exploración y el desarrollo. Dichos programas pueden recoger reducciones en la tasa de derechos, exenciones de derechos o créditos fiscales de derechos. Los derechos pagaderos sobre la producción de terrenos en propiedad vienen determinados por la negociación llevada a cabo entre el propietario y el arrendatario del terrero mineral, si bien la producción de dichos terrenos está sujeta a determinados impuestos provinciales.

Las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos y gas en Canadá cuentan con una amplia regulación y están sujetas a un fuerte control por parte de los organismos reguladores provinciales y federales. Es necesaria la aprobación por parte de estos organismos para llevar a cabo diversas

actividades, incluida la perforación de pozos petrolíferos y de gas natural, la construcción y explotación de oleoductos, gasoductos e instalaciones, así como el almacenamiento, la inyección y la eliminación de sustancias vinculadas. Para realizar operaciones de extracción de petróleo y gas y cumplir los requisitos de los reguladores pertinentes, las sociedades deben acatar la legislación, normativas, ordenanzas, directivas y otras indicaciones aplicables (sujetas todas ellas a supervisión, evaluación y revisión gubernamental de manera periódica). El incumplimiento de dicha legislación, normativas, ordenanzas, directivas u otras indicaciones puede derivar en multas o sanciones de otro tipo.

Además de la legislación y las normativas relativas a cuestiones operativas vinculadas a la exploración y la producción, el sector petrolífero y de gas natural canadiense también está sujeto a distintas legislaciones provinciales y federales relacionadas con cuestiones medioambientales, sujetas todas ellas de manera periódica a supervisión y revisión gubernamental. Dicha legislación impone restricciones y prohibiciones a la liberación o emisión de diferentes sustancias derivadas de determinadas operaciones del sector petrolífero y del gas, como el dióxido de azufre y el óxido nitroso, además de las condiciones o prohibiciones de explotación en ciertas zonas medioambientalmente sensibles. Asimismo, esta legislación establece los requisitos para el abandono y la reclamación satisfactorios de pozos e instalaciones. El incumplimiento de dicha legislación puede provocar la suspensión o retirada de las licencias y autorizaciones necesarias, responsabilidad civil por los daños producidos por la contaminación y la imposición de multas y sanciones significativas

En noviembre de 2016, el Gobierno Provincial de Alberta aprobó una serie de normas reguladoras de las emisiones de carbono, entre las que se incluye un gravamen al carbono aplicable en todos los sectores industriales. El precio por tonelada de carbono emitido aumentará hasta 20 dólares canadienses en 2017, y 30 dólares en 2018. El gravamen es exigible en el momento de la retirada o compra de hidrocarburos transportados por oleoducto o gaseoducto. No obstante, salvo en algunos casos, hasta 2023 la nueva normativa prevé exenciones para los productores de exploración (*Upstream*) y para transformadores de materias primas. La Compañía ya ha solicitado y obtenido todos los certificados de exención disponibles.

Aparte de las regulaciones provinciales, el Gobierno Federal de Canadá ha anunciado, como parte del llamado "*Marco Nacional de Crecimiento Limpio y Cambio Climático*", la posibilidad de se produzcan futuros incrementos en el precio del carbono por parte las provincias, hasta alcanzar 50 dólares canadienses por tonelada en 2022.

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 cobro 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 vigor 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,* "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 de cada uno de los Estados. La producción de petróleo y gas se considera una actividad minera y por lo tanto, salvo determinados aspectos medioambientales, no se rigen por la legislación federal, puesto que la producción u obtención de gas natural, que implica su extracción física del suelo y su preparación para las primeras fases de distribución, es competencia de cada Estado.

Actualmente, la compañía realiza operaciones en Alaska, Kansas, Louisiana, Oklahoma, Pennsylvania y Texas 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*. El BOEM es responsable de la revisión completa del impacto medioambiental del proyecto propuesto (ya sea de exploración o de desarrollo) según el *National Environmental Policy Act* (NEPA).

En Texas los reguladores principales de actividades de exploración y producción son el Railroad Commission of Texas (RRC) y la Texas Commission on Environmental Quality (TCEQ) y en Pennsylvania es Pennsylvania Department of Environmental Protection (DEP).

La administración federal tiene competencia exclusiva para regular la venta y transporte de hidrocarburos en el comercio interestatal de reventa. Además, la administración federal ostenta competencias en ciertas materias medioambientales que afectan a la industria de los hidrocarburos. En mayo de 2016, la Agencia de Protección Medioambiental estadounidense (EPA, por sus siglas en inglés) dictó nuevas normas sobre la reducción de emisiones de metano, compuestos orgánicos volátiles como el benceno y otros contaminantes atmosféricos en actividades de hidrocarburos, incluyendo la fracturación hidráulica. Estas nuevas normas contienen requisitos en relación a los límites de emisiones y a la frecuencia de seguimiento de emisiones fugitivas.

Gas Natural Licuado

Respecto de la actividad de GNL en Estados Unidos, de acuerdo con el Natural Gas Act, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) tiene competencias exclusivas para autorizar el establecimiento de instalaciones para la importación o exportación de GNL.

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

Trading de Crudo y Productos Refinados

Existe un número de organismos regulatorios en los Estados Unidos con competencia para regular el mercado de trading de crudo y productos refinados. La "*Federal Trade Comission*" (FTC) tiene la potestad de regular la compraventa de crudo. La "*Environmental Protection Agency*" (EPA) supervisa las materias relativas al medioambiente y regula en particular los productos refinados destinados al consumidor privado tales como la gasolina y el diésel. En relación con la actividad de trading de derivados financieros, la "*Commodities Futures Trading Commission*" (CFTC) es el organismo encargado de regular y supervisar este mercado.

El 18 de diciembre de 2015 se aprobó la Consolidated Appropiation Act, 2016 (Public law no. 114-113). Esta norma deroga la sección 103 de la Energy Policy and Conservation Act (EPCA), eliminando así la prohibición contra la exportación de petróleo producido en EE.UU. Como consecuencia de este cambio normativo, se prohíbe que el poder ejecutivo refuerce la normativa de prohibición a la exportación preservando, no obstante, la potestad del Presidente para restringir las exportaciones de crudo ante situaciones de emergencia nacional, para apoyar sanciones comerciales y para eliminar una escasez en el suministro de petróleo o un precio que constantemente sea significativamente más alto que el precio en el resto del mercado mundial.

El levantamiento de esta prohibición permite que compañías que producen petróleo en EE.UU. tengan acceso a mercados internacionales, lo cual podría tener un gran impacto, tanto en la economía nacional como a nivel mundial.

Indonesia

De acuerdo con la Constitución de Indonesia de 1945, todos los recursos naturales (gas y petróleo incluidos) del territorio indonesio son propiedad del Estado y están sujetos a su control. En Indonesia, la regulación del petróleo y el gas natural se basa en la Ley nº 22 de 2001 ("Ley nº 22"), que establece principios generales para la regulación del sector. Estos principios se aplican gracias a distintos reglamentos de ejecución, promulgados en virtud de la Ley nº 22, así como a diferentes normas y decretos ministeriales.

La Ley nº 22 reestructuró y liberalizó el control del Estado sobre los sectores del petróleo y el gas. La Ley nº 22 atribuyó la función regulatoria a dos organismos públicos diferentes:

(i) BPMIGAS (Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi). Sin embargo, el 13 de noviembre de 2012, BPMIGAS fue declarado inconstitucional por el Tribunal Constitucional de Indonesia, atribuyéndose el papel y las funciones de este al Gobierno. El presidente, mediante el Reglamento de la Presidencia 95/2012, asignó este papel y estas funciones al Ministerio de Energía y Recursos Minerales. Mediante Reglamento de la Presidencia 9/2013 se constituyó Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi ("SKK Migas"), que actualmente ejerce el mismo papel y las mismas funciones que BPMIGAS; y

(ii) BPHMIGAS (Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi)

Tras la restructuración del sector llevada a cabo mediante la Ley nº 22, BPMIGAS y posteriormente SKK

Migas, sucedieron a Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara ("PERTAMINA") como parte supervisora en materia de exploración y producción en los CPCs, si bien no llegaron a asumir el papel de PERTAMINA como Productor/Contratista.

El Ministerio de Energía y Recursos Minerales ("MERM") es el responsable de la aprobación del primer Plan de Desarrollo ("PdD") en el marco de los contratos de producción compartida ("CPC") así como de la supervisión de la propiedad y la gestión de los recursos petroleros y gasistas por parte del Estado. Con la colaboración de MIGAS, el MERM formula la política gubernamental, fija los bloques que hayan de salir a licitación, es responsable de autorizar la transmisión, por parte de los contratistas, de sus derechos de participación (en consulta con SKK Migas) y expide las licencias necesarias para la realización de actividades mercantiles de transformación y distribución de productos petroleros, como por ejemplo la producción de GNL utilizando la estructura de transformación y distribución.

La Dirección General de Petróleo y Gas ("MIGAS") colabora con el MERM en la elaboración de la política gubernamental y en la determinación de las zonas de trabajo susceptibles de licitación. También supervisa las actividades de implementación de actividades empresariales, tanto de exploración y producción como de transformación y distribución a través de SKK Migas y de BPHMIGAS.

SKK Migas es el supervisor y el órgano ejecutivo en materia de exploración y producción, en su condición de sucesor de BPMIGAS tal como se señaló anteriormente. SKK Migas, como supervisor de exploración y producción, colabora con el MERM en la preparación de las licitaciones, concede los CPCs y aprueba el primer PdD. SKK Migas también celebra y supervisa los CPCs. Entre sus principales funciones de supervisión cabe señalar la aprobación de los Planes de Trabajo y Presupuestos (PTyP) anuales y de los ulteriores PdDs, la supervisión e información al MERM de la ejecución de los CPCs, la designación de vendedores de la cuota de producción correspondiente al Estado (SKK Migas puede recoger la cuota de gas correspondiente al Gobierno, si bien debe nombrar a un tercero para la venta del gas) y de la gestión de los activos que emplean los contratistas en la ejecución de sus actividades empresariales de exploración y producción de petróleo y gas.

Es responsabilidad del Ministerio de Hacienda ("MdH") impartir las instrucciones relativas a los principios básicos de la cuota del Estado derivada de la explotación del GNL y, a través de la Dirección General de Impuestos y de la Dirección General de Derechos Aduaneros y Arbitrios, fijar los impuestos, derechos aduaneros y arbitrios pagaderos en razón de las actividades de desarrollo del GNL, resolviendo las cuestiones relativas a los avales del Estado y formulando, estableciendo y aplicando políticas relativas a los activos de propiedad estatal.

De acuerdo con la Ley nº 22, aquellas empresas que deseen explorar y explotar las reservas de petróleo y de gas deben hacerlo mediante un Contrato de Cooperación con SKK MIGAS. En Indonesia, el Contrato de Cooperación que normalmente se formaliza en relación con las actividades de exploración y explotación es el denominado Contrato de Producción Compartida ("CPC").

Con el CPC, el Gobierno de Indonesia conserva la propiedad del petróleo y del gas (antes de la entrega), recayendo sobre el contratista todos los riesgos y costes de exploración, desarrollo y producción, a cambio de un porcentaje convenido de la producción de petróleo y/o gas y de la recuperación de determinados costes de explotación de la producción que satisfagan ciertos requisitos.

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.

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 renunciarán 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 (MINEM), 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 MINEM (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.

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, a la cual el Estado, en su calidad de propietario de los hidrocarburos ubicados dentro de su territorio, 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 con un licenciatario (Contratista), mediante los Contratos de Licencia, de Servicios, y otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

Mediante los Contratos de Licencia, el Contratista obtiene la autorización de explorar y explotar hidrocarburos en el área de contrato. El Contratista 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/o comercialización 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 MINEM. La LOH no establece los requisitos específicos para cada actividad, por lo cual es necesario remitirse a los Reglamentos correspondientes a cada una de las actividades.

En Perú la comercialización de los productos derivados de los hidrocarburos se rige por la oferta y demanda, sin embargo, 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.

De otro lado, el artículo 43 del Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos (aprobado por Decreto Supremo Nº. 045-2001-EM), establece la obligación de los Productores y Distribuidores Mayoristas que tengan capacidad de almacenamiento propia o contratada de mantener, en cada Planta de Abastecimiento, una existencia media mensual mínima de cada combustible almacenado equivalente a 15 días consecutivos de su despacho promedio de los últimos 6 meses anteriores al mes del cálculo de las existencias y una existencia mínima diaria de 5 días consecutivos de despacho promedio en dicha Planta. Igual tratamiento se contiene en el artículo 8 del Reglamento para la Comercialización de Gas Licuado de Petróleo (aprobado por Decreto Supremo No. 01-94-EM) en el cual a través de sus modificaciones (Decreto Supremo N° 045-2010-EM y Decreto Supremo N° 015-2015-EM), el cual establece la obligación de mantener existencias medias de 15 días y una existencia mínima de 5 días, respectivamente, sobre el despacho promedio de los últimos 6 meses.

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 (ppm), 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 MINEM, 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.

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). El SISE permite dotar de infraestructuras para brindar seguridad al sistema energético, por lo que está constituido por redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas estratégicas por el Estado (infraestructura) y es remunerado mediante un cargo tarifario a la infraestructura de la red nacional de ductos de transporte y suministro de productos líquidos de los hidrocarburos. El FISE establece un esquema de Compensación Social y de Servicio Universal para los sectores más vulnerables de la población, siendo 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.

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. (PDVSA), 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.

El Gobierno venezolano ha dictado el Decreto Presidencial N° 2.184 publicado en fecha 14 de enero de 2016 en la Gaceta Oficial Extraordinaria de la República Bolivariana de Venezuela N° 6.214 mediante el cual declara Estado de Emergencia Económica en todo el Territorio Nacional, por un lapso de sesenta (60) días. El propósito del Decreto es que el Ejecutivo Nacional adopte las medidas oportunas excepcionales y extraordinarias, para asegurar a la población el disfrute pleno de sus derechos, preservar el orden interno, el acceso oportuno a bienes y servicios fundamentales, e igualmente disminuir los efectos de las circunstancias de orden natural que han afectado la generación eléctrica, el acceso a los alimentos y otros productos esenciales para la vida. Entre las medidas que el Ejecutivo Nacional podrá dictar, se encuentran la aprobación y suscripción por parte del Ejecutivo Nacional de contratos de interés público para la obtención de recursos financieros, asesorías técnicas o aprovechamiento de recursos estratégicos para el desarrollo económico del país, sin sometimiento a autorizaciones o aprobaciones de otros Poderes Públicos, y cualesquiera otras medidas de orden social, ambiental, económico, político y jurídico que estime convenientes, con la finalidad de resolver la situación extraordinaria y excepcional que constituye el objeto del Decreto e impedir la extensión de sus efectos.

El Decreto Presidencial se ha prorrogado hasta la presente fecha en cinco (5) oportunidades, mediante la modalidad de una nueva publicación de Decreto Presidencial en la que se declare Estado de Emergencia Económica en todo el Territorio Nacional, por un lapso de sesenta (60) días, seguido de su respectiva prorroga por un lapso similar.

Recientemente, en fecha 13 de noviembre de 2016 se publicó el Decreto Presidencial Nº. 2.548 en Gaceta Oficial Extraordinaria Nº. 6.272, mediante el cual se prorroga por sesenta (60) días el plazo establecido en el Decreto Presidencial Nº. 2.452 de fecha 13 de septiembre de 2016, publicado en la Gaceta Oficial Nº. 6.256 Extraordinaria de la misma fecha.

Ambos decretos han sido desaprobados por la Asamblea Nacional, -y en el caso del primero de ellos, igualmente la solicitud del Presidente de la República de prorrogar el Estado de Emergencia Económica-. Sin embargo la Sala Constitucional del Tribunal Supremo de Justicia (TSJ) declaró en sendos fallos la pertinencia y constitucionalidad de los mismos.

En relación a los nuevos convenios cambiarios que han entrado en vigor véase Nota 22.3.

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, quien las realiza ya directamente por el Ejecutivo Nacional o mediante empresas de su exclusiva propiedad. Igualmente podrá hacerlo mediante empresas mixtas en las que ostente una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social.

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.

Los acuerdos de empresas mixtas a que se refiere la Ley Orgánica de Hidrocarburos, no establecen restricciones a estas sociedades para transferir fondos en forma de dividendos en efectivo, reembolso de préstamos o anticipos realizados por sus accionistas en moneda extranjera (USD).

De acuerdo al Convenio Cambiario N° 37, las licenciatarias para la exploración y explotación de gas, previstas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos aquellas personas privadas nacionales o extranjeras poseedores de Licencias de Gas, podrán mantener en cuentas de instituciones bancarias o de naturaleza análoga, las divisas obtenidas como producto de la operación de sus licencias, incluyendo aquellas generadas por el producto de sus ventas de exportación o cambio de patrón de consumo.

En el marco de dicha disposición, las divisas colocadas en las entidades bancarias mencionadas podrán ser dirigidas en primer término a la inversión o reinversión de aquellos proyectos gasíferos debidamente aprobados por el ministerio de adscripción, así como también a la restitución de fondos y pago de bienes, materiales y equipos relacionados con la ejecución de tales proyectos, siempre que estos no sean de fabricación nacional y sean de necesaria adquisición para la ejecución de las operaciones de la licenciataria.

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.

INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO 2016

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

ÍNDICE

1. RESUMEN DE PRINCIPALES ACONTECIMIENTOS ... 3
2. NUESTRA COMPAÑÍA ... 6
2.1. MODELO DE NEGOCIO ... 6
2.2. ESTRUCTURA SOCIETARIA ... 7
2.3. GOBIERNO CORPORATIVO ... 10
2.4. ÉTICA Y CUMPLIMIENTO ... 12
3. ENTORNO MACROECONÓMICO ... 13
4. RESULTADOS, SITUACIÓN FINANCIERA Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS ... 17
4.1. RESULTADOS ... 17
4.2. SITUACIÓN FINANCIERA ... 23
4.3. RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS ... 25
5. DESEMPEÑO DE NUESTROS NEGOCIOS ... 28
5.1. UPSTREAM ... 28
5.2. DOWNSTREAM ... 41
5.3. CORPORACIÓN Y OTROS ... 51
6. OTRAS FORMAS DE CREAR VALOR ... 53
6.1. PERSONAS ... 53
6.2. SEGURIDAD Y MEDIOAMBIENTE ... 60
6.3. IMPUESTOS ... 66
6.4. INVESTIGACIÓN, DESARROLLO E INNOVACIÓN (I+D+i) ... 70
6.5. ACCIONISTAS E INVERSORES ... 72
6.6. COMUNICACIÓN ... 73
7. EVOLUCIÓN PREVISIBLE ... 74
7.1 EVOLUCIÓN PREVISIBLE DEL ENTORNO ... 74
7.2 EVOLUCIÓN PREVISIBLE DE LOS NEGOCIOS ... 76
8. RIESGOS ... 78
8.1. FACTORES DE RIESGO ... 78
8.2. GESTIÓN DEL RIESGO ... 86
ANEXO I: MEDIDAS ALTERNATIVAS DE RENDIMIENTO ... 90
ANEXO II: TABLA DE CONVERSIONES Y ABREVIATURAS ... 99
ANEXO III: INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO ... 100

1. RESUMEN DE PRINCIPALES ACONTECIMIENTOS

Durante el año 2016 Repsol[1] ha continuado con el proceso de transformación iniciado tras la adquisición de Talisman[2] y la aprobación del Plan Estratégico 2016-2020[3]. Este proceso ha permitido obtener ganancias de eficiencia y ahorros en costes operativos e inversiones, materializar sinergias en la integración de los negocios y realizar una gestión flexible del portafolio para desinvertir en activos no estratégicos.

Estas medidas, junto con las ventajas derivadas del modelo integrado de compañía, han puesto de manifiesto la resiliencia de Repsol y su capacidad para obtener unos resultados muy notables incluso en el actual contexto de bajos precios del crudo y del gas: el **resultado neto** del ejercicio ha ascendido a 1.736 millones de euros y el flujo de caja obtenido ha permitido **reducir la deuda neta** del Grupo en 3.790 millones de euros respecto al ejercicio 2015.

RESULTADOS DEL EJERCICIO [4]

Millones de euros	2016	2015 [5]	Variación
Upstream	52	(925)	977
Downstream	1.883	2.150	(267)
Corporación y otros	(13)	627	(640)
Resultado neto ajustado	**1.922**	**1.852**	**70**
Efecto patrimonial	133	(459)	592
Resultados específicos	(319)	(2.791)	2.472
Resultado neto	**1.736**	**(1.398)**	**3.134**

En los resultados de *Upstream* se aprecia una importante mejora, retomando los beneficios a pesar del difícil entorno de precios. A esta mejora contribuyen de manera destacada el incremento de la producción total media (690 kboe/d, un 23% más que en 2015, principalmente por la contribución de los activos de ROGCI y los aumentos en Venezuela, Noruega, Perú y Brasil), las mejoras de eficiencia operativa y la reducción de gastos de exploración, que compensan con creces el impacto negativo de la caída de los precios de realización del crudo y del gas (14% en ambos casos).

En *Downstream*, las ventajas competitivas derivadas de nuestro modelo integrado de negocio y de la calidad de nuestros activos de refino, el buen desempeño de la Química y los mejores resultados en los negocios comerciales, han permitido paliar el impacto negativo del deterioro del entorno internacional de los negocios de Refino y de *Gas & Power* en Norteamérica.

Los menores resultados en *Corporación y otros* [6] se explican fundamentalmente por la ausencia de los excepcionales resultados financieros obtenidos en 2015 por las posiciones en dólar derivadas del cobro de la indemnización por la expropiación de YPF.

---

[1] De ahora en adelante, las denominaciones "Repsol", "Grupo Repsol" o "la compañía" se utilizarán, de manera indistinta, para referirse al grupo de empresas formado por Repsol, S.A. y sus sociedades dependientes, asociadas y acuerdos conjuntos.

[2] Adquisición de Talisman Energy Inc., hoy denominada Repsol Oil & Gas Canada Inc. (en adelante "ROGCI").

[3] El Plan Estratégico 2016-2020 se publicó en Octubre de 2015 (ver apartado 7.2).

[4] Toda la información presentada en este documento, salvo que se indique expresamente lo contrario, ha sido elaborada de acuerdo al modelo de *reporting* del Grupo que se describe en la Nota 2.3 "Información por segmentos de negocio" de las cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2016. Alguna de las magnitudes financieras utilizadas en este documento tienen la consideración de Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR) de acuerdo a las Directrices de la European Securities Markets Authority (ESMA), véase el Anexo I "Medidas Alternativas de Rendimiento" que incluye la reconciliación entre las magnitudes ajustadas y las correspondientes a la información financiera NIIF-UE.

[5] Las cifras de 2015 incluyen las modificaciones necesarias por los cambios en la política contable en relación a la capitalización de los costes de geología y geofísica (ver Nota 2.1 "*Comparación de la información*" de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016).

[6] El segmento Corporación y otros incluye los gastos de los centros corporativos en Madrid y Calgary, el resultado financiero de la compañía, los resultados derivados de la participación en Gas Natural Fenosa y otros de menor importancia (ajustes de consolidación, etc).

Como consecuencia de lo anterior, el **resultado neto ajustado** alcanza los 1.922 millones de euros, un 4% superior al dato de 2015.

El *efecto patrimonial*, que refleja el impacto de la variación de los precios en los inventarios[1], fue positivo como consecuencia de la progresiva recuperación de los precios del crudo.

Los *resultados específicos* del periodo incluyen, principalmente, las ganancias derivadas de las desinversiones en activos no estratégicos (737 millones de euros, en especial por las plusvalías derivadas de la venta del 10% de Gas Natural Fenosa y del negocio de GLP canalizado en España), los costes de reestructuración de plantilla (-393 millones de euros; donde destaca la provisión para el ERE en España), los gastos por devaluación y las dotaciones a provisiones por saneamiento de activos.

En suma, el **resultado neto** del Grupo alcanza en 2016 un beneficio de 1.736 millones de euros, frente a los -1.398 millones de euros de 2015.

El **EBITDA** del período, 5.226 millones de euros, refleja los ahorros derivados de los programas de eficiencia y ha favorecido una significativa mejora del flujo de caja de las operaciones que, junto con la generación de caja por las desinversiones y la reducción de inversiones en el marco del Plan Estratégico, han permitido atender el servicio de la deuda, satisfacer una atractiva retribución al accionista y reducir la **deuda financiera neta** a 8.144 millones de euros, un 32% inferior a la existente al fin de 2015.

OTROS ACONTECIMIENTOS DEL PERIODO

Repsol ha mantenido la **retribución a sus accionistas** a través del programa "Repsol dividendo flexible" que permite a los accionistas optar por recibir su remuneración en acciones de nueva emisión o en efectivo, lo que ha supuesto una remuneración en 2016 de 0,76 €/acción[2].

La **acción** de Repsol cerró el ejercicio 2016 con una revalorización del 33%, en línea con la subida del 30% experimentada por la media de sus comparables europeos pero muy por encima de la caída del 2% sufrida por el índice Ibex-35.

Durante el ejercicio han continuado las actuaciones necesarias para materializar la reducción de **plantilla** de aproximadamente 1.500 empleados anunciada en el Plan Estratégico 2016-2020. Para posibilitar el proceso de ajuste en España y respetar el compromiso adquirido de abordar el redimensionamiento de forma responsable y consensuada, en el mes junio se acordó con los representantes de los trabajadores implementar un Procedimiento de Despido Colectivo.

Repsol mantiene su **compromiso con la seguridad y el medioambiente**. Respecto a la accidentabilidad personal, tanto el Índice de Frecuencia (IF) como el Índice de Frecuencia Total (IFT) han disminuido con respecto al ejercicio 2015. Respecto al medioambiente, durante el ejercicio 2016 se han realizado acciones de mejora en nuestras instalaciones que, además de reducir sus consumos energéticos, han supuesto una reducción de emisiones de 312 kilotoneladas de CO_2 en condiciones operativas equivalentes (386 kilotoneladas de CO_2 en 2015).

[1] Ver Anexo I relativo a la definición de las Medidas Alternativas del Rendimiento (MAR).

[2] La cifra incluye el importe del compromiso de compra de derechos de asignación gratuita asumido por Repsol en las dos ampliaciones de capital liberadas cerradas en enero y julio de 2016 (0,466 y 0,292 euros brutos por derecho, respectivamente).

PRINCIPALES MAGNITUDES E INDICADORES[1]

Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas [1]	2016	2015
Resultados		
EBITDA	5.226	4.416
Resultado neto ajustado	1.922	1.852
Resultado neto	1.736	(1.398)
Beneficio por acción (€/acción)	1,16	(0,96)
Capital empleado [2]	39.255	40.697
ROACE (%)	5,8	3,0
Situación Financiera		
Flujo de caja libre [3]	4.323	1.371
Deuda Neta (DN)	8.144	11.934
DN / EBITDA (x veces)	1,6	2,7
DN / Capital empleado (%)	20,7	29,3
Intereses deuda / EBITDA (%)	8,2	10,0
Retribución a nuestros accionistas		
Retribución al accionista (€/acción)	0,76	0,96

Principales Indicadores Bursátiles	2016	2015
Cotización al cierre (€/acción)	13,42	10,12
Cotización media (€/acción)	11,29	14,77
Capitalización bursátil al cierre (millones €)	19.669	14.172

Otras formas de crear valor	2016	2015
Personas		
Plantilla total [4]	26.877	29.494
Nuevos empleados [5]	2.445	6.159
Tasa de rotación de la plantilla (%)	13	7
Horas de formación por empleado	41	45
Impuestos pagados (millones €) [6]	11.764	11.989
Seguridad		
Índice de Frecuencia de accidentes [7]	0,69	0,92
Índice de Frecuencia de accidentes total [8]	1,46	2,25
Medioambiente		
Emisiones directas CO_2 (Mt)	19,69	17,89
Reducción anual de emisiones de CO_2 (Mt) [9]	0,312	0,386
Nº de derrames	11	21

Entorno Macroeconómico	2016	2015
Brent ($/bbl) medio	43,7	52,4
WTI ($/bbl) medio	43,5	48,8
Henry Hub ($/MBtu) medio	2,5	2,7
Algonquin ($/MBtu) medio	3,1	4,8
Tipo de cambio ($/€) medio	1,11	1,11

El desempeño de nuestros negocios [1]	2016	2015
Upstream		
Reservas probadas (Mbep)	2.382	2.373
Ratio de reemplazo de reservas probadas (%)	103	509
Producción total de líquidos día (kbbl/d)	243	207
Producción total de gas día (kbep/d)	447	352
Producción total de hidrocarburos día (kbep/d)	690	559
Precios medios crudo ($/bbl)	39,0	45,2
Precios medios gas ($/kscf)	2,4	2,8
EBITDA	2.072	1.611
Resultado neto ajustado	52	(925)
Inversiones netas [10]	1.889	11.370
Downstream		
Capacidad de refino (kbbl/d)	1.013	998
Índice de conversión en España (%)	63	63
Indicador margen refino España ($/Bbl)	6,3	8,5
Estaciones de servicio (nº) [11]	4.715	4.716
Ventas de productos petrolíferos (kt)	48.048	47.605
Ventas de productos petroquímicos (kt)	2.892	2.822
Ventas GLP [12] (kt)	1.747	2.260
Venta gas en Norteamérica (TBtu)	414	299
EBITDA	3.367	3.092
Resultado neto ajustado	1.883	2.150
Inversiones netas [10]	(496)	493

(1) Donde corresponda, expresado en millones de euros.
(2) Capital empleado de operaciones continuadas.
(3) En 2015 no incluye el precio de adquisición de ROGCI neto de la caja adquirida.
(4) Incluye la Plantilla gestionada y no gestionada.
(5) Se consideran únicamente como nuevas incorporaciones las de carácter fijo y eventual sin relación laboral anterior con la compañía. El % de empleados fijos entre las nuevas incorporaciones correspondientes al ejercicio 2016 y 2015 asciende al 43% y 62% respectivamente.
(6) Incluye los impuestos pagados que suponen un gasto efectivo para la empresa, minorando su resultado, así como los que se retienen o repercuten al contribuyente final. No incluye cantidades devengadas a pagar en el futuro ni cobros de períodos anteriores. Para más información, véase el apartado 6.3 de este documento.
(7) Índice de frecuencia (IF) con baja integrado: número de accidentes computables con pérdida de días y muertes acumuladas en el año, por cada millón de horas trabajadas.
(8) Índice de frecuencia total integrado (IFT): número de accidentes computables sin pérdida de días, con pérdida de días y de muertes acumulados en el año, por cada millón de horas trabajadas.
(9) Reducción de CO_2 conseguida gracias a la implementación de acciones de reducción de gases de efecto invernadero, comparada con la línea base de 2010.
(10) Inversiones de explotación netas de desinversiones en activos operativos.
(11) El número de estaciones de servicio (EE.S) incluye controladas y abanderadas.
(12) El 20 de abril de 2016, se acordó con la operadora internacional sudamericana Abastible la venta del negocio de GLP de Perú y Ecuador. Estas operaciones de venta se cerraron el 1 de junio para el negocio de GLP Perú y el 1 de octubre para el de GLP Ecuador.

[1] Toda la información presentada a lo largo de este apartado, salvo que se indique expresamente lo contrario, ha sido elaborada de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 2.3 "*Información por segmentos de negocio*" de las cuentas anuales correspondientes al 31 de diciembre de 2016. Ver definiciones, composición y reconciliación de magnitudes en Anexo I "*Medidas alternativas de Rendimiento*". En relación a la elaboración de las magnitudes de personas véase el apartado 6.1 y respecto a las de seguridad y medio ambiente véase el 6.2.

2. NUESTRA COMPAÑÍA

2.1. MODELO DE NEGOCIO

Repsol es una compañía energética integrada, con amplia experiencia en el sector, que desarrolla su actividad a escala global en dos **áreas de negocio**:

Upstream

Exploración			→ Desarrollo	→ Producción	→ Abandono
Adquisición	Exploración	Evaluación			
Adquisición de nuevo dominio minero	Trabajos de geología, geofísica, estudios de impacto medioambiental y perforación de sondeos exploratorios	Definición de los recursos descubiertos y determinación de su comercialidad	Perforación de pozos onshore y offshore e instalaciones para la puesta en producción de las reservas	Explotación comercial de hidrocarburos	Una vez agotados los campos, se procede a su desmantelamiento bajo estrictas medidas de seguridad

Dominio minero no desarrollado neto a 31 de diciembre:	Sondeos en 2016[*]:	Ratio de reemplazo	Pozos de desarrollo perforados en 2016:	Pozos productivos activos a 31 de diciembre:	Producción neta de hidrocarburos al día:
277.027 km²	**19** finalizados **4** en curso	**103** %	**270** brutos Reservas probadas totales: **2.382** Mbep	**7.861** brutos	**690** kbep/d Gas **447** kbep/d Líquido **243** kbbl/d

[*] Incluye sondeos de exploración, así como los de evaluación/appraisal a 31 de diciembre

Downstream

Almacenamiento y transporte	→ Actividad industrial		→ Comercialización				Gas & Power
Trading	Productos petrolíferos	Petroquímica	GLP	Química	Marketing	Lubricantes, asfaltos y especialidades	
Trading y transporte de crudo y productos a las refinerías para su procesamiento	Refino y transformación del crudo en productos petrolíferos	Elaboración de productos petroquímicos a partir de la materia prima obtenida en el proceso de refino	Procesamiento y distribución de GLP	Distribución y comercialización de los productos petroquímicos producidos	Distribución y comercialización de los productos petrolíferos obtenidos	Desarrollo y comercialización de productos derivados del petróleo	Transporte, comercialización, trading y regasificación de gas natural licuado

Crudo procesado en 2016:	Capacidad de refino:	Capacidad petroquímica bruta:	Ventas de GLP:	Ventas de productos petroquímicos:	Número de estaciones de servicio:	Ventas totales en 2016:	GNL comecializado en Norteamérica:
43,2 millones de toneladas	**1.013** kbbl/d Ventas de productos petrolíferos: **48.048** kt	**4.838** kt	**1.747** kt	**2.892** kt	**4.715**	**1.817** kt	**414** TBtu

Nuestra visión es 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 para ofrecer mejores soluciones energéticas. 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. ESTRUCTURA SOCIETARIA

A continuación se incluye la **estructura societaria** del Grupo Repsol a partir de las principales sociedades que lo componen[1]:

(1) Participaciones indirectas

[1] Para más información sobre las principales sociedades que configuran el Grupo Repsol y las principales variaciones del ejercicio, véase Anexo I y Ib de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016.

Mercados en los que operamos

UPSTREAM

Tenemos presencia en 490.894 km^2 de dominio minero bruto de Exploración y Producción de petróleo y gas en 30 países, directamente o a través de nuestras empresas participadas.

Se han realizado en torno a 45 descubrimientos con sondeos exploratorios en los últimos 9 años, entre los que se incluyen ocho de los mayores hallazgos anuales a nivel mundial en su año según IHS.

La producción de hidrocarburos de Repsol se cifró en una media de 690 kbep al día en 2016, lo que supone un aumento del 23% respecto a 2015.

Al cierre de 2016 las reservas probadas netas de Repsol ascendían a 2.382 Mbep, de los cuales 584 Mbbl (25%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 1.798 Mbep (75%), a gas natural.

DOWNSTREAM

Ventas (Miles de Tn)	2016	2015
Productos petrolíferos	48.048	47.605
Productos petroquímicos	2.892	2.822
GLP	1.747	2.260

Estaciones de servicio (nº)	2016
España	3.501
Portugal	453
Perú	440
Italia	321

Capacidad de refino	Destilación primaria (kbbl/d)	Índice de conversión (%)
Cartagena	220	76
A Coruña	120	66
Puertollano	150	66
Tarragona	186	44
Bilbao	220	63
La Pampilla (Perú)	117	24

Capacidad petroquímica (Miles de Tn)	
Básica	2.603
Derivada	2.235

Refinerías de Repsol en España

2.3. GOBIERNO CORPORATIVO

El sistema de gobierno corporativo de Repsol, establecido conforme a las mejores prácticas y estándares nacionales e internacionales, orienta la estructura, organización y funcionamiento de sus órganos sociales en interés de la sociedad y de sus accionistas y se basa en los principios de transparencia, independencia y responsabilidad. Para consultar la normativa interna del Grupo Repsol en materia de gobierno corporativo véase la página web www.repsol.com.

La estructura de gobierno de Repsol diferencia adecuadamente las funciones de dirección y gestión de la Compañía de las funciones de supervisión, control y definición estratégica.

(1) Presidido por el Consejero Delegado (CEO) e integrado por los Directores Generales Corporativos, Directores Generales de Negocio y Directores Corporativos con reporte directo al CEO. El Comité Ejecutivo Corporativo, es el responsable de la estrategia global, de las políticas a nivel compañía y de cualquier decisión de carácter transversal.

(2) Presidido por el Consejero Delegado (CEO) e integrado por el Director General E&P, Directores Ejecutivos y Directores con reporte directo al Director General E&P, Directores Generales Corporativos y Directores Corporativos con reporte directo al CEO y Director Corporativo Económico Fiscal. El Comité Ejecutivo E&P, es el responsable de las decisiones de alto nivel en el negocio de *Upstream.*

(3) Presidido por el Consejero Delegado (CEO) e integrado por la Directora General *Downstream*, Directores Ejecutivos y Directores con reporte directo a la Directora General *Downstream*, Directores Generales Corporativos y Directores Corporativos con reporte directo al CEO y Director Corporativo Económico Fiscal. El Comité Ejecutivo *Downstream*, es el responsable de las decisiones de alto nivel en el negocio de *Downstream*.

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, directamente o a través de sus diferentes Comisiones, la formulación de las políticas generales, de la estrategia de la Compañía y de las directrices básicas de gestión, así como la función general de supervisión y la consideración de los asuntos de especial relevancia no reservados a la competencia de la Junta General.

La composición del Consejo de Administración y sus comisiones a la fecha de aprobación de este documento puede verse en la página siguiente. El 21 de septiembre de 2016 D. Isidro Fainé Casas presentó su dimisión como miembro del Consejo de Administración; el 28 de septiembre el Consejo de Administración acordó, a propuesta de CaixaBank, S.A., el nombramiento por cooptación de D. Antonio Massanell Lavilla como Consejero Externo Dominical para cubrir la vacante producida por la renuncia del Sr. Fainé y el nombramiento de D. Gonzalo Gortázar Rotaeche como Vicepresidente 1º del Consejo de Administración.

En cuanto a la estructura de dirección de la compañía, presididos por el Consejero Delegado existen tres órganos de Dirección con responsabilidad plena en sus ámbitos de actuación: Comité Ejecutivo Corporativo, Comité Ejecutivo de E&P y Comité Ejecutivo de *Downstream*.

Composición del Consejo de Administración y sus comisiones:

NOTA: Véase el Informe Anual de Gobierno Corporativo para más información sobre la Junta General de Accionistas, el Consejo de Administración y sus Comisiones. Información actualizada en relación a los perfiles de los miembros del Consejo de Administración puede encontrarse en www.repsol.es/es_es/corporacion/accionistas-inversores/gobierno-corporativo/. Para más información en relación con la remuneración de los miembros del Consejo véase la "Política de remuneraciones de los Consejeros", el "Informe Anual sobre remuneraciones de los Consejeros" y la Nota 27 "*Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y Personal Directivo*" de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016.

(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 Temasek.
(8) Presidente de la Comisión de Auditoría y Control.
(9) Vocal de la Comisión de Auditoría y Control.
(10) Presidente de la Comisión de Nombramientos y de la Comisión de Retribuciones.
(11) Vocal de la Comisión de Nombramientos.
(12) Vocal de la Comisión de Retribuciones.
(13) Presidenta de la Comisión de Sostenibilidad.
(14) Vocal de la Comisión de Sostenibilidad.
(15) Consejero Coordinador.
(16) Porcentaje sobre el capital social de acuerdo a la última información disponible a fecha de formulación del presente documento. 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).

2.4. ÉTICA Y CUMPLIMIENTO

En materia de Ética y Cumplimiento destacan en 2016 los siguientes acontecimientos.

Nuevo código de Ética y Conducta

El 15 de septiembre entró en vigor el nuevo Código de Ética y Conducta, aprobado por el Consejo de Administración de Repsol.

Se trata de un Código global, de aplicación a todos los consejeros, directivos y empleados de Repsol, independientemente del tipo de contrato que determine su relación profesional o laboral. El objetivo del Código es establecer el marco de referencia para entender y poner en práctica los comportamientos y las expectativas que la Compañía deposita en cada uno de sus empleados en su trabajo diario, teniendo como marco de referencia los valores del Grupo (integridad, responsabilidad, transparencia, flexibilidad e innovación).

El Código de Ética se encuentra disponible en un apartado específico en la web corporativa, al que se puede acceder a través del siguiente enlace: *repsol.com/es_es/corporacion/responsabilidad-corporativa/nuestros-compromisos/etica-transparencia/codigo-etica-conducta/default.aspx*.

Nuevo canal de Ética y Cumplimiento

También el 15 de septiembre entró en funcionamiento un nuevo Canal de Ética y Cumplimiento. Este canal permite a los empleados y a cualquier tercero comunicar de forma absolutamente confidencial consultas y posibles incumplimientos del Código de Ética y Conducta y del Modelo de Prevención de Delitos.

Se puede acceder al mismo por vía telefónica y a través de la web, desde todos los países en los que Repsol se encuentra presente, en el idioma local, se encuentra disponible 24 horas al día, 7 días a la semana y está administrado por un proveedor externo (NAVEX Global).

El acceso al *Canal de Ética y Cumplimiento* se realiza a través de: *ethicscompliancechannel.repsol.com*.

La puesta a disposición de los empleados y terceros de este canal, dirigido a facilitar al máximo la comunicación de inquietudes relacionadas con el Código de Ética y Conducta, es una muestra más del total compromiso de la Compañía con la promoción de la integridad y del comportamiento ético en todas sus actuaciones.

Refuerzo de la función de Cumplimiento

Repsol cuenta con unos procedimientos y un marco de actuación global, que permite asegurar la adecuación y observancia de todas sus obligaciones, tanto internas como externas y en todos los ámbitos regulatorios. No obstante, la Compañía ha querido reforzar la función de Compliance con el nombramiento de un Chief Compliance Officer y la creación de la nueva Dirección de Procesos de Compliance, cuyos objetivos se centran en reforzar la supervisión de los riesgos de Compliance, fomentar el carácter preventivo de la función de Compliance, divulgar una mayor cultura de Cumplimiento y reforzar la gestión de los riesgos de Ética y Conducta.

Modelo de Prevención de Delitos

Por último, en el ámbito de las sociedades españolas y de acuerdo al entorno regulatorio español sobre la responsabilidad penal de la persona jurídica, el Grupo ha designado a la Comisión de Ética y Cumplimiento como Órgano de Prevención Penal. Existe una norma del “Modelo de Prevención de Delitos” y un procedimiento de “Investigaciones Internas” a través de los que estructura el modelo de prevención y los mecanismos de respuesta frente a posibles conductas ilícitas, relacionadas, entre otros, con aspectos éticos imputables a la persona jurídica, con el fin de prevenir y, al menos, reducir el riesgo de su eventual comisión.

3. ENTORNO MACROECONÓMICO

EVOLUCIÓN ECONÓMICA RECIENTE

En 2016 la **economía mundial** mantuvo un ritmo de avance moderado, que según las últimas estimaciones se situaría en el 3,1%, 0,1p.p. (puntos porcentuales) inferior al 3,2% registrado en 2015. Sin embargo, en los últimos meses se ha evidenciado un mayor dinamismo.

Esta mejora ha venido impulsada por las economías emergentes, que se han beneficiado de una estabilización de la economía de China, cierta recuperación de los precios de materias primas y el retorno de entradas de los flujos de capital. Por otra parte, en las economías avanzadas se percibe una tendencia hacia una política fiscal más expansiva, lo que podría favorecer una aceleración de la actividad.

Evolución del PIB

Fuente: Fondo Monetario Internacional (FMI, WEO Update enero 2017) y Dirección de Estudios de Repsol.

En **Estados Unidos** el crecimiento durante la primera mitad de 2016 fue decepcionante debido a la atonía de la actividad industrial, que frenó el aumento de la inversión, también golpeada por el ajuste del sector energético. Sin embargo, la actividad ha repuntado notablemente a partir del tercer trimestre, cuando habría crecido un 3,5% impulsada por la fortaleza del consumo privado. En este contexto, después de que la Reserva Federal iniciara en diciembre de 2015 un proceso de normalización de tipos de interés (tras años con los tipos en el umbral mínimo de cero), se había ido aplazando una nueva subida, que finalmente se produjo en diciembre de 2016 ante el mayor dinamismo reciente.

La **Zona Euro** continuó su senda de recuperación, con un crecimiento modesto pero estable que volverá a situarse en 2016 en torno al 1,7%. La actividad se ha visto favorecida por los menores precios de la energía, condiciones financieras más laxas, un euro más débil que impulsa las exportaciones y el cambio hacia una orientación fiscal neutra. El consumo privado mantiene una relativa fortaleza acorde con la recuperación del empleo, y la demanda externa ha pasado a tener una aportación positiva al crecimiento. La ausencia de presiones inflacionistas llevó al Banco Central Europeo (BCE) a extender a inicios de 2016 sus medidas de estímulo rebajando hasta el -0,4% la facilidad marginal de depósito y ampliando el programa de compras a bonos corporativos. El BCE en la última reunión del año decidió ampliar el programa de compra de activos hasta diciembre del 2017 reduciendo el volumen de compras hasta 60.000 millones de euros mensuales, desde abril.

La **economía española** continúa creciendo a mayor ritmo que el conjunto de la Eurozona (en el tercer trimestre de 2016 creció un 3,2% a/a). Los factores que explican este crecimiento diferencial son la mejora del mercado laboral y de la confianza. Si bien se comienza a observar el agotamiento de alguno de los factores positivos, lo que redundará en una moderación gradual, las perspectivas siguen siendo favorables. El crecimiento económico en España muestra una composición robusta, expandiéndose no sólo el consumo interno, sino también las exportaciones. En los últimos años las exportaciones totales de bienes y servicios en volumen muestran un crecimiento superior al volumen del comercio internacional.

EVOLUCIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO

Crudo - Brent

En 2016 el precio medio del crudo Brent registró una caída del 16% respecto a la media de 2015, pasando de los 52,4 dólares por barril ($/bbl) a los 43,7 $/bbl. La principal causa de esta caída de los precios es la situación de sobre-oferta presente en el mercado, en la cual ha influido de forma destacada la dinámica de la OPEP.

Evolución de la cotización del barril de crudo Brent y WTI

Fuente: *Bloomberg* y Dirección de Estudios Repsol.

Por el lado de la demanda, en 2016 se experimentó un crecimiento saludable a ritmos del 1,4%, en el que ha sido importante el comportamiento de países emergentes como India, pero también el repunte del crecimiento de la demanda de los países desarrollados. Por el lado de la oferta, una de las clave está en la importante caída de la producción de petróleo de la no-OPEP, que ha visto reducido su nivel en casi 1 millón de barriles en lo que va de año. Como consecuencia, existe una diferencia significativa entre el ritmo de acumulación de inventarios que se venía registrando hasta el primer trimestre de 2016 (muy superior al millón de bbl/d) y a partir de entonces (200-500 mil bbl/d).

De hecho, en el tercer trimestre de 2016 podrían no haberse acumulado inventarios. Sin embargo, el incremento de la producción OPEP en el año con Irán, añadiendo casi un millón de barriles diarios (agregado de crudo y líquidos del gas natural) en octubre respecto al año anterior, y la recuperación de la producción en Libia y en Nigeria desde septiembre, se traduce en una nueva sobre oferta de unos 200.000 barriles día en el tercer trimestre. La decisión de la OPEP del 30 de noviembre de 2016 en la que se decidió abandonar la política de defensa de cuota de mercado y establecer un recorte de producción para soportar los precios, supone un cambio sustancial en el mercado, que implicaría un reequilibrio del mercado desde el mismo momento de la implantación, pactada para enero de 2017, así como una reducción de inventarios durante todo el 2017.

Otros factores que también serán determinantes en el corto y medio plazo son: i) la respuesta de los no convencionales de esquistos de EE.UU. al incremento esperado de los precios, y ii) el efecto de la caída de la inversión experimentada desde 2015 sobre la producción OPEP y no-OPEP.

Principales hitos que han marcado la cotización del Brent en 2016

Fuente: *Bloomberg* y Dirección de Estudios de Repsol.

Gas Natural - Henry Hub

En 2016 el gas estadounidense Henry Hub (HH) promedió 2,5 $/mmBtu, un 7% menos respecto a 2015. En general, el mercado gasista presentó unos fundamentos débiles durante el primer trimestre del año que llevaron al HH a registrar en marzo niveles de 1,49 $/mmBtu, no vistos desde diciembre 1998. Esta relajación de los fundamentos estuvo caracterizada por una situación de sobreoferta que quedó patente en el elevado nivel de inventarios: a finales de marzo, estos se situaban cerca de un 70% por encima del nivel 2015 y más de un 50% por encima del nivel medio de los últimos cinco años.

Sin embargo, los precios empezaron a recuperarse en el segundo trimestre debido a un progresivo ajuste del balance oferta-demanda favorecido por la caída de la producción de gas seco en un entorno de buen comportamiento del consumo, sobre todo en lo relativo a la demanda para generación eléctrica. En este sentido, la Administración de Información Energética estadounidense (EIA) estima que 2016 ha sido el primer año en el que la generación con gas ha superado a la generación con carbón, representando un 33% de la generación total estadounidense frente al 30% del carbón.

La recuperación del precio, que se vio afectada por la evolución de las previsiones de temperaturas, llevó al HH a registrar un valor máximo anual de 3,75$/mmBtu el 9 de diciembre de 2016.

Evolución de la cotización Henry Hub

Fuente: *Bloomberg* y Dirección de Estudios de Repsol.

El ajuste del balance también se vio reflejado en el nivel de inventarios. En 2016 se produjo una importante corrección de dicho nivel: de estar a principios de año un 25% por encima del nivel de 2015, pasó a situarse en diciembre un 12% por debajo del nivel de 2015. En este sentido, durante 2016 se registraron inyecciones inferiores a las de la media de los últimos cinco años en la mayoría de semanas de la temporada de inyección. La temporada de inyección empezó en el mes de marzo (se adelantó el inicio, normalmente empieza en abril) y se prolongó hasta el mes de noviembre (normalmente concluye en octubre). Durante la misma se registró (el 5 de agosto) la tercera liberación histórica de inventarios desde 2006 en temporada de inyección.

De cara a 2017, los dos aspectos que más pueden afectar a la recuperación del precio son: en primer lugar, la evolución de la producción doméstica; y en segundo lugar, el crecimiento de la demanda, tanto la asociada a temperatura como la no asociada a temperatura (demanda industrial y exportaciones).

EVOLUCIÓN DEL TIPO DE CAMBIO

A inicios de 2016 la evolución del euro con respecto al dólar revirtió la tendencia bajista iniciada en la segunda parte de 2014 ante la divergencia en el tono monetario de la Reserva Federal y del Banco Central Europeo. Detrás se encuentra el hecho de que la desaceleración de la economía de EE.UU. durante la primera parte del año y la incertidumbre global, que fue mayor a inicios de año, fueron retrasando las expectativas de nuevas subidas de tipos en EE.UU. A partir del segundo trimestre del año, el euro mantuvo cierta estabilidad fluctuando en torno al nivel 1,12.

Al mismo tiempo, la depreciación de las divisas emergentes, que fue notable durante 2015 en un contexto de menores precios de exportación y dudas sobre China, tocó fondo a inicios de 2016, y a partir del segundo trimestre la mayoría de las divisas tendieron a apreciarse ante el retorno de los flujos de capitales y la mejora de las perspectivas.

Evolución de la cotización del Euro/Dólar (medias mensuales)

Fuente: *Bloomberg* y Dirección de Estudios de Repsol.

La última parte de 2016 se recuperó la tendencia hacia la apreciación del dólar. Tras la victoria de Donald Trump en las elecciones de EE.UU. se descuenta un mayor estímulo fiscal en este país, lo que podría acabar redundando en una mayor inflación al encontrarse EE.UU. en una posición cíclica ya madura y con un mercado laboral próximo al pleno empleo. Así pues, el nuevo entorno económico podría ser el de retorno en la divergencia monetaria de los principales bancos centrales.

4. RESULTADOS, SITUACIÓN FINANCIERA Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS[1]

4.1. RESULTADOS

Millones de euros	2016	2015 [2]	Variación
Upstream	52	(925)	977
Downstream	1.883	2.150	(267)
Corporación y otros	(13)	627	(640)
Resultado neto ajustado	**1.922**	**1.852**	**70**
Efecto patrimonial	133	(459)	592
Resultados específicos	(319)	(2.791)	2.472
Resultado neto	**1.736**	**(1.398)**	**3.134**

A pesar de que durante 2016 se ha producido una significativa recuperación de los precios del crudo y del gas desde la parte más baja del ciclo, los resultados del ejercicio, comparados con los del año anterior, se producen en un entorno caracterizado por los bajos precios del crudo y del gas, los menores márgenes internacionales de Refino y la evolución desfavorable del mercado doméstico americano de *Gas & Power*.

En este contexto la Compañía, apoyada en la resiliencia de su modelo integrado, ha continuado con sus proyectos de mejora de la eficiencia operativa y de materialización de sinergias, de reducción de las inversiones y de gestión activa de su portafolio, en el marco definido en el Plan Estratégico 2016-2020.

El **Resultado neto ajustado** del ejercicio 2016 ha ascendido a 1.922 millones de euros, un 4% superior al del mismo periodo de 2015. Destacan los mejores resultados en *Upstream* que, a pesar del difícil entorno de precios, continúan con la senda de recuperación (por el aumento de la producción y la reducción de los costes), que son compensados parcialmente por los menores resultados en *Downstream* y en Corporación.

Variación del Resultado neto ajustado 2016 vs. 2015

[1] Toda la información presentada a lo largo de este apartado, salvo que se indique expresamente lo contrario, ha sido elaborada de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 2.3 "Información por segmentos de negocio" de las cuentas anuales correspondientes al 31 de diciembre de 2016. Ver definiciones, composición y reconciliación de magnitudes en Anexo I "Medidas Alternativas de Rendimiento".

[2] Las magnitudes comparativas de 2015 presentadas a lo largo de este apartado incluyen las modificaciones necesarias por los cambios en la política contable en relación a la capitalización de los costes de geología y geofísica (ver Nota 2.1 "Comparación de la información" de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016).

El EBITDA ha ascendido a 5.226 millones de euros frente a 4.416 millones de euros en el ejercicio anterior, lo que supone un aumento del 18% impulsado fundamentalmente por la aportación de los activos procedentes de ROGCI (*Upstream*) y por el destacable desempeño de los negocios industriales (*Downstream*). Durante 2016 se ha continuado con la optimización de las inversiones, así como con las desinversiones en activos no estratégicos (aproximadamente 3.650 millones de euros), generando valor sin renunciar a oportunidades de crecimiento futuro.

El retorno sobre el capital empleado ROACE asciende al 5,8%, un 93% superior al de 2015, debido principalmente a los mejores resultados del periodo.

Upstream

La producción total media ha aumentado un 23%, hasta alcanzar una media en el año de 690 Kbep/d, principalmente por la contribución de los activos de ROGCI (113,4 Kbep/d hasta el 8 de mayo de 2016), el inicio de la producción de Cardón IV (Venezuela) en el tercer trimestre de 2015, los nuevos pozos en Sapinhoá Norte (Brasil), la incorporación de Gudrun (Noruega) y mayores entregas de gas en el bloque 57 (Perú), que compensan la menor producción en Trinidad & Tobago por paradas de mantenimiento e incidencias operativas en los campos, en Estados Unidos por la venta en diciembre de 2015 del 26% de la participación en Eagle Ford y por el declino natural de los campos y en Colombia por la menor demanda de gas en Equion y el cierre entre marzo y octubre del campo Akacias motivado por los bajos precios del crudo.

En el periodo se ha concluido la perforación de 13 sondeos exploratorios y 6 sondeos de delineamiento/*appraisal*. De ellos, 3 han tenido resultado positivo (todos *appraisal*), 11 negativos (9 exploratorios y 2 *appraisal*) y 5 siguen en evaluación (4 exploratorios y 1 *appraisal*). Adicionalmente, se encontraba suspendido 1 sondeo exploratorio en Rumanía y en curso un sondeo *appraisal* en Bolivia.

Los precios de realización del crudo y gas se han reducido un 14% en ambos casos, como consecuencia del entorno de bajos precios internacionales.

El Resultado neto ajustado en *Upstream* en el ejercicio 2016 ha sido 52 millones de euros, frente a -925 millones de euros del mismo período de 2015. El impacto positivo de los mayores volúmenes vendidos, las importantes reducciones en los gastos de exploración (por menores sondeos fallidos) y en los costes operativos (por mejoras en la eficiencia de las operaciones), han compensado el impacto negativo de los menores ingresos por los bajos precios del crudo y gas. También hay que señalar las menores amortizaciones principalmente como consecuencia de los *impairments* realizados el año anterior. Para la comparación de los resultados de 2015 y 2016 se debe tener presente que, como consecuencia de la adquisición de ROGCI sus negocios consolidan desde el 8 de mayo de 2015.

Variación del Resultado neto ajustado *Upstream* 2016 vs. 2015

(1) Incluye fundamentalmente el gasto por impuesto y el efecto de tipo de cambio.

El EBITDA asciende a 2.072 millones de euros, un 29% superior al de 2015. Las inversiones netas (que ya incluyen los activos procedentes de ROGCI) disminuyen un 83% respecto a las del ejercicio 2015 que incluían principalmente la adquisición de ROGCI.

La inversión bruta se ha reducido un 80% respecto a 2015, que incluían la adquisición de ROGCI, fundamentalmente por la menor inversión en activos en desarrollo en Latinoamérica y Norteamérica, y exploratorios en Norteamérica y Angola. En 2016 las inversiones en desarrollo se han concentrado en Trinidad y Tobago, Norteamérica, Brasil, Argelia, UK y Canadá, y en exploración principalmente en Norteamérica, Indonesia, Malasia, Colombia, Bulgaria y Papúa Nueva Guinea.

Downstream

El Resultado neto ajustado en *Downstream* en el ejercicio de 2016 ha sido de 1.883 millones de euros, un 12% inferior al de 2015. A pesar de este descenso, que se produce como consecuencia del peor entorno internacional de los negocios de Refino y *Gas & Power*, hay que destacar el buen desempeño de los negocios de *Downstream*, que, con soporte en la calidad de nuestros activos, han incidido en las mejoras operativas y en la gestión activa de oportunidades comerciales. Estos resultados han permitido mantener a Repsol en posiciones de liderazgo entre sus competidores europeos en términos de márgenes de los negocios industriales y comerciales.

Variación del Resultado neto ajustado *Downstream* 2016 vs. 2015

La variación del resultado obedece principalmente a:

- En Refino, los menores resultados derivados de la reducción del margen de producción (por la debilidad de los diferenciales de los destilados medios y el estrechamiento de los diferenciales de los crudos pesados) y la menor destilación se han visto parcialmente compensados por los menores costes de la energía y la reducción de impuestos en España.
- En Química, los mejores resultados por mayores márgenes comerciales y el incremento en el volumen de ventas, impulsados por un buen entorno internacional, se ven reforzados por los menores costes de paradas y la reducción de impuestos en España.
- Los menores resultados de *Trading* y la evolución desfavorable en el negocio de *Gas & Power* Norteamérica, a pesar del mayor volumen comercializado, por la valoración a mercado de productos y derivados afectados por los bajos precios del gas.
- Mayores resultados en los Negocios Comerciales, por los menores costes en *Marketing*, que mantiene volúmenes de ventas en las estaciones de servicio de España en línea con los del período anterior, así como por mayores márgenes y aumento de los volúmenes vendidos en Portugal. Adicionalmente, destacan los ingresos en GLP por las indemnizaciones por las pérdidas derivadas de la aplicación de la fórmula de precios máximos de venta de GLP envasado regulado en España.

El EBITDA asciende a 3.367 millones de euros, un 9% superior al de 2015. Las inversiones netas ascienden a -496 millones de euros que incluyen 587 millones de euros correspondientes a las desinversiones de los activos de gas canalizado en España, del negocio de GLP Perú y Ecuador así como del negocio eólico marino en Reino Unido.

Las inversiones se han reducido un 21% respecto a 2015 (principalmente en Química y los negocios comerciales), siendo las principales inversiones las realizadas en las refinerías de Cartagena y Petronor en España, así como en la Refinería La Pampilla en Perú para adaptación a nuevas especificaciones por inicio de operación de bloque diésel (proyecto RLP21).

Corporación y otros

En el ejercicio 2016 se registró un resultado neto ajustado de -13 millones de euros, lo que supone una disminución frente a los 627 millones de euros del mismo período de 2015. Esta variación se explica fundamentalmente por los menores resultados financieros, que en 2015 incluyeron los excepcionales resultados obtenidos por el efecto del tipo de cambio sobre las posiciones mantenidas en dólares como consecuencia del cobro de la indemnización por la expropiación de YPF. Por lo que se refiere a los costes operativos de Corporación, se reducen con respecto a 2015 como consecuencia de las ganancias en eficiencia y de las sinergias con ROGCI materializadas en el periodo, a pesar de la incorporación de los gastos corporativos de ROGCI (Calgary).

Resultado Neto

Al Resultado neto ajustado (1.922 millones de euros) hay que añadir los efectos derivados de:

- *Efecto patrimonial:* 133 millones de euros, frente a los -459 al del año anterior, como consecuencia del incremento en los precios del crudo.
- *Resultados específicos:*-319 millones de euros después de impuestos, principalmente por:
  - (i) Desinversiones (737 millones de euros): con resultados significativamente superiores a los del año anterior fundamentalmente por las plusvalías obtenidas por la venta de los activos de gas canalizado en España (347 millones de euros), del 10% de Gas Natural Fenosa (226 millones de euros), del negocio eólico marino en Reino Unido (101 millones de euros) y del negocio del GLP en Perú y Ecuador (81 millones de euros);
  - (ii) Reestructuración de plantilla (-393 millones de euros): costes por reducción de plantilla en el marco de los proyectos de eficiencia, incluyendo los ajustes en el equipo directivo;
  - (iii) Deterioros y saneamientos de activos (-434 millones de euros): muy inferiores a los de 2015, cuando se dotaron importantes provisiones para ajustar el valor contable de los activos a los nuevos escenarios de bajos precios, afectan principalmente a activos en Venezuela (-192 millones de euros), *Gas & Power Norteamérica* (-112 millones de euros) y activos no convencionales en Norteamérica (-90 millones de euros); y
  - (iv) Provisiones y otros (-229 millones de euros): principalmente por los impactos de la devaluación en Venezuela (-268 millones de euros) y por las provisiones por contratos onerosos de uso de plataformas y otros activos *E&P* (-103 millones de euros), parcialmente compensados por el movimiento neto de provisiones fiscales (183 millones de euros).

A continuación se presenta el detalle de los Resultados específicos por concepto y segmento correspondiente:

	A 31 de diciembre							
	Upstream		Downstream		Corporación y otros		TOTAL	
Millones de euros	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Desinversiones	(26)	41	595	343	168	(20)	737	364
Reestructuración plantillas	(68)	(15)	(156)	(4)	(169)	(30)	(393)	(49)
Deterioros	(280)	(2.762)	(154)	(312)	-	(45)	(434)	(3.119)
Provisiones y otros	(639)	(90)	(24)	(8)	434	111	(229)	13
TOTAL	**(1.013)**	**(2.826)**	**261**	**19**	**433**	**16**	**(319)**	**(2.791)**

Como consecuencia de todo lo anterior, el Resultado neto en 2016 ha sido de 1.736 millones de euros.

Desinversiones

La gestión activa del portafolio ha supuesto mayores plusvalías y una notable generación de caja por desinversiones:

- En *Upstream*:
  - Se ha vendido la sociedad Repsol E&P T&T Limited al grupo Perenco por un precio de 122 millones de euros, que ha generado una plusvalía de 17 millones de euros antes de impuestos; y
  - Se ha vendido a BP el 3,06% de la participación en el proyecto integrado de GNL en Papúa Occidental (Indonesia) denominado Tangguh LNG, por 286 millones de euros, obteniendo un resultado de 21 millones de euros antes de impuestos.
- En *Downstream*:
  - Venta del negocio de gas canalizado a Gas Natural Distribución y Redexis Gas (en el marco de los acuerdos alcanzados en 2015), a Grupo EDP, a Gas Extremadura y a Madrileña Red de Gas, por un importe total en el ejercicio de 737 millones de euros, que han generado una plusvalía de 464 millones de euros antes de impuestos;
  - Se ha vendido el negocio eólico en el Reino Unido al grupo chino SDIC Power por 265 millones de euros, obteniendo una plusvalía de 101 millones de euros antes de impuestos; y
  - Se ha vendido el negocio de GLP en Ecuador y Perú a la operadora internacional sudamericana Abastible por 269 millones de euros, que ha generado una plusvalía de 129 millones de euros antes de impuestos;
- En Corporación, destaca la venta del 10% de Gas Natural SDG, S.A. por un importe de 1.901 millones de euros a GIP III Canary 1 S.À.R.L, obteniendo una plusvalía de 233 millones de euros antes de impuestos.

Indicadores de rentabilidad

INDICADORES DE RENTABILIDAD	2016	2015
Rentabilidad sobre capital empleado medio (ROACE) (%)	5,8	3,0
Beneficio por acción (€/acción)	1,16	(0,96)

Flujo de caja

A continuación se presenta la evolución de los flujos de efectivo del periodo, donde se aprecia la capacidad de los negocios para generar caja libre en el complejo escenario actual, gracias a la calidad de los activos de la compañía y a las reducciones de costes e inversiones.

	2016	2015
EBITDA	**5.226**	**4.416**
Cambios en el capital corriente	(777)	1.486
Cobros de dividendos [1]	383	279
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(283)	(246)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(717)	(422)
I. FLUJO DE CAJA DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	**3.832**	**5.513**
Pagos por inversiones	(3.157)	(12.264)
Cobros por desinversiones	3.648	733
II. FLUJO DE CAJA DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN [2]	**491**	**(11.531)**
FLUJO DE CAJA LIBRE (I + II)	**4.323**	**(6.018)**
Pagos por dividendos y remuneración de otros instrumentos de patrimonio	(420)	(488)
Intereses netos y leasing	(657)	(716)
CAJA GENERADA EN EL PERIODO	**3.246**	**(7.222)**

[1] Incluye principalmente cobros de dividendos de Gas Natural Fenosa.

[2] En 2016 incluye la caja generada por las desinversiones descritas en este apartado. En 2015 incluye la inversión en ROGCI por importe de 8.005 millones de euros.

El **flujo de caja de las operaciones**, soportado en un aumento del EBITDA del 18% como consecuencia de la mejora del resultado operativo del *Upstream*, alcanza los 3.832 millones de euros. El descenso frente a 2015 (-30%) obedece fundamentalmente al aumento del capital circulante como consecuencia del aumento de los precios del crudo y los productos, así como por el aumento de las cuentas a cobrar por ventas de crudo y gas en Venezuela.

El **flujo de caja de las actividades de inversión** es positivo en 491 millones de euros como consecuencia de los importantes ahorros en la actividad inversora del *Upstream* (2.343 millones de euros en 2016 frente a los 11.175 millones de euros en 2015) y de los ingresos obtenidos por las desinversiones realizadas (3.648 millones de euros). Hay que recordar que en 2015 se incluyó en el flujo de caja de inversiones el desembolso por la compra de Talisman (hoy ROGCI) que supuso 8.005 millones de euros.

Como consecuencia de todo ello, el **flujo de caja libre** ascendió a 4.323 millones de euros, lo que supone una muy importante mejora (10.341 millones de euros) respecto a 2015. Tras el pago de los costes de financiación (-657 millones de euros) y la retribución a los accionistas y similares (-420 millones de euros), la compañía ha conseguido en 2016 una **generación de caja** de 3.246 millones de euros.

En suma, la mejora de la caja generada por los negocios durante el periodo, la disciplina en las inversiones y la liquidez obtenida con las desinversiones del periodo han permitido cubrir las necesidades de inversión, el pago de intereses y dividendos y reducir significativamente la deuda neta del Grupo.

4.2. SITUACIÓN FINANCIERA

Durante 2016, en línea con el compromiso de fortalecimiento de la estructura financiera del Grupo tras la adquisición de ROGCI, se han puesto en marcha diferentes medidas que han permitido conservar la misma calificación crediticia que el Grupo mantenía con anterioridad y reducir la deuda neta en un 32%.

En línea con la política de prudencia financiera y el compromiso de mantenimiento de un alto grado de liquidez, los recursos líquidos mantenidos por el Grupo al final del ejercicio en forma de efectivo y líneas de crédito disponibles superan ampliamente los vencimientos de deuda a corto plazo.

Endeudamiento

La deuda financiera neta del Grupo al cierre de 2016 se ha reducido a 8.144 millones de euros frente a los 11.934 millones de euros a 31 de diciembre de 2015. A continuación se detalla la evolución de la deuda financiera neta durante el ejercicio 2016:

Variación de la deuda neta

(1) Incluye fundamentalmente pagos por impuesto sobre beneficios, recompra de bonos, intereses netos y la variación del fondo de maniobra comercial.

Las **principales operaciones financieras** realizadas durante el ejercicio 2016 [1, 2] han sido:

Emisiones de bonos

Fecha	Concepto	Entidad emisora	Moneda	Nominal (millones)	Cupón	Precio de emisión	Vencimiento
Enero	Emisión (1)	Repsol International Finance B.V.	Euros	100	5,375%	96,298%	15 años
Julio	Emisión (1)	Repsol International Finance B.V.	Euros	600	EUR 3m + 70 p.b.	100,00%	2 años
Julio	Emisión (1)	Repsol International Finance B.V.	Euros	100	0,125%	100,00%	3 años

(1) Emisión garantizada por Repsol, S.A.

[1] Para más información véase la Nota 15 "*Pasivos financieros*" de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016.
[2] RIF mantiene un Programa Euro Commercial Paper (ECP), formalizado el 5 de mayo de 2013 garantizado por Repsol, S.A. por importe máximo de 2.000 millones de euros.

Reembolsos o recompras de bonos [2]

Fecha	Concepto	Entidad emisora	Moneda	Nominal reembolsado / Nominal recomprado (millones)	Cupón
Febrero	Reembolso	Repsol International Finance, B.V.	Euros	850	5,13%
Marzo	Reembolso	ROGCI	Dólares	150	8,5%
[1]	Recompra	ROGCI	Dólares	631	[1]

[1] Durante el ejercicio 2016 ROGCI ha realizado diversas recompras de bonos de las emisiones con vencimiento en los años 2019, 2021, 2027, 2035, 2037, 2038 y 2042.
[2] El 16 de febrero de 2017 ha vencido un bono emitido por RIF en febrero de 2007 por importe de 886 millones de euros y un cupón fijo anual del 4,75%.

El **vencimiento de la deuda bruta** al cierre del ejercicio es el siguiente:

Vencimientos de la deuda bruta [1] [2]	Total (Millones de euros)
Ejercicio 2017	4.054
Ejercicio 2018	1.652
Ejercicio 2019	1.728
Ejercicio 2020	1.951
Ejercicio 2021	1.379
Ejercicio 2022 y siguientes	2.741
TOTAL	**13.505**

Vencimiento bonos [1]

Ejercicio	Moneda	Nominal	%	Vence
2017	€	886 [3]	4,75	feb-17
	£	250 [4]	6,63	dic-17
2018	€	750 [3]	4,38	feb-18
	€	600	Eur 3m +70 p.b.	jul-18
2019	€	1.000 [3]	4,88	feb-19
	$	364 [4]	7,75	jun-19
	€	100	0,125	jul-19
2020	€	1.200 [3]	2,63	may-20
	€	600 [3]	2,13	dic-20
2021	$	241 [4]	3,75	feb-21
	€	1.000 [3]	3,63	oct-21
2022 y siguientes	€	500 [3]	2,25	dic-26
	$	55 [4]	7,25	oct-27
	€	100	5,375	ene-31
	$	89 [4]	5,75	may-35
	$	131 [4]	5,85	feb-37
	$	119 [4]	6,25	feb-38
	$	97 [4]	5,50	may-42
	€	1.000 [5]	4,50 [6]	mar-75

[1] Se refiere a las emisiones de bonos existentes a 31 de diciembre de 2016. No incluye el bono subordinado perpetuo emitido por Repsol International Finance, B.V (RIF) el 25 de marzo de 2015 por importe de 1.000 millones de euros.
[2] Incluye derivados de tipos de cambio e intereses.
[3] Emisiones de RIF al amparo del programa de bonos a medio plazo "*Euro 10,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Term Note Programme* (EMTNs)" garantizado por Repsol S.A.
[4] Emisiones realizadas a través de ROGCI al amparo de los programas de emisión universal de deuda "*Universal Shelf Prospectus*" y el programa de emisión de bonos a medio plazo "*Medium-Term Note Shelf Prospectus*" en Estados Unidos y Canadá, respectivamente.
[5] Bono subordinado y vencimiento a 60 años emitido por RIF y garantizado por Repsol S.A.
[6] Cupón revisable el 25 de marzo de 2025 y el 25 de marzo de 2045.

Prudencia financiera

La liquidez del Grupo al 31 de diciembre de 2016, incluyendo las líneas de crédito comprometidas y no dispuestas, se ha situado en 9.347 millones de euros, suficiente para cubrir 2,3 veces los vencimientos de deuda a corto plazo. Repsol tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 4.429 y 6.360 millones de euros a 31 de diciembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, respectivamente.

INDICADORES DE SITUACIÓN FINANCIERA	2016	2015
Deuda financiera neta (millones de euros)	8.144	11.934
Deuda financiera neta / EBITDA (x veces)	1,6	2,7
Deuda financiera neta / capital empleado total (%)	20,7%	29,3%
Liquidez / Deuda Bruta a corto plazo (x veces)	2,3	2,15
Intereses deuda / EBITDA (%)	8,2	10,0

Para más información, véase la Nota 16 "*Riesgos financieros*" de las cuentas anuales consolidadas del Grupo.

Calificación crediticia

A fecha de formulación del documento, las calificaciones crediticias asignadas a Repsol, S.A. por parte de las agencias de rating son las siguientes:

	STANDARD & POOR'S		MOODY'S		FITCH RATINGS	
PLAZO	**Repsol, S.A.**	**ROGCI**	**Repsol, S.A.**	**ROGCI**	**Repsol, S.A.**	**ROGCI**
Largo	BBB-	BBB-	Baa2	Baa3	BBB	BBB-
Corto	A-3	A-3	P-2	P-3	F-3	F-3
Perspectiva	Negativa	Negativa	Negativa	Negativa	Negativa	Negativa
Fecha última modificación	21/03/2016	21/03/2016	21/03/2016	21/03/2016	23/03/2016	23/03/2016

Acciones y participaciones en patrimonio propias

Durante 2016 se han realizado operaciones con acciones y participaciones en patrimonio propias de reducida relevancia con el siguiente detalle:

	Nº Acciones	*Millones de euros*	*% capital*
31 de diciembre de 2015	**18.047.406**		**1,25%**
Compras mercado	21.693.728	254	1,45%
Ventas mercado	(39.740.591)	(501)	2,66%
Otras operaciones	842.809	8	0,06%
31 de diciembre de 2016	**94.185**		**0,01%**

Para más información véase la Nota 13*"Patrimonio Neto"* de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016.

Periodo medio de pago a proveedores

El periodo medio de pago a proveedores de las compañías españolas del Grupo en 2016 ha sido de 27 días, ampliamente por debajo del plazo máximo legal de 60 días establecido en la Ley 15/2010 de 5 de julio (modificada a través de la Disposición final segunda de la Ley 31/2014), por la que se establecen medidas de lucha contra la morosidad en las operaciones comerciales. Para más información véase la Nota 19 "*Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar*" de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016.

4.3. RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS

Repsol tiene la intención de mantener una retribución atractiva para sus accionistas, si bien no cuenta formalmente con 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.

La retribución percibida por los accionistas en los ejercicios 2016 y 2015 del programa "Repsol Dividendo Flexible[1]", es la siguiente:

- Retribución de 0,96 €/acción en el ejercicio 2015. 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 2015 (0,472 y 0,484 euros brutos por derecho, respectivamente). Repsol ha pagado durante 2015 un importe bruto total de 488 millones de euros a los accionistas y les ha entregado 50.088.670 acciones nuevas, por un importe equivalente de 814 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la sociedad.

- Retribución de 0,76 €/acción en el ejercicio 2016. 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 2016 (0,466 y 0,292 euros brutos por derecho, respectivamente). Repsol ha pagado durante 2016 un importe bruto total de 377 millones de euros a los accionistas y les ha entregado 65.283.041 acciones nuevas, por un importe equivalente de 697 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la sociedad.

Asimismo, en enero de 2017 en el marco del programa "*Repsol dividendo flexible*" y en sustitución del que hubiera sido el dividendo a cuenta del ejercicio 2016, Repsol ha realizado un desembolso en efectivo de 99 millones de euros (0,335 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita a la Compañía y ha retribuido con 30.760.751 acciones, por un importe equivalente de 392 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la Sociedad.

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, está previsto que el Consejo de Administración de la Sociedad proponga a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas continuar con el programa "Repsol Dividendo Flexible", mediante la implementación de una ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos, en las fechas en las que tradicionalmente se ha venido abonando el dividendo complementario.

Nuestra acción

La acción de Repsol cerró el ejercicio 2016 con una revalorización del 33%, notablemente por encima de la caída del 2% sufrida por el índice Ibex-35 y superando la subida media del 30% de sus comparables europeos.

Si bien durante los primeros meses del año los mercados europeos se vieron impulsados por la puesta en marcha del programa de recompra de deuda del Banco Central Europeo ("*Quantitative Easing*"), factores macroeconómicos, principalmente derivados del voto a favor de la salida del Reino Unido de la Unión Europea, invirtieron esta tendencia a finales del primer semestre.

La segunda mitad del año se caracterizó sin embargo por una recuperación de los principales índices europeos, positivamente influenciados por la evolución de los precios de los hidrocarburos tras el pre-acuerdo alcanzado por la OPEP en su reunión de Argel a finales de septiembre.

A pesar del peor comportamiento relativo del Ibex-35 frente a otros índices europeos, la acción de Repsol ha logrado ser la segunda mejor compañía del sector y cerrar un 3% por encima de la media de las compañías integradas europeas de *Oil & Gas*. La recuperación de los precios del crudo junto con los avances en los objetivos del Plan Estratégico (especialmente en cuanto a medidas de eficiencia,

[1] 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. 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 13.1 "Capital social" y 13.4 "Dividendos y retribución al accionista" de la Nota 13 "Patrimonio Neto" de las cuentas anuales consolidadas correspondiente al ejercicio 2016.

implementación de sinergias y el programa de desinversiones) han favorecido el buen comportamiento en bolsa de Repsol durante este ejercicio.

La acción de Repsol frente al índice Ibex-35

Fuente: Bloomberg.

La acción de Repsol frente al precio del Brent ("*spot*")

Fuente: Bloomberg.

El detalle de los principales indicadores bursátiles del Grupo durante los ejercicios 2016 y 2015 se expone a continuación:

PRINCIPALES INDICADORES BURSÁTILES	2016	2015
Retribución al accionista (€/acción) [1]	0,76	0,96
Cotización al cierre del ejercicio [2] (euros)	13,42	10,12
Cotización media del ejercicio (euros)	11,29	14,77
Precio máximo del periodo (euros)	13,825	18,54
Precio mínimo del periodo (euros)	8,023	9,96
Número de acciones en circulación a cierre del periodo (millones)	1.466	1.400
Capitalización bursátil al cierre del período (millones de euros) [3]	19.669	14.172
PER[4]	11,6	(10,5)
Rentabilidad por dividendo pagado [5] (%)	7,5	6,2
Valor en libros por acción [6] (euros)	20,6	19,8

(1) La Retribución al Accionista incluye, para cada ejercicio, los dividendos pagados y el precio fijo garantizado por Repsol para los derechos de adquisición gratuita dentro del programa "Repsol Dividendo Flexible".
(2) Precio de cotización por acción al cierre del ejercicio en el Mercado Continuo de las Bolsas de Valores españolas.
(3) Precio de cotización de la acción al cierre x Número de acciones en circulación.
(4) Precio de cotización de la acción al cierre / Beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante.
(5) Retribución por acción de cada ejercicio / Cotización a cierre del ejercicio anterior.
(6) Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante / Número de acciones en circulación al cierre del período.

5. DESEMPEÑO DE NUESTROS NEGOCIOS

5.1. UPSTREAM

5.1.1. INFORMACIÓN RESUMIDA

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 crear valor, con un fuerte foco en la eficiencia y la resiliencia y con un firme compromiso con la seguridad y con el medio ambiente, tal y como se recoge en el Plan Estratégico 2016 - 2020. Las actividades de exploración y producción son:

- **Nuevas áreas**: Identificación y entrada en nuevos proyectos (crecimiento orgánico o inorgánico).
- **Exploración**: Actividades de geología, geofísica y perforación de sondeos exploratorios en la búsqueda de recursos de hidrocarburos.
- **Evaluación**: Perforación de sondeos de 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.
- **Desmantelamiento**: Abandono y acondicionamiento de todas las instalaciones para dejar el área en las mismas condiciones medioambientales que antes del inicio de las operaciones de E&P.

Principales magnitudes

	2016	2015
Dominio minero no desarrollado Neto (Km^2)	277.027	270.512
Dominio minero desarrollado Neto (Km^2)	4.862	4.978
Reservas de crudo, condensado y GLP (Mbep)	584	588
Reservas de gas natural (Mbep)	1.798	1.785
Ratio de reemplazo de reservas (%)	103	509
Producción total de líquidos (kbbl/d)	243	207
Producción total de gas (kbep/d)	447	352
Producción total hidrocarburos (Kbep/d)	690	559
Precio medio crudo ($/bbl)	39,0	45,2
Precio medio gas ($/kscf)	2,4	2,8
Bonos, sondeos secos y gastos generales y de administración [1]	443	818
Inversiones netas [2][3]	**1.889**	**11.370**

[1] Solamente costes directos asignados a proyectos de exploración.
[2] Inversiones brutas menos desinversiones del período.
[3] Las inversiones brutas del período se distribuyen geográficamente de la siguiente manera:
- Inversión en desarrollo (76% del total de inversiones): Trinidad y Tobago (24%), EE.UU. (14%), Brasil (13%), Argelia (10%), UK (10%), Canadá (6%), Venezuela (5%) y Bolivia (5%).
- Inversión en exploración (18% del total de inversiones): EE.UU. (13%), Indonesia (8%), Malasia (8%), Colombia (8%), Bulgaria (7%), Papúa Nueva Guinea (7%), Angola (6%), Brasil (6%), Argelia (4%), Perú (3%), Bolivia (3%) y Rusia (3%).

Nuestro desempeño en 2016

Millones de euros	2016	2015	Var.
Resultado de las operaciones	(87)	(1.107)	1.020
Impuesto sobre beneficios	147	182	(35)
Participadas y minoritarios	(8)	-	(8)
Resultado Neto Ajustado [1]	**52**	**(925)**	977
Resultados específicos	(1.013)	(2.826)	1.813
Resultado Neto	**(961)**	**(3.751)**	2.790
Tipo Impositivo Efectivo (%)	168	16	152
EBITDA	**2.072**	**1.611**	461

[1] Detalle Resultado Neto Ajustado por área geográfica:

Área geográfica	2016	2015	Variación
Europa, África y Brasil	167	(124)	291
Latinoamérica	234	(27)	261
Norteamérica	9	(124)	133
Asia y Rusia	(4)	19	(23)
Exploración y otros	(354)	(669)	315
Resultado Neto Ajustado	**52**	**(925)**	977

Principales acontecimientos del período

- **Campaña exploratoria:** durante 2016 se han perforado 13 sondeos exploratorios y 6 sondeos *appraisal*, 3 con resultado positivo (todos ellos *appraisal*), 11 negativos (9 exploratorios y 2 *appraisal*) y 5 (4 exploratorios y 1 *appraisal*) que a 31 de diciembre se encontraban en evaluación. Al final del año se encontraban en curso 1 sondeo exploratorio y 2 sondeos *appraisal*. Adicionalmente, se encontraba suspendido 1 sondeo exploratorio en Rumanía.

- Con fecha efectiva 1 de enero de 2016 se cerró la **desinversión del 10% en la licencia PL 148** en el **campo Brynhild**, en Noruega.

- En marzo se tramitó el **traspaso a la compañía Amstrong Oil and Gas** de la condición de **compañía operadora en el North Slope de Alaska en EEUU**.
- En marzo el pozo MGR-7ST comenzó a producir en el campo Margarita-Huacaya en Bolivia lo que permitió alcanzar una producción de 20 millones de metros cúbicos diarios de gas, volumen que marcó un **nuevo máximo de producción** en el activo.
- En marzo se terminó el **sondeo** de *appraisal* **TIHS-2** en el **bloque SE Illizi en Argelia** con resultado **positivo**.
- Las autoridades colombianas (ANH) aprobaron la **suspensión temporal de la producción del campo CPO-9** (Akacias) en Colombia por 6 meses debido a los precios del crudo.
- En el primer trimestre, se terminaron en Malasia dos **pozos exploratorios (Zoisit-1 y Baiduri-1)** ambos con **resultado negativo**.
- El 6 de abril Repsol firmó la **extensión por 10 años** adicionales del **bloque productivo PM3 CAA** en Malasia con lo que el contrato se extiende hasta el año 2027.
- El 14 de abril, se anunció que el **pozo *offshore* Perla 9**, ubicado en el campo Perla en el bloque Cardón IV en Venezuela, **entró en producción**. El Bloque Cardón IV está participado por Repsol y Eni al 50%.
- El 18 de abril, se produjo un importante descubrimiento en Brasil con el **sondeo de *appraisal* Gavea A1**, en el bloque *offshore* BM-C-33 en la cuenca de Campos en Brasil.
- En el mes de abril tras la **ampliación de la capacidad de transporte del ducto de TGP**, **las entregas de gas del Bloque 57 al Bloque 56** pasaron de 85 Mscfd a 160 Mscfd en Perú.
- En abril se procedió a la **cesión en el activo productivo Eagle Ford en EEUU, de la operación del área oeste al socio Statoil** con lo que esta compañía es el operador desde esta fecha de la totalidad del activo.
- En abril se terminó con **resultado positivo el sondeo de evaluación *appraisal* P-7 en Rusia en el bloque Karabashky**.
- En mayo, la FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) Cidade de Caraguatatuba llegó a Brasil para la puesta en producción del campo Lapa en el bloque BM-S-9 que se produjo el 19 de diciembre de 2016.
- El 1 de junio, **cesó la operación del campo operado Varg en Noruega**.
- En junio, el **pozo exploratorio Strickland-2** en Papúa Nueva Guinea terminó **con resultado negativo** y en diciembre el **pozo exploratorio Strickland-1 también negativo**.
- En el segundo trimestre se finalizó la perforación y completación de otro pozo productor, Perla 10, en el bloque Cardón IV. El **pozo Perla 10 tiene un potencial de producción superior a los 100 Mscfd.**
- En el segundo trimestre se **finalizó el pozo de desarrollo Sagari 8D** y en el segundo semestre el pozo **Sagari 7D** dentro de los trabajos de desarrollo para la puesta en producción del descubrimiento Sagari en el Bloque 57 (Perú).
- En el segundo trimestre se terminó, en las aguas profundas del Golfo de México estadounidense, el **pozo WI-7 en Shenzi** con el objetivo de **incrementar los niveles de producción** en el Área Sur del campo.
- En el segundo trimestre, Repsol comunicó a las autoridades de EEUU su **salida de todos los bloques exploratorios en Chuckchi Sea** en los que participaba **en Alaska**.
- En Canadá, dentro del proyecto de desarrollo de Duvernay, se perforaron en el primer semestre cuatro nuevos pozos de desarrollo.
- El 22 de agosto se **retiró** de manera **exitosa la plataforma de producción del campo Yme** en las aguas de Noruega.
- En agosto de 2016 **entró en producció**n en el área norte de Sapinhoá en Brasil el **pozo P14N**.
- El 3 de octubre se **reinició la producción** del Área productiva del **campo CPO-9** (Akacias) en Colombia.
- El 27 de octubre se anunció que el Presidente de Bolivia y Repsol firmaron la **ampliación de las operaciones en Caipipendi por 15 años adicionales** hasta el año 2046.
- En octubre, se alcanzó un acuerdo para la **venta de los activos *offshore* Teak, Samaan, y Poui (TSP)** en Trinidad y Tobago. La operación con la compañía Perenco se cerró en **diciembre**.
- En octubre y noviembre, finalizaron los sondeos exploratorios en **Andalusit-1** (Malasia) **y** en **Payero-1** (Colombia), respectivamente, con **resultado negativo**.
- En Indonesia, con fecha efectiva 2 de diciembre, se **vendió a BP la participación que Repsol tenía en el bloque Wiriagar que incluía una participación del 3,06% en el proyecto "Tangguh LNG"**
- En la última quincena de diciembre **se reinició la producción en Libia** en varios campos del bloque NC-115. El 4 de enero de 2017 también se comenzó a reiniciar la producción en el campo I/R (Bloques NC-186 y NC-115).

5.1.2. ACTIVIDADES DEL UPSTREAM[1]

En el marco del Plan Estratégico 2016-2020, Repsol profundiza la gestión de su portafolio orientado a la creación de valor y resiliencia. En este sentido, se ejecutó la venta de activos como Teak, Samaan y Poui en Trinidad y Tobago y Tangguh en Indonesia junto a otras desinversiones selectivas en Noruega y Reino Unido.

Exploración y desarrollo

Al cierre del ejercicio 2016, Repsol participaba en bloques de exploración y producción de petróleo y gas de 30 países, directamente o a través de sus participadas. La compañía era el operador en 24 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 (2016)			
	Desarrollado [1]		No desarrollado [2]	
(km^2)	Bruto [3]	Neto [4]	Bruto [3]	Neto [4]
Europa	1.892	686	60.186	28.888
Latinoamérica	3.131	715	132.471	57.207
América del Norte	5.606	2.184	35.745	20.473
África	2.566	713	87.592	56.825
Asia y Oceanía	1.402	564	160.302	113.633
Total	**14.598**	**4.862**	**476.297**	**277.027**

(1) El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero de explotación.
(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							
	Área bruta (km^2) [1]				Área neta (km^2) [1]			
	Desarrollo		Exploración		Desarrollo		Exploración	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Europa	2.845	2.882	59.233	67.408	1.230	1.312	28.344	31.622
Latinoamérica	16.883	18.119	118.719	127.435	4.736	5.884	53.186	56.539
América del Norte	10.881	16.205	30.470	33.284	5.316	6.442	17.342	20.456
África	12.725	12.846	77.434	87.745	2.744	2.709	54.794	57.930
Asia y Oceanía	11.280	10.328	150.423	136.387	4.638	4.319	109.560	88.277
Total	**54.614**	**60.380**	**436.280**	**452.259**	**18.664**	**20.666**	**263.226**	**254.824**

(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.

[1] La información contenida en este apartado puede ser complementada con la "Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos" que la compañía publica anualmente y que se hizo pública a través de hecho relevante en la CNMV el día de publicación de este documento y no es información auditada.

Un dato representativo es la cantidad de sondeos terminados en el año (13 en total) en comparación con los 19 sondeos realizados el año anterior. Tan sólo en el año 2014, previo a la compra de ROGCI, se realizaron 24 sondeos. Es decir, en 2016 se terminaron un 32% menos sondeos que en 2015 y 46% menos que en 2014 aun cuando no se disponía de los bloques aportados por la compra de ROGCI.

	Pozos exploratorios [1] terminados y en curso									
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total		En curso	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Europa	-	-	-	6	1	-	1	6	1	1
Latinoamérica	-	-	2	2	-	1	2	3	1	1
América del Norte	-	1	-	2	-	-	-	3	-	-
África	-	2	1	3	1	-	2	5	-	-
Asia y Oceanía	-	1	6	-	2	1	8	2	-	2
Total	**-**	**4**	**9**	**13**	**4**	**2**	**13**	**19**	**2**	**4**

[1] No incluye sondeos *appraisal* (en 2016 se terminaron 6 sondeos *appraisal* -3 con resultado positivo, 2 negativos y 1 en evaluación- y 2 sondeos *appraisal* se encontraban en curso). El pozo Mashira-6X fue declarado negativo aunque a 31.12.2016 se encontraba en curso.

	Pozos de desarrollo terminados							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Europa	3	4	-	-	-	-	3	4
Latinoamérica	52	62	2	3	7	5	61	70
América del Norte	150	282	-	1	-	16	150	299
África	8	2	1	1	1	-	10	3
Asia y Oceanía	46	43	-	3	-	-	46	46
Total	**259**	**393**	**3**	**8**	**8**	**21**	**270**	**422**

Producción

La siguiente tabla muestra la información de las **principales activos productivos y en desarrollo** del área de *Upstream* detalladas por países a 31 de diciembre de 2016, indicando también el porcentaje que posee Repsol en cada una de ellas.

País	Principales bloques	% Repsol	Productivo (P) /En Desarrollo (D)	Operado (O) / No Operado (NO)	Líquidos (L) / Gas (G)
Europa					
Noruega	Activos Operados (Blane, Varg, Gyda...)	40% a 100%	P	O	L-G
Noruega	Activos no Operados (Brage, Gudrun...)	9,76% a 33,84%	P	NO	L-G
Reino Unido	RSRUK activos operados (Beatrice, Claymore…)	15,55% a 51,00%	P	O	L-G
Reino Unido	RSRUK activos no operados (Balmoral, Cawdor…)	1,53% a 20,40%	P	NO	L-G
América del Sur					
Trinidad y Tobago	BP TT	30,00%	P	NO	L-G
Brasil	BM-S-9 (Sapinhoá)	15,00%	P	NO	L-G
Brasil	BM-S-9 (Lapa)	15,00%	P / D	NO	L-G
Brasil	Albacora Leste	6,00%	P	NO	L-G
Bolivia	Margarita - Huacaya (Caipipendi)	37,50%	P	O	L-G
Bolivia	Sábalo	24,46%	P	NO	L-G
Bolivia	San Alberto	24,46%	P	NO	L-G
Colombia	Equion	15,19% a 24,50%	P	O	L-G
Colombia	CPO-9 Akacias	45,00%	P / D	NO	L
Colombia	Cravo Norte	5,63%	P	NO	L
Perú	Camisea (Bloques 56 y 88)	10,00%	P	NO	L-G
Perú	Bloque 57 (Kinteroni & Sagari)	53,84%	P / D	O	L-G
Venezuela	Cardón IV (Perla)	50,00%	P / D	O	L-G
Venezuela	Quiriquire	40,00%	P	O	L-G
Venezuela	Barua Motatan	40,00%	P	O	L
Venezuela	Carabobo	11,00%	P / D	O	L
América del Norte					
Estados Unidos	Shenzi	28,00%	P	NO	L-G
Estados Unidos	Midcontinent	8,92%	P	NO	L-G
Estados Unidos	Eagle Ford	35,32%	P	NO	L-G
Estados Unidos	Marcellus	83,75%	P	O	G
Canadá	Edson	78,82%	P	O	L-G
Canadá	Wild River	44,44%	P	O	L-G
Canadá	Chauvin	63,66% a 94,99%	P	O	L-G
Canadá	Duvernay	87,88% a 100%	P	O	L-G
África					
Argelia	Tin Fouyé Tabankort (TFT)	30,00%	P	O	L-G
Argelia	Reggane	29,25%	D	O	G
Argelia	Greater MLN	35,00%	P	NO	L
Asia					
Rusia	SK	49,00%	P	O	L-G
Rusia	SNO	49,00%	P	O	L
Rusia	TNO	49,00%	P	O	L
Indonesia	Corridor	36,00%	P	NO	L-G
Malasia	PM3 CAA	41,44%	P	O	L-G
Malasia	Kinabalu	60,00%	P	O	L
Vietnam	Block 15-2/01 (HST / HSD)	60,00%	P	O	L-G
Vietnam	Block 07/03 (CRD)	46,75%	D	O	L-G

La **producción neta total media** ha aumentado un 23% con respecto a la del 2015, hasta alcanzar en el año los 690 Kbep/d. El incremento se debe principalmente a la contribución de los activos aportados por la compra de ROGCI cuya producción en 2015 se incorporó desde la fecha efectiva de la compra (8 de mayo de 2015) y que en 2016 aportaron durante todo el año (el efecto de este periodo de los nuevos activos adquiridos supuso un incremento en la producción media en el total del año 2016 de 113,4 kboe/d), el inicio de la producción de Cardón IV (Venezuela) en el tercer trimestre de 2015, los nuevos pozos en Sapinhoá Norte (Brasil), la incorporación de Gudrun (Noruega) y mayores entregas de gas en el bloque 57 (Perú), que compensan la menor producción en Trinidad & Tobago por paradas de mantenimiento e incidencias operativas en los campos, en Estados Unidos por la venta en diciembre de 2015 del 26% de la participación en Eagle Ford y por el declino natural de los campos y en Colombia por la menor demanda de gas en Equion y el cierre entre marzo y octubre del campo Akacias motivado por los bajos precios del crudo.

	Producción total de líquidos y gas natural por área geográfica						Pozos productivos por área geográfica			
	Líquidos (Mbbl)		Gas natural (bcf)		Total (Mbep)		Petróleo		Gas	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Europa	**16**	**9**	**17**	**7**	**19**	**10**	**236**	**231**	**3**	**2**
Noruega	7	3	16	6	10	4	60	67	1	-
Reino Unido	8	5	1	1	8	5	166	154	1	1
Resto de países de Europa	1	1	-	-	1	1	10	10	1	1
Latinoamérica	**39**	**35**	**486**	**419**	**125**	**110**	**953**	**1.130**	**216**	**233**
Brasil	14	11	5	3	15	12	28	26	-	-
Colombia	5	4	11	10	7	6	395	414	-	17
Perú	5	4	68	52	17	13	-	-	27	27
Trinidad y Tobago	4	4	188	216	37	43	-	91	55	55
Venezuela	5	5	129	69	28	17	324	376	32	34
Resto de países de Latinoamérica	6	7	85	69	21	19	206	223	102	100
América del Norte	**20**	**18**	**262**	**182**	**67**	**51**	**2.924**	**2.852**	**2.610**	**2.664**
Canadá	8	5	82	48	23	14	1.126	1.151	1.574	1.593
Estados Unidos	12	13	180	134	44	37	1.798	1.701	1.036	1.071
África	**3**	**3**	**16**	**16**	**6**	**5**	**128**	**86**	**79**	**78**
Asia y Oceanía	**11**	**10**	**137**	**98**	**36**	**28**	**621**	**619**	**91**	**99**
Indonesia	1	1	94	63	18	12	55	89	45	55
Malasia	4	3	28	19	9	6	90	87	38	36
Rusia	4	4	14	15	7	7	448	403	8	8
Resto países Asia y Oceanía	2	2	1	1	2	3	28	40	-	-
Total	**89**	**75**	**918**	**722**	**253**	**204**	**4.862**	**4.918**	**2.999**	**3.076**

Los **precios medios de realización** de crudo y gas por área geográfica son los siguientes:

	2016		2015	
	Precios medios de crudo ($/Bbl)	Precios medios de gas ($/Boe)	Precios medios de crudo ($/Bbl)	Precios medios de gas ($/Boe)
Europa	44,93	27,17	50,92	34,36
Latinoamérica	37,12	10,99	44,02	14,53
América del Norte	36,47	11,38	44,28	11,74
África	41,80	-	52,51	-
Asia y Oceanía	39,35	25,08	42,99	27,50
Total	**39,01**	**13,56**	**45,16**	**15,75**

Reservas

Al cierre de 2016, las **reservas probadas** de Repsol, estimadas en conformidad con los criterios establecidos por el sistema "*SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resources Management System*", referido normalmente por su acrónimo SPE-PRMS (SPE - *Society of Petroleum Engineers*), ascendían a 2.382 Mbep, de los cuales 584 Mbep (25%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 1.798 Mbep (75%), a gas natural.

	Reservas Netas probadas	
Millones de barriles equivalentes de petróleo crudo	2016	2015
Europa	62	51
América del Sur	1.525	1.480
América del Norte	496	520
África	125	128
Asia	174	194
Oceanía	-	-
TOTAL	**2.382**	**2.373**

En 2016, la **evolución de las reservas** ha sido positiva, con una incorporación total de 261 Mbep, procedentes principalmente de extensiones y descubrimientos en Perú, EE.UU. y Canadá, revisiones de estimaciones previas en Trinidad y Tobago, Perú y Venezuela, y recuperación mejorada en Brasil. En 2016, 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 103% (2015 509% y 2014 118%) para petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural (96% en petróleo crudo, condensado y GLP, y 107% en gas natural), en línea con los objetivos de largo plazo, incorporando recursos que fortalecen significativamente el crecimiento futuro. El ratio de reemplazo de reservas orgánico (excluyendo compras y ventas) alcanzó el 124% para petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural (118% en petróleo crudo, condensado y GLP, y 127% en gas natural).

5.1.3. NOVEDADES DEL PERÍODO

NORTEAMÉRICA

EE.UU

La presencia de Repsol en EE.UU, uno de los principales países estratégicos de la compañía, se centra en los activos de hidrocarburos no convencionales de *shale gas* de **Marcellus** (gas seco), **Eagle Ford** (gas con líquidos asociados) y **Mississippian Lime** (gas con líquidos asociados). Completan el portafolio de proyectos, el importante activo *offshore* de crudo de Shenzi, así como el portafolio exploratorio con importantes descubrimientos realizados (Alaska North Slope, Buckskin y León).

- En marzo de 2016 se cedió al socio Armstrong Oil and Gas la condición de compañía operadora en el **North Slope** de Alaska en EE.UU.. Durante el año 2016 se continuó avanzando en la fase de solicitud de los permisos medioambientales del futuro proyecto de desarrollo de Nanushuk. Repsol mantiene un 25% de participación en esta área exploratoria.
- En abril de 2016 se procedió a la cesión de la operación del área oeste del activo productivo **Eagle Ford** en EE.UU. a Statoil con lo que esta compañía pasó a operar todo el activo. En diciembre de 2015 se alcanzó este acuerdo con Statoil, por el cual Repsol cedió un 13% de la participación en Eagle Ford a cambio de un 15% de participación en el campo en producción Gudrun en Noruega. Repsol pasa a tener un 35,32% de participación en el proyecto.

- En el activo productivo **Shenzi** (Repsol 28%) en las aguas profundas del Golfo de México, se finalizó el pozo WI-7 en el segundo trimestre de 2016. Se trata de un pozo de inyección para incrementar los niveles de producción en el Área Sur del yacimiento.
- En el segundo trimestre de 2016 Repsol entregó la documentación necesaria al gobierno de EE.UU. para su salida de todos los bloques exploratorios en los que participaba en **Chuckchi Sea** en Alaska.
- Respecto a los importantes descubrimientos exploratorios realizados en los últimos años en el **Golfo de México**, en 2016 se continuó definiendo el futuro plan de desarrollo en Buckskin con el objetivo de tomar la Decisión Final de Inversión (FID) a lo largo de 2017. A finales de 2016 se acordó con la compañía Llog su entrada en el proyecto Buckskin con un 55% de participación (Repsol tiene en el proyecto un 22,5%). En 2016 se finalizó el pozo *appraisal* León-2 cuyos resultados se están evaluando para confirmar la extensión del importante descubrimiento realizado en 2014 con el sondeo León.
- En el activo de recursos no convencionales de **Midcontinent / Mississippian Lime**, durante 2016 se produjo una menor actividad de desarrollo perforándose en torno a 25 pozos lo que supone una reducción del 89% respecto al año 2015.

Canadá

En este otro país estratégico de Norteamérica, la presencia de la compañía se centra en los activos de hidrocarburos no convencionales de **Greater Edson** (producción de crudo y gas que se concentran en Edson –Alberta- con una participación media del 75% y que engloba 6 áreas: Edson, Sundance/MedLodge, Ansell y Minehead en la zona sur y Wild River y Bigstone en la zona norte) y **Duvernay** (área no madura, en su primera fase de desarrollo y evaluación, con producción de crudo y gas, se sitúa en la región del centro-oeste de Alberta. Durante 2016 continuó la campaña de perforación para la evaluación del área sur). También destaca el activo productivo de crudos pesados de **Chauvin**, localizado en Alberta/Saskatchewan.

LATINOAMÉRICA

Brasil

La compañía tiene en Brasil a través de la sociedad Repsol Sinopec Brasil (establecida entre Repsol -60%- y Sinopec -40%-), 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** (Lapa ya en producción desde finales de diciembre de 2016) y **BM-C-33**.

- El 18 de abril, Repsol Sinopec Brasil anunció que el sondeo *appraisal* Gavea A1, perforado en las aguas ultraprofundas del bloque **BM-C-33** en la cuenca de Campos en Brasil, encontró una columna de hidrocarburos de 175 metros. Repsol Sinopec Brasil participa en este proyecto junto con Statoil (operador) y Petrobras. El consorcio también ha perforado y realizado pruebas en los pozos de evaluación Seat-2, PdA-A1 y PdA-A2. Los recursos potenciales para los tres hallazgos están siendo evaluados actualmente.
- En el marco del proyecto de desarrollo del otro gran descubrimiento en el bloque **BM-S-9**, Lapa, en mayo de 2016, la plataforma flotante FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) Cidade de Caraguatatuba llegó al país. El 19 de diciembre se inició la producción del campo Lapa con el primer pozo productivo. Se estima que en abril de 2017 se pondrá en producción el segundo pozo productor.
- En agosto de 2016 se puso en producción el pozo P14N en el área norte de **Sapinhoá** en el bloque BM-S-9 en las aguas profundas del presalino de la cuenca de Santos, lo que permitió a mediados de septiembre de 2016 alcanzar el *plateau* de producción en este área Norte (150.000 kboe/d 100%). El área norte de Sapinhoá se puso en producción empleando la FPSO "Cidade de Ilhabela" a mediados de noviembre de 2014. En el área sur de Sapinhoá en 2014 se alcanzó el plateau de producción de 120.000 barriles de crudo a través de la FPSO "Cidade de São Paulo".
- En enero de 2017 Petrobras y Repsol renunciaron al bloque **BM-S-7- Piracucá** en la cuenca marina de Santos.

Bolivia

- En el campo **Margarita-Huacaya**, el pozo MGR-7ST inició su producción del reservorio H1B en el mes de marzo de 2016, con la puesta en marcha temprana del ducto de recolección. Así el campo, alcanzó en el mes de marzo una producción de 20 millones de metros cúbicos diarios (Mm^3/d) de gas. Dentro del plan de desarrollo para el mantenimiento del *plateau* de producción, en octubre de 2016 se inició la perforación del sondeo de desarrollo Huacaya-2 que se espera inicie su producción en el primer semestre de 2017, una vez se realicen las pruebas de producción a su finalización y se termine la construcción de las instalaciones de superficie.
- El proyecto está operado por Repsol, con una participación del 37,5%, y tiene como socios a Shell/BG (37,5%) y PAE E&P (25%).
- El 27 de octubre se anunció que el Presidente de Repsol, Antonio Brufau, y el presidente de Bolivia, Evo Morales, firmaron la ampliación del contrato de operaciones en Caipipendi (donde se sitúa el campo Margarita-Huacaya) por 15 años adicionales, con lo que el contrato se extiende hasta el año 2046. Los nuevos planes contemplan la ejecución de un programa de exploración, desarrollo y explotación en Boyuy y Boicobo Sur, al sur y norte de Caipipendi.

Perú

- En abril de 2016, una vez culminada la ampliación de capacidad de transporte del ducto de TGP de 1.230 millones de pies cúbicos diarios (Mscfd) a 1.540 Mscfd, se incrementaron las entregas de gas del **Bloque 57 al Bloque 56**, de 85 Mscfd a 160 Mscfd. El gas del Bloque 57 está destinado íntegramente a la exportación junto con el gas del Bloque 56. El Bloque 57 se sitúa en la cuenca Ucayali-Madre de Dios, una de las zonas gasíferas más prolíficas de Perú y en la que Repsol es el operador, con una participación del 53,84%.
- En 2016 dentro del programa de desarrollo y puesta en producción del descubrimiento Sagari en el Bloque 57, se finalizaron los pozos de desarrollo Sagari 8D y Sagari 7D. En 2017 está prevista la finalización de la campaña, con la finalización del pozo **Sagari** 4X (que fue el pozo descubridor). En septiembre de 2016 se adjudicó el contrato para la construcción de las instalaciones de superficie y ductos de evacuación.
- El otro gran descubrimiento en el Bloque 57, **Kinteroni**, se puso en producción en marzo de 2014. El proyecto de compresión del Bloque 57 se aprobó en 2016.
- El **pozo Mashira-6X** fue declarado **negativo** tras los resultados conocidos a la fecha aunque a 31.12.2016 se encontraba técnicamente en curso de perforación final.

Venezuela

En abril de 2016 el pozo offshore Perla 9, ubicado en el campo Perla en el bloque Cardón IV, entró en producción. Durante el segundo trimestre del año otro pozo productor, Perla 10, se terminó de perforar y se completó para permitir su puesta en producción alcanzando un potencial superior a los 100 Mscfd. A la fecha hay 6 pozos productores en el campo. La producción media en 2016 se ha mantenido en el entorno de los 500 Mscfd. En la siguiente fase de desarrollo se estima que se podría alcanzar una producción de hasta 800 Mscfd con una posible fase intermedia de 600 Mscfd. El Bloque **Cardón IV** está participado por Repsol y Eni al 50% y ya en el mes de julio de 2015 se inició la producción de este megacampo de gas.

Trinidad y Tobago

- En octubre de 2016 se anunció el acuerdo alcanzado con Perenco para la venta de la sociedad Repsol E&P T&T que incluye los activos *offshore* **Teak, Samaan, y Poui (TSP)**, donde Repsol era la compañía operadora con un 70% que culminó en diciembre de 2016 tras la obtención de todas las autorizaciones requeridas (para más información sobre estas operaciones, véase el epígrafe Desinversiones del apartado 4.1).
- Durante el año 2016 la producción en los campos *offshore* de la compañía **BPTT** operada por BP (70%) y en la que Repsol participa con el 30% restante, se vio parcialmente afectada por paradas y trabajos de mantenimiento en los campos efectuados y previstos en los planes anuales de trabajos para el año.
- En 2016 en BPTT continuaron los trabajos para incrementar la producción de los campos a partir de 2017 (proyecto Juniper, Compresión Onshore, campaña de perforación en Amherstia, proyecto de expansión de Galeota).

Colombia

- La producción en fase temprana (iniciada en noviembre de 2010) del campo **CPO-9** en Colombia se reinició el 3 de octubre de 2016. Las autoridades colombianas (ANH) aprobaron en el primer semestre de 2016 la suspensión temporal de la producción por 6 meses desde marzo de 2016 debido a los precios del crudo. El plan de perforación de pozos se pasó a 2017. Repsol posee una participación del 45% en el bloque operado por Ecopetrol CPO-9, en el que en 2014 se anunció el descubrimiento de hidrocarburos del pozo exploratorio de Nueva Esperanza-1 y donde está en fase previa de desarrollo el importante campo Akacias. En el campo Akacias se trabajó en 2016 para la definición del plan de desarrollo con la intención de tomar la decisión final de inversión (FID) en 2017.
- En el primer trimestre de 2016 se terminó el sondeo exploratorio Bayonero-01 en el **bloque Chipirón** con resultado negativo y en noviembre el sondeo exploratorio Payero-1 también con resultado negativo.

ÁFRICA

Argelia

- Durante 2016 continuaron los trabajos de desarrollo en el importante proyecto de gas de **Reggane Nord**, tanto con la construcción de las instalaciones en superficie como con la perforación de pozos con tres torres de perforación activas en 2016. La duración prevista de los trabajos de desarrollo es de 36 meses, estando previsto el inicio de la producción de gas a finales de 2017 con un objetivo de producción 100% de 8 millones de m^3 de gas diarios.

  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. Repsol participa en el proyecto con un 29,25%, operando conjuntamente con la empresa estatal argelina Sonatrach (40%), la alemana Dea AG (19,5%) y la italiana Edison (11,25%).
- En el primer semestre de 2016 en el bloque exploratorio **Sud Est Illizi** en Argelia, se terminó la segunda campaña de perforación exploratoria y de evaluación, con el sondeo exploratorio TAOR-1 (en evaluación) y el sondeo *appraisal* TIHS-2 (positivo).

  Repsol, con una participación del 52,5% en la fase exploratoria, es el operador del bloque. En una futura fase de desarrollo y producción la compañía estatal argelina Sonatrach contaría con una participación del 51% y el resto del consorcio mantendría el 49%, en las proporciones mencionadas.

  La exitosa actividad exploratoria llevada a cabo desde 2012 en este bloque (5 descubrimientos exploratorios en 2012-2016 más 4 *appraisal*) confirma el alto potencial del bloque Sud Est Illizi.

Libia

- La producción estuvo interrumpida durante 2016 hasta su reinicio a mediados de diciembre. El 20 de diciembre se reinició la producción en el campo A del bloque **NC-115**, el 21 de diciembre en el campo M, el 26 en el campo H y el 28 en el norte del campo H. El 4 de enero de 2017 también reinició la producción en el campo I/R (Bloques NC-186 y NC-115).

Angola

- En junio de 2016 se terminó el sondeo exploratorio Ohanga-1 en el Bloque 35 (operador ENI) con resultado negativo. Tras este resultado Repsol renunció a los **Bloques 35 y 37**. Se han cumplido todos los compromisos de la 1ª fase de exploración y se considera que el potencial restante es de muy alto riesgo. En el Bloque 22 se obtuvo una prórroga de 2 años, durante los cuales se realizarán trabajos de geología y geofísica para evaluar la futura perforación de un sondeo exploratorio.

EUROPA

España

- En la primera mitad de 2016 se procedió a la renuncia oficial de los bloques "**Canarias 1-9**" donde Repsol era la compañía operadora con el 50% de participación.
- Durante 2016 continuó con normalidad en España la actividad de producción dentro de los más estrictos estándares de seguridad.

Noruega

- En el primer semestre de 2016 y con fecha efectiva 1 de enero de 2016, se completó la operación de desinversión del 10% en la licencia PL 148, Campo **Brynhild** operado por la compañía Lundin en favor de CapeOmega.
- El 1 de junio de 2016, cesó la operación del campo operado **Varg**. En la segunda mitad de 2016 la FPSO operada por Teekay para la producción de Varg abandonó el campo. Estos trabajos se enmarcan dentro de la primera fase del proyecto de desmantelamiento de Varg.
- El 22 de agosto la **MOPU Yme** (plataforma de producción *offshore* del campo Yme) fue retirada de su ubicación en las aguas de Noruega de manera exitosa. Se realizó un único izado de 13.500 toneladas de los elementos de superficie, utilizando, por vez primera, el Pioneering Spirit que es el buque de izado de estructuras pesadas más grande del mundo. Para el corte de los pilares de la plataforma se utilizaron una serie de herramientas específicamente diseñadas para este fin, que se colocaron dentro de los pilares y que se operaban de forma remota desde el buque. Los trabajos de retirada se completaron sin incidentes. Nunca antes se había retirado del mar una estructura de 13.500 toneladas de peso, elevándola y transportándola de manera segura hasta la costa para su desmantelamiento.
- Durante 2016 el campo **Gudrun** (donde Repsol tiene un 15% de participación tras el acuerdo alcanzado en diciembre de 2015 con Statoil a cambio de un 13% de participación en Eagle Ford en Estados Unidos) superó las expectativas de producción alcanzando valores cercanos al 50% de la producción neta de Repsol en el total del país (14,4 kboe/d promedio del año de Gudrun vs 28,1 kboes/día del total de la producción de Repsol en Noruega).

Reino Unido

- Dentro del proyecto de redesarrollo del Área productiva de **MonArb**, se avanzó en 2016 en línea con lo inicialmente planificado con el objetivo de incrementar la producción actual derivada de este proyecto en el segundo trimestre de 2017. El 20 de octubre de 2016 tras realizar los trabajos de mantenimiento planificados se reinició la producción actual de MonArb.

ASIA Y OCEANÍA

Indonesia

- Con fecha efectiva 2 de diciembre se vendió a BP la participación que Repsol tenía en el bloque Wiriagar que incluía una participación del 3,06% en el proyecto "**Tangguh LNG**" (para más información, véase el epígrafe Desinversiones del apartado 4.1).
- En agosto y octubre de 2016 se terminaron dos pozos de exploración en el bloque **Ogan Komering** donde Repsol tiene un 50% de participación y que se encuentra operado por Pertamina. Los pozos Jantung Baru-1X y North Meraksa-1X se encuentran en evaluación de los resultados obtenidos.
- En septiembre se terminó otro sondeo exploratorio, Kukulambar-2X, en el bloque operado **Sakakemang**, que, tras los trabajos de evaluación, se determinó como negativo en noviembre.

Malasia

- En enero y febrero de 2016 se terminaron en Malasia dos pozos exploratorios (Zoisit-1 y Baiduri-1) en el bloque marino **SB-310** ambos con resultado negativo. Adicionalmente en octubre se terminó el pozo exploratorio Andalusit-1 en el mismo bloque SB-310 también con resultado negativo.
- El 6 de abril Repsol firmó con Petroliam Nasional Berhad (Petronas) y con Vietnam Oil and Gas Group (PetroVietnam) una extensión por 10 años del bloque productivo **PM3** CAA PSC (Production Sharing Contract). Tras la extensión firmada, Repsol y Petronas pasarán a tener en 2017 una participación del 35% cada una (la participación de Repsol a 31 de diciembre de 2016 era del 41,44%) y PetroVietnam el restante 30%. Repsol continuará siendo la compañía operadora del bloque PM-3 CAA hasta la finalización de la extensión en el año 2027. El bloque junto con las instalaciones de producción asociadas está situado entre Malasia y Vietnam.

  Dentro de la 6ª fase del desarrollo del bloque PM-3 CAA el Proyecto Bunga Pakma, avanzó en 2016 y se espera que durante el año 2017 inicie su producción.

Rusia

- En abril finalizó de manera exitosa el sondeo *appraisal* P-7 en el bloque exploratorio **Karabashsky 2** ubicado en la cuenca de West Siberia, donde Repsol es la compañía operadora a través de la compañía Eurotek-Yugra con el 100% de participación.
- En la segunda mitad de 2016 se renunció al bloque exploratorio **Kumolsky**, dado que se trata de una zona muy remota donde se ha estimado un potencial muy marginal.

Vietnam

- En 2016 se avanzó en la fase final de definición de detalle del Plan de Desarrollo del importante descubrimiento exploratorio de **Ca Rong Do** (CRD) y de la comercialización del gas a producir. El descubrimiento CRD se encuentra en el bloque marino 07/03 donde Repsol tiene un 46,75% de participación. Se espera que en la primera mitad del año 2017 se tome la decisión final de inversión (FID) para el desarrollo y puesta en producción de este importante descubrimiento.

Región del Kurdistán Iraquí

- En 2016 continuaron los trabajos dentro de la fase de definición del proyecto, de análisis y evaluación de las alternativas viables de desarrollo en los bloques de desarrollo operados **Kurdamir y Topkhana** con el 40% y el 80% de participación respectivamente.
- En la primera mitad de 2016 se renunció a los bloques exploratorios **Piramagrun** y **QalaDze** operados por Repsol con el 50% de participación.

Australia y Papúa Nueva Guinea (PNG)

- En abril de 2016 se hizo efectivo, tras la obtención de las autorizaciones oficiales necesarias, el acuerdo alcanzado en septiembre de 2015 con la compañía West Side para la venta de la participación de Repsol en los campos **Laminaria y Corallina**.
- En el bloque **Kitan** tras el cese de producción en diciembre de 2015 se inició la primera fase del abandono con la salida del campo de la FPSO que se empleaba para su producción en marzo de 2016. El operador ENI estima que la segunda y última fase del abandono se producirá en 2018.
- En junio de 2016 se terminó el pozo exploratorio Strickland-2 en **PNG** con resultado negativo y en diciembre el pozo exploratorio Strickland-1 también negativo.

5.2. DOWNSTREAM

5.2.1. INFORMACIÓN RESUMIDA

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 cinco divisiones:

- **Refino:** obtención de carburantes, combustibles y otros derivados del petróleo.
- **Marketing:** comercialización y venta de los productos petrolíferos de la compañía a través de su red de estaciones de servicio y de otros canales de venta.
- **Trading y *Gas & Power*:** transporte y suministro de crudos y productos al sistema de Refino, comercialización de crudos y productos fuera del sistema propio y regasificación de gas natural licuado, comercialización y trading de gas natural en Norteamérica y suministro de gas natural en España.
- **Química:** producir y comercializar una amplia variedad de productos y abarca desde la petroquímica básica hasta la derivada.
- **GLP:** producción, distribución y venta tanto mayorista como minorista de GLP.

Principales magnitudes

	2016	2015
Capacidad de refino (kbbl/d)	**1.013**	**998**
Europa (Incluye part. en ASESA)	896	896
Resto del mundo	117	102
Índice de conversión (%)	**59**	**59**
Crudo procesado (millones de t)	**43,2**	**43,3**
Europa	39,4	39,8
Resto del mundo	3,8	3,5
Indicador de margen de refino ($/Bbl)		
España	6,3	8,5
Perú	3,1	7,0
Número de estaciones de servicio	**4.715**	**4.716**
Europa	4.275	4.310
Resto del mundo	440	406
Ventas de productos petrolíferos (kt)	**48.048**	**47.605**
Europa	42.787	43.019
Resto del mundo	5.261	4.586
Ventas de productos petroquímicos (kt)	**2.892**	**2.822**
Europa	2.428	2.396
Resto del mundo	464	426
Ventas de GLP (kt)	**1.747**	**2.260**
Europa	1.261	1.285
Resto del mundo	486	975
Ventas de gas en Norteamérica (Tbtu)	**414**	**299**
GNL regasificado (100%) en Canaport (Tbtu)	**16**	**23**

Nuestro desempeño en 2016

Millones de euros	2016	2015	Variación
Resultado de las operaciones	2.467	3.041	(574)
Impuesto sobre beneficios	(565)	(821)	256
Participadas y minoritarios	(19)	(70)	51
Resultado Neto Ajustado [1]	**1.883**	**2.150**	**(267)**
Efecto Patrimonial	133	(459)	592
Resultados específicos	261	19	242
Resultado Neto	**2.277**	**1.710**	**567**
Tipo Impositivo Efectivo (%)	23	27	(4)
EBITDA	**3.367**	**3.092**	**275**
Inversiones netas [2][3]	**(496)**	**493**	**(989)**

[1] Detalle Resultado Neto Ajustado por área geográfica:

Área geográfica	2016	2015	Variación
Europa	1.895	2.046	(151)
Resto del mundo	(12)	104	(92)
Resultado Neto Ajustado	**1.883**	**2.150**	**(267)**

[2] Inversiones brutas menos desinversiones del período.

[3] En 2016 y 2015, la mayor parte de las inversiones se destinaron 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

- En enero se firmó un **acuerdo con Pertamina**, compañía petrolera estatal de Indonesia, para estudiar la viabilidad técnica y económica de producir aceites extensores para el sector del caucho en su refinería en Cilacap (Indonesia).
- Durante el periodo y en el marco de los acuerdos alcanzados en 2015 para la venta del negocio de gas canalizado en España, se han **vendido instalaciones de GLP** a Gas Natural Fenosa, Redexis Gas, S.A., Naturgas Energía y Distribución, S.A.U., Distribución y Comercialización de Gas de Extremadura, S.A. y Madrileña Red de Gas (para más información sobre estas operaciones, véase el epígrafe Desinversiones del apartado 4.1).
- En febrero, **se adquirió el 25% de la compañía Rocsole OY**, de origen finlandés, que dispone de una tecnología que permite visualizar el flujo de fluidos multifásicos (agua, crudo, aire) por el interior de tuberías y, así, predecir su ensuciamiento y optimizando los costes de mantenimiento, evitando de esta manera paradas no programadas y una reducción del gasto operativo.

- En febrero, se acordó la **venta del negocio eólico en el Reino Unido** al grupo chino SDIC Power (para más información, véase el epígrafe Desinversiones del apartado 4.1). La venta incluyó el proyecto de Inch Cape, en el que se contaba con el 100%, y la participación en el proyecto Beatrice.
- En marzo, AENOR aprobó la **certificación bajo la norma ISO-50001 del sistema de gestión de la energía** de Repsol, lo que ayudará a ser más eficientes reduciendo los consumos energéticos y las emisiones de CO_2.
- En abril se produjo el **lanzamiento de una nueva gama de lubricantes de Repsol, "Repsol Elite"** que tienen como objeto extraer del motor el máximo rendimiento prestacional y una eficiencia mejorada, adaptada a las nuevas normas medioambientales.
- En abril se lanzó la comercialización de **lubricantes de Repsol en la India** a través de GP Petroleums Ltd, filial de Gulf Petrochem FZC, tras la firma el año pasado del acuerdo estratégico de fabricación en exclusiva.
- El 20 de abril de 2016, se acordó con la operadora internacional sudamericana Abastible la **venta del negocio de GLP de Perú y Ecuador**. Estas operaciones de venta se cerraron el 1 de junio para el negocio de GLP Perú y el 1 de octubre para el de GLP Ecuador (para más información, véase el epígrafe Desinversiones del apartado 4.1).
- En mayo se firmó un **acuerdo con Correos** para el desarrollo del servicio de consigna de paquetería en nuestras Estaciones de Servicio.
- En mayo, Repsol ha comenzado a producir una nueva gama de polietileno metaloceno con tecnología Chevron Phillips. La nueva gama será comercializada bajo la marca **Repsol Resistex** y ofrece un gran valor a los productos finales, confirmando el enfoque de Repsol hacia la diferenciación de productos.
- En junio, Repsol fue galardonado con el **premio al mejor productor de polietileno de alta densidad** (PEAD) de Europa y con el **premio global a la innovación** en polímeros por una encuesta a clientes realizada por la asociación *European Plastics Converters* (EuPC). Asimismo, en septiembre, Repsol también ha sido reconocida como **mejor compañía petroquímica del año** por la prestigiosa revista Petroleum Economist.
- En agosto se alcanzó un acuerdo para la **venta del 100% de la sociedad Viared, S.L.** a Burger King España, que supuso el traspaso de 11 locales a la cadena de restauración, así como la firma de un acuerdo de colaboración para el desarrollo futuro de nuevos restaurantes en nuestra red de EE.S en España.
- En septiembre, Repsol ha firmado un acuerdo de **licencia de tecnología** con la empresa china Tianjin Bohua Chemical Development, mediante el cual Repsol transferirá la tecnología necesaria para la construcción de una planta en Tianjin con una capacidad de producción anual de 200.000 toneladas de óxido de propileno y de 450.000 toneladas de estireno monómero.
- En Septiembre se **inició la fabricación de lubricantes Repsol en UAE** a través de la compañía Speed House Trading. A través de este acuerdo de fabricación local, se atenderán los mercados de UAE, Arabia Saudí y Líbano, combinando el producto importado desde España con el fabricado en Dubai.
- En octubre **Repsol anunció que estaría presente con sus lubricantes en el rally Dakar 2017**, gracias a un acuerdo de patrocinio técnico.
- En octubre, operadores de GLP (entre ellos Repsol) y fabricantes de vehículos y componentes han creado el **primer clúster español** con el objeto de **promover el uso del Autogas** como carburante alternativo.
- En noviembre **se ha iniciado la fabricación de lubricantes Repsol en Turquía**, en asociación con la compañía Tures Petrolculuk Sanayi Ve Ticaret A.S que atenderá el creciente mercado turco.
- En diciembre se **inauguró la terminal logística de Sines** para la recepción, almacenamiento y despacho de gasóleo.
- En el ejercicio han continuado las **obras en la Refinería de La Pampilla** para adaptación a las nuevas especificaciones de calidad de los combustibles en Perú. Asimismo, en octubre se ha inaugurado la unidad de producción de diésel de bajo azufre que permite **incrementar la capacidad de refino de La Pampilla en un 15%** hasta alcanzar los 117.000 barriles/día.
- Durante el ejercicio, y aprovechando las paradas programadas en las **refinerías de Cartagena y Tarragona,** se han llevado a cabo las siguientes mejoras:
  - En **Cartagena**, se han modificado los eyectores y condensadores de la columna de vacío de la Unidad de Vacío 5, con el fin de mejorar las condiciones de operación, evitar ensuciamientos acelerados en el sistema de condensación y mejorar el punto de corte entre el gasoil de vacío y el residuo de vacío.
  - En **Tarragona**, se han sustituido los reactores existentes de la Unidad de Isomax, y se ha instalado un nuevo compresor de hidrógeno que aumenta la conversión de la alimentación pesada. Además, se han instalado nuevos intercambiadores de calor para mejorar el índice de consumo energético (ahorro de 720 t fuel gas/año) y reducir las emisiones (1.910 t CO_2/año).

5.2.2. REFINO

Contexto actual

Los márgenes de refino durante el ejercicio 2016 han sido superiores a la media del período 2011-2015 gracias a que continúa la situación de menores costes energéticos asociados a los bajos precios internacionales del crudo por el aumento de oferta en el mercado. En lo que respecta a los productos, los márgenes de los destilados medios comenzaron a disminuir a finales de 2015, apreciándose una progresiva recuperación a lo largo de 2016, especialmente en el último trimestre. Los cambios que han experimentado estos márgenes desde el último trimestre de 2015 reflejan la evolución que está teniendo la oferta de producto en Europa, con una fuerte variación de la producción de las refinerías locales y el incremento de las importaciones procedentes de nueva capacidad en Oriente Medio, así como las variaciones de demanda, asociadas a las temperaturas registradas durante los distintos inviernos (suaves temperaturas durante el invierno de 2015, y habituales en el invierno de 2016). Por el lado de las gasolinas, la fuerte demanda en Estados Unidos de 2015 se ha visto incluso superada por la registrada en 2016. No obstante, los márgenes de las gasolinas durante este ejercicio se han reducido, hasta volver a los niveles previos debido a la mayor producción de las refinerías en la región durante los primeros meses.

Adicionalmente, en el corto plazo, mientras el precio internacional del crudo continúe bajo, se espera que los márgenes se mantengan en estos niveles debido a las razones expuestas anteriormente. Una recuperación del precio del crudo impactaría en los costes energéticos, aunque permitiría a los crudos pesados ofrecer un descuento superior, lo que otorgaría una ventaja competitiva a los esquemas de conversión, como es el caso del refino de Repsol.

Nuestra actividad

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 82,38%, la capacidad instalada se situó, tras la inauguración de la unidad de producción de diésel de bajo azufre en 2016, de 102 miles de barriles de petróleo/día a 117 miles de barriles de petróleo/día.

El índice de margen de refino en España se situó en 2016 en 6,3 dólares por barril, inferior al de 2015 (8,5 dólares por barril). En cuanto a Perú, el índice de margen de refino anual se situó en 3,1 dólares por barril, frente a los 7,0 dólares por barril de 2015.

La siguiente tabla muestra la capacidad de refino de los complejos industriales en los que Repsol participaba a 31 de diciembre de 2016:

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	117	24	-
Total Repsol	**1.013**	**59**	**265**

[1] Información presentada de acuerdo con el criterio de Reporting 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 del Grupo procesaron 43,2 millones de toneladas de crudo en línea con lo obtenido durante el ejercicio 2015. La utilización media de la capacidad de refino fue del 88% en España frente al 88,9% del año anterior. En Perú, el grado de uso fue superior al de 2015, pasando del 67,6% al 68,9% en 2016.

En la siguiente tabla se desglosa la producción de las refinerías de acuerdo con los principales productos:

Materia prima procesada (*Miles de toneladas*)	**2016**	**2015**
Crudo	43.226	43.334
Otras materias primas	9.387	8.486
Total	**52.613**	**51.820**

Producción de refino (*Miles de toneladas*)	**2016**	**2015**
Destilados intermedios	24.882	25.388
Gasolina	9.354	8.880
Fuelóleo	4.500	4.041
GLP	1.008	1.010
Asfaltos [(1)]	1.499	1.465
Lubricantes	284	221
Otros (incluye petroquímica) [(2)]	7.574	7.268
Total	**49.101**	**48.273**

(1) 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.

(2) Incluye la cifra de productos petroquímicos (1.976 miles de toneladas en 2016 y 1.901 miles de toneladas en 2015).

Origen de crudo procesado

Producción de refino

VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

Miles de toneladas	Europa 2016	Europa 2015	Resto del mundo 2016	Resto del mundo 2015	Total 2016	Total 2015
Marketing propio	**20.468**	**21.124**	**2.238**	**2.073**	**22.706**	**23.197**
Productos ligeros	17.114	17.326	2.072	1.917	19.186	19.243
Otros productos	3.354	3.798	166	156	3.520	3.954
Otras ventas [(1)]	**8.083**	**7.771**	**1.341**	**1.221**	**9.424**	**8.992**
Productos ligeros	7.867	7.508	1.106	1.049	8.973	8.557
Otros productos	216	263	235	172	451	435
Exportaciones [(2)]	**14.236**	**14.124**	**1.682**	**1.292**	**15.918**	**15.416**
Productos ligeros	5.939	6.295	561	468	6.500	6.763
Otros productos	8.297	7.829	1.121	824	9.418	8.653
VENTAS TOTALES	**42.787**	**43.019**	**5.261**	**4.586**	**48.048**	**47.605**

(1) Incluyen ventas a operadores de productos petrolíferos y bunker.
(2) Expresadas desde el país de origen.

Las líneas de actuación del negocio de refino están enmarcadas dentro del Plan Estratégico 2016-2020, que incluye una mayor integración entre las actividades de refino y marketing y un objetivo claro de reducir costes energéticos y emisiones de CO_2. Las inversiones que se hicieron en las refinerías de Cartagena y Bilbao, así como la correspondiente mejora en el margen global del sistema de refino, han situado a Repsol a la cabeza de las compañías integradas europeas en términos de eficiencia, creación de valor garantizada y resiliencia ante escenarios de bajos precios de crudo.

Además de un gran número de medidas de mejora de eficiencia, la competitividad del negocio se continúa mejorando mediante la gestión de mercados y logísticas de acceso a los mismos, y la 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.

5.2.3. 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, caucho sintético y especialidades químicas, estos últimos a través de Dynasol, alianza al 50% con el grupo mexicano KUO, con plantas en España, México y China, estas últimas junto con socios locales.

En la siguiente tabla se desglosa la capacidad de producción en 2016 y 2015 de los principales productos petroquímicos del Grupo:

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN *(Miles de toneladas)*	**2016**	**2015**
Petroquímica básica	**2.603**	**2.603**
Etileno	1.214	1.214
Propileno	864	864
Butadieno	185	185
Benceno	290	290
Metil terc-butil éter / Etil terc butil éter	50	50
Petroquímica derivada	**2.235**	**2.235**
Poliolefinas		
Polietileno [(1)]	793	793
Polipropileno	505	505
Productos intermedios		
Óxido de propileno, polioles, glicoles y estireno monómero	937	937

[(1)] Incluye los copolímeros de etileno vinilacetato (EVA) y etileno butilacrilato (EBA).

A lo largo de 2016, la actividad química de Repsol ha superado el buen resultado ya obtenido en 2015, en un año caracterizado por la buena situación del entorno internacional, tanto en lo referente a la demanda como a los márgenes. En el año se han consolidado importantes mejoras de eficiencia y se ha continuado con la implantación de nuevas iniciativas relacionadas con la mejora en margen por flexibilización en la alimentación de materias primas a crackers así como por la puesta en servicio de importantes inversiones en diferenciación destacando en mayo el comienzo de la producción de una nueva gama de polietileno metaloceno con tecnología Chevron Phillips. Esta nueva gama comercializada bajo la marca Repsol Resistex ofrece un gran valor a los productos finales, confirmando el enfoque de Repsol hacia la diferenciación de productos.

Adicionalmente, en septiembre, Repsol Química ha licenciado la tecnología de coproducción de óxido de propileno y estireno monómero a la empresa china Tianjin Bohua Chemical Development para la construcción de una planta en Tianjin con una capacidad de producción anual de 200.000 toneladas de óxido de propileno y de 450.000 toneladas de estireno monómero.

El volumen de ventas a terceros en 2016 ascendió a 2,9 millones de toneladas, frente a los 2,8 millones de toneladas de 2015, lo que supone un incremento del 2,5%. Este mayor volumen se ha conseguido gracias a la buena situación del mercado unido a una elevada fiabilidad operativa de las plantas en un año donde se han alcanzado valores record históricos de producción en varias unidades. Por su parte, el entorno de márgenes ha estado marcado por valores en máximos históricos y algo superiores a los valores experimentados en 2015.

Miles de toneladas	**2016**	**2015**	**Variación**
Ventas por productos			
Petroquímica básica	994	948	4,9%
Petroquímica derivada	1.898	1.874	1,3%
TOTAL	**2.892**	**2.822**	**2,5%**
Ventas por mercados			
Europa	2.428	2.396	1,3%
Resto del mundo	464	426	9,1%
TOTAL	**2.892**	**2.822**	**2,5%**

En cuanto a las inversiones, éstas se han destinado principalmente a la mejora y optimización de los activos, impulso de la eficiencia, reducción de costes, diferenciación y mejora de los estándares de calidad, seguridad y respeto medio ambiental.

Los principales desembolsos del ejercicio se han realizado en proyectos para la adaptación de la planta de Polietileno de Alta Densidad de Tarragona para producir grados metalocenos, así como otros proyectos que permitirán avanzar en flexibilización en alimentación de materias primas.

En reconocimiento a la importante mejora que ha experimentado el Negocio en los último años, Repsol ha sido galardonada con el premio al mejor productor de polietileno de alta densidad (PEAD) de Europa y con el premio global a la innovación en polímeros por una encuesta a clientes realizada por la asociación *European Plastics Converters* (EuPC). Asimismo, en septiembre, Repsol también ha sido reconocida como mejor compañía petroquímica del año por la prestigiosa revista Petroleum Economist.

5.2.4. MARKETING

Repsol comercializa su gama de productos mediante una extensa red de estaciones de servicio y distribuidores comerciales. Además, la actividad de marketing incluye otros canales de venta dando servicio diferenciado a sectores como aviación, marina, grandes industrias y consumidores finales, así como la comercialización de gran variedad de productos, como coque, lubricantes, asfaltos, azufre, aceites, parafinas y derivados.

La gestión del margen de comercialización y del riesgo de crédito permitió, tanto al canal de estaciones de servicio como al canal de ventas directas dirigidas al consumidor final, obtener resultados positivos.

A finales de 2016, Repsol contaba con 4.715 estaciones de servicio. En España, la red estaba compuesta por 3.501 puntos de venta, siendo el 29% de gestión propia. En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal, Italia y Perú.

Los puntos de venta (estaciones de servicio y unidades de suministro) del negocio de *Downstream* a 31 de diciembre de 2016 eran los siguientes:

País	Nº puntos de venta
España	3.501
Portugal	453
Perú	440
Italia	321
Total	**4.715**

En España, la ley 11/2013, de 26 de julio, introdujo una serie de medidas enfocadas a garantizar la estabilidad de precios de los carburantes e incrementar la competencia en el sector. Esta ley fue complementada por la Ley 8/2015 (véase el Anexo IV de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016 para más información). 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.

Creación de valor y orientación al cliente

La compañía mantiene su política de asociación con empresas líderes del mercado, como El Corte Inglés, Nespresso, Disney o Correos. Con El Corte Inglés se ha consolidado el desarrollo e implantación de las nuevas tiendas Supercor Stop & Go en las Estaciones de Servicio Repsol. Con Correos se ha firmado un acuerdo para el desarrollo del servicio de consigna de paquetería en nuestras Estaciones de Servicio Repsol. La alianza estratégica implica el acercamiento de Repsol a las nuevas tendencias tecnológicas ligadas al comercio electrónico.

En 2016 se han reforzado los proyectos clave iniciados en el año 2015 en los distintos segmentos, que han permitido potenciar el valor de marca y la calidad de producto mediante la innovación, la excelencia en las operaciones y un equipo humano comprometido.

Proyectos de innovación que han incorporado productos de muy alta calidad y eficiencia, como los carburantes Neotech o el gasóleo de calefacción Bienergy, han permitido a nuestros clientes obtener las máximas prestaciones de sus vehículos y calderas de nueva generación con el mínimo consumo.

La consolidación de programas como "Repsol Mas" y "Plan Cliente" han permitido mejorar nuestra relación con nuestros consumidores.

Repsol ha confirmado su posición como líder en Europa en producción y comercialización de coque verde combustible. Asimismo, ha continuado con su política de aportación de valor, diversificación y expansión internacional, siendo el 50% de las ventas en el mercado exterior y llegando a más de 20 países principalmente de Europa, norte de África y Asía.

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 operador más importante en toda España por número de aeropuertos y por volumen de actividad. En Francia se ha consolidado nuestra presencia, iniciada en el año 2015, con la adjudicación de varios contratos de suministro a bases operativas de las Fuerzas Aéreas de ese país.

El 19 de diciembre se ha inaugurado la nueva terminal logística de Sines para la recepción, almacenamiento y despacho de gasóleo. Con este proyecto, Repsol afianza su estrategia de desarrollo y consolidación en Portugal.

Confirmando la estrategia de crecimiento y consolidación, más del 50% de las ventas de Lubricantes, Asfaltos y Especialidades se realizan en el mercado internacional, operando en más de 90 países y con 73 distribuidores internacionales de lubricantes.

Fiel a su compromiso con la sociedad, Repsol mantuvo en 2016 su política para el empleo y la integración de personas con capacidades diferentes, colaborando con ONCE y Fundosa, 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.

5.2.5. GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO (GLP)

Repsol es una de las principales compañías de distribución minorista de GLP, siendo la primera en España manteniendo posiciones de liderazgo en Portugal.

Las ventas de GLP en 2016 ascendieron a 1.747 miles de toneladas. Las ventas totales en España disminuyeron un 3,1% respecto al ejercicio anterior, principalmente por el descenso de las ventas a la industria petroquímica y a pesar de que la demanda minorista ha experimentado un ligero incremento. En España, Repsol distribuye GLP envasado, granel, canalizado por redes de distribución colectiva y AutoGas, contando con más de 4 millones de clientes activos. Las ventas de envasado representaron más del 61,2% de las ventas minoristas de GLP en España y se realizaron a través de una red de 210 agencias.

Volumen de ventas de GLP por área geográfica (Miles de toneladas)	2016	2015
Europa	**1.261**	**1.285**
España	1.116	1.152
Portugal	145	133
Latinoamérica [(1)]	**486**	**975**
Perú	188	570
Ecuador	298	405
Total	**1.747**	**2.260**

Volumen de ventas de GLP por producto	2016	2015
Envasado	1.049	1.286
A granel, canalizado y otros [(2)]	698	974
Total	**1.747**	**2.260**

(1) Con la venta de los activos del negocio de GLP Perú y Ecuador en junio y octubre del ejercicio 2016, respectivamente, Repsol ha completado la desinversión de su negocio de GLP en Latinoamérica (véase el epígrafe Desinversiones del apartado 4.1).
(2) 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, con tara superior a 9kg. Para más información en relación al marco legal aplicable en España, véase el Anexo IV de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016.

El 30 de septiembre de 2015 el Consejo de Administración de Repsol aprobó la venta de parte del negocio de canalizado a Gas Natural Distribución y a Redexis Gas. Adicionalmente, en 2016 se ha vendido el negocio de gas canalizado en el norte de España y Extremadura al Grupo EDP y a Gas Extremadura y se ha firmado un acuerdo de venta con Madrileña Red de Gas para la venta del negocio de gas canalizado de la Comunidad de Madrid. Para más información sobre el impacto de estas operaciones en el resultado, véase el epígrafe Desinversiones del apartado 4.1.

En Portugal, Repsol distribuye GLP envasado, granel, canalizado y AutoGas al cliente final y suministra a otros operadores. En 2016 alcanzó unas ventas de 145 miles de toneladas, lo que convierte a la compañía en el tercer operador, con una cuota de mercado superior al 19%.

En Latinoamérica, Repsol acordó, el 20 de abril de 2016, con la operadora internacional sudamericana Abastible la venta del negocio de GLP de Perú y Ecuador. Estas operaciones de venta se cerraron el 1 de junio para el negocio de GLP de Perú y el 1 de octubre para el de GLP de Ecuador. Con el traspaso de estos activos, Repsol ha completado la desinversión de su negocio de GLP en Latinoamérica.

El AutoGas (GLP para automoción) es el carburante alternativo más utilizado en el mundo, con más de 26 millones de vehículos (más de 14 millones en Europa). Aunque en España su penetración todavía es limitada, el crecimiento de las ventas alcanzó el 6% en 2016, lo que confirma el aumento en la demanda de este combustible económico y que ayuda a preservar la calidad del aire en las ciudades.

Repsol, consciente del interés por este combustible alternativo, contaba a finales de 2016 con 745 puntos de suministro de AutoGas en España y Portugal, de las cuales 369 corresponden a Estaciones de Servicio en España.

5.2.6. GAS & POWER

Las actividades de *Gas & Power* comprenden el transporte, la comercialización, el trading, la regasificación de gas natural licuado, así como proyectos de energía renovable.

A 31 de diciembre de 2016, el Grupo dispone de activos de regasificación y transporte en sus negocios de comercialización en Norteamérica, entre los que se encuentra la planta de regasificación de Canaport y los gaseoductos de Canadá y EEUU. Las principales magnitudes operativas son:

Gas Natural en Norteamérica	**2016**	**2015**	**Variación**
GNL Regasificado (TBtu) en Canaport (100%)	16	23	(7)
Gas Comercializado en Norteamérica (TBtu)	414	299	115

El volumen comercializado en Norteamérica ha aumentado un 38%. Este crecimiento se fundamenta en el desarrollo de la actividad y búsqueda de oportunidades de trading de gas en la Costa Oeste y la mayor comercialización de gas proveniente del Upstream.

En el nordeste de EEUU, donde la oferta del gas natural suele estar restringida, escenarios de clima frío pueden causar picos significativos en los precios de referencia de la zona, como ocurre con la cotización del Algonquin (referencia para la zona de Boston). La actividad de la compañía en el nordeste se concentra en optimizar el margen obtenido por la comercialización de GNL aprovechando la flexibilidad que ofrece la planta de regasificación de Canaport de producir GNL regasificado y concentrar las ventas de gas en aquellos días con los precios más altos del invierno (picos).

Durante el ejercicio la ausencia de bajas temperaturas sostenidas en el tiempo y la caída del precio de productos substitutos al gas (ej: fuel y otros productos petrolíferos) afectaron negativamente a los precios máximos alcanzados durante el periodo invernal, reduciendo la capacidad de captura de margen comercial que tiene la planta, lo que explica el descenso en el volumen regasificado.

En 2016, se ha vendido el negocio eólico en Reino Unido al grupo chino SDIC Power. Para más información, véase el epígrafe Desinversiones del apartado 4.1.

5.3. CORPORACIÓN Y OTROS

Principales acontecimientos del período

- Durante el mes de marzo y tras su revisión, las Agencias de calificación crediticia, Standard & Poor's (S&P), Moody's y Fitch, **confirmaron y mantuvieron sus calificaciones crediticias** de la deuda a largo plazo de Repsol en BBB-, Baa2 y BBB respectivamente.
- El 21 de septiembre Repsol, S.A. y Criteria Caixa, S.A.U. han vendido el 20% **de Gas Natural SDG, S.A**. a GIP III Canary 1 S.À.R.L, por un importe total de 3.803 millones de euros. Repsol ha vendido 100.068.934 acciones, representativas de un 10% del capital social de Gas Natural SDG, S.A., por un importe de 1.901 millones de euros, generando una plusvalía antes de impuestos de 233 millones de euros.
- Durante el período, Repsol ha realizado **tres emisiones de bonos** (una primera de 100 millones de euros con cupón fijo anual de 5,375% con vencimiento en enero de 2031, otra segunda de 600 millones de euros con cupón variable trimestral de Euribor 3 meses más 0,70% con vencimiento 6 de Julio de 2018 y una tercera de 100 millones de euros con cupón fijo anual de 0,125% con vencimiento 15 de Julio de 2019) **a través de colocaciones privadas**.

  Asimismo, Repsol ha realizado la **amortización de deuda emitida por ROGCI** por importe de aproximadamente 631 millones de dólares, reduciendo así sus costes financieros.

  Para más información sobre las principales operaciones financieras del período, véase el apartado 4.2.
- Durante el período y en el marco del Plan Estratégico 2016-2020 se ha seguido avanzando en los retos y oportunidades tras la integración de ROGCI y los desafíos presentados en el sector, a través de un **proceso de redimensionamiento organizativo, con la reducción de 871 posiciones en España**, además de importantes ajustes en EEUU y Canadá. El equipo directivo se ha visto afectado por estos cambios, siendo el número total de directivos a 31 de diciembre de 2016 de 278 directivos**.**
- Durante el periodo se ha avanzado en la consecución del **programa de transformación** con el fin de aunar los esfuerzos encaminados al logro de los objetivos del Plan Estratégico e imprimir mayor ambición a los cambios requeridos, para que sean sostenibles en el tiempo gracias a una evolución de la cultura de la compañía y de su modelo de gestión. A tal efecto se han desplegado varios proyectos de eficiencia y transformación en las distintas líneas de negocio de E&P y del *Downstream*, así como en la Corporación.

NEGOCIOS EMERGENTES

Corporación y otros incluye las actividades de Negocios Emergentes. Repsol impulsa y gestiona nuevas iniciativas en áreas emergentes que puedan generar oportunidades de negocio y que permitan desarrollar la estrategia de la compañía, más allá de sus negocios tradicionales. Para ello dispone de tres herramientas:

- Corporate Venture Capital: su objetivo es captar y capitalizar la innovación externa mediante inversiones en *start-ups* con gran potencial de desarrollo, en áreas tradicionales o emergentes de la Compañía. Estas participaciones se realizan a través de Repsol Energy Ventures, S.A., filial al 100% del Grupo Repsol.
- Generación de Negocios Emergentes: su objetivo es la generación de negocios sostenibles a largo plazo que, a futuro, permitan su integración con otras áreas/negocios de Repsol, contribuyendo con la visión y estrategia global de la compañía.
- Valorización de Tecnología: su objetivo es comercializar la propiedad intelectual generada en la Compañía, desarrollada internamente o adquirida, que sea susceptible de ser valorizada externamente sin que dicha externalización implique pérdida de *know how* y/o de ventaja competitiva para Repsol.

Entre los proyectos gestionados por esta área, se encuentra HEADS. Se trata de un sistema para la detección temprana de hidrocarburos en lámina de agua, desarrollado conjuntamente con Indra. Se prevé su instalación en las refinerías Repsol con terminal marítimo y su comercialización con terceros, encontrándose actualmente instalada en las refinerías de Tarragona y Pampilla, así como en la plataforma

Casablanca. En diciembre de 2016 se ha firmado un contrato de licenciamiento a Indra para que realice la explotación comercial del sistema HEADS en exclusiva, en ámbito mundial.

En 2016 se constituyó el OGCI Climate Investments (OCGI-CI) como vehículo para canalizar la inversión comprometida por los socios (1.000 millones de dólares en diez años) para desarrollar y acelerar el despliegue comercial de tecnologías innovadoras de bajas emisiones de gases de efecto invernadero. A través del área de negocios emergentes se canalizará la inversión en este vehículo.

En 2016, el comportamiento de las sociedades participadas que componen el portafolio gestionado por Negocios Emergentes ha sido muy positivo, en concreto:

- Principle Power Inc., en cuyo capital tenemos una participación del 24,79%, es la primera empresa en el mundo que ha sido capaz de diseñar, instalar y operar una estructura flotante semi-sumergible para la generación eólica *offshore*. El primer prototipo a escala real, WindFloat, equipado con una turbina Vestas de 2MW, ha producido más de 17 GWh desde su puesta en marcha a finales de 2011 hasta su desmantelamiento en julio 2016.
- Graphenea, en cuyo capital participamos con un 5,2% desde 2013, dentro del marco del programa INNVIERTE[1], es uno de los principales productores de grafeno de Europa. Es socio del Graphene Flagship, el mayor programa de investigación puesto en marcha por la Unión Europea. En el 2016 Graphenea ha superado, por segundo año consecutivo, el millón de euros de facturación.

  Graphenea ha obtenido una subvención de la Comisión Europea dentro del programa H2020 – SME Instrument para financiar la planta pre-comercial de óxido de grafeno que se ha construido durante el 2016 y que permitirá aumentar la capacidad productiva.
- IBIL, sociedad, participada al 50%, por medio de la que Repsol sigue desarrollando la actividad relacionada con el suministro de energía para la movilidad eléctrica, cuenta con 859 puntos de recarga operativos, tanto en el ámbito público como en el privado y continúa consolidando la red de infraestructura de carga rápida en estaciones de servicio del Grupo Repsol. Gracias al programa de movilidad eléctrica de IBIL, en el marco de los Proyectos CLIMA del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, Repsol consiguió acreditar por cuarto año consecutivo la reducción de emisiones de CO_2. El proyecto CLIMA de Coche Eléctrico de Repsol ya ha conseguido reducir 518 toneladas de emisiones de CO_2.
- Scutum Logistic, S.L., sociedad en la que adquirimos un porcentaje del 15,4% de su capital en 2014, en el marco del programa INNVIERTE, se dedica al diseño, producción y venta de plataformas eléctricas y sistemas de extracción de baterías para motos eléctricas. Tanto el sistema de “battery pack extraíble”, patentado a nivel europeo, como el diseño industrial de la plataforma eléctrica, adaptable a las necesidades del cliente, son sus principales ventajas competitivas.

  En el 2016 la cifra de negocio de Scutum alcanzó 468 unidades de motos eléctricas. El 67% de las ventas se han producido en España, donde sigue liderando el sector, con un 38% de cuota de mercado, y donde ha firmado importantes contratos con grandes clientes corporativos. Scutum ha continuado su internacionalización, con la firma de tres contratos de distribución en BENELUX, Suiza y Reino Unido que suponen ya el 33% de las ventas realizadas en el año.

  El proyecto de Scutum ha recibido el premio a la innovación tecnológica en la XII edición de los premios Pyme concedidos por el diario económico Expansión y por la Feria de Madrid (Ifema) en el año 2016.
- Rocsole, empresa finlandesa, de la que adquirimos un 15,62% del capital en enero de 2016, propone una tecnología basada en tomografía ECT (Electrical Capacitancy Tomography) que permite visualizar el flujo de fluidos multifásicos (agua, crudo, aire) por el interior de la tubería y predecir su ensuciamiento, optimizando los costes de mantenimiento y evitando paradas no programadas.

[1] El programa INNVIERTE forma parte de la Estrategia Española de Ciencia y Tecnología y de Innovación 2013-2020, aprobada por Acuerdo del Consejo de Ministros, el 1 de febrero de 2013.

6. OTRAS FORMAS DE CREAR VALOR

Repsol es consciente de que las actividades y operaciones que realiza contribuyen, de manera sostenible, al desarrollo socio-económico y a la generación de riqueza en los entornos donde opera.

Repsol genera valor en diferentes ámbitos: creando empleo y formando a sus empleados, impulsando actuaciones seguras y responsables con el medio ambiente, contribuyendo con el pago de impuestos, apoyando la investigación, desarrollo e innovación, invirtiendo en nuevos negocios e iniciativas.

Adicionalmente, Repsol, a partir de su estrategia y sus políticas, asume de manera pública y voluntaria su compromiso de desarrollar sus actividades para ser una compañía sostenible y competitiva. Esto pasa por ser una empresa cada vez más responsable con sus empleados, con el medio ambiente, con los derechos humanos y con el desarrollo de los entornos en los que opera.

6.1. PERSONAS [1]

Una de nuestras principales ventajas competitivas reside en las personas que trabajan en la compañía, con las que mantenemos una relación fundamentada en el respeto y la confianza mutuos, algo que consideramos intrínseco a nuestra compañía y fundamental de cara a obtener un rendimiento y unos resultados excelentes.

La gestión de personas está siendo por tanto uno de los elementos críticos para conseguir la integración y transformación de la Compañía.

Para asegurar los objetivos de creación de valor y resiliencia, se está abordando una revisión de nuestros procesos y formas de trabajar para reforzar la flexibilidad, de modo que Repsol sea una compañía mejor preparada para afrontar los retos futuros: más eficiente, ágil e innovadora, orientada al desempeño y al desarrollo del talento, integrada e inclusiva, que sea un reflejo de la sociedad en la que estamos inmersos y un referente de excelencia en el gobierno corporativo.

Durante 2016 hemos actuado sobre dos grandes pilares: la organización y el modelo de gestión. En relación al primero de ellos, Repsol está avanzando en la implantación de un modelo organizativo integrado, más simple y eficiente, que refuerza la colaboración entre áreas y optimiza el gobierno y el control.

En cuanto al segundo, se están alineando todos los modelos de gestión de personas para conseguir una gestión global del talento, fomentando un estilo de liderazgo basado en la consecución de resultados a través de la cooperación, con líderes que sean ejemplo de los valores y comportamientos deseados. Se ha reforzado la meritocracia como vía para reconocer la contribución y garantizar oportunidades de desarrollo profesional a aquellos individuos más comprometidos, con mejor desempeño y potencial, y con un enfoque orientado a resultados.

Con el fin de evaluar la evolución cultural de la compañía, se utiliza un observatorio de la opinión en el que participa una muestra representativa de empleados de las diferentes áreas, países y categorías profesionales. Los resultados nos permiten agilizar la toma de decisiones y reenfocar acciones en caso necesario.

PLANTILLA

El 31 de diciembre de 2016 la plantilla de Repsol era de 24.532 empleados, lo que representa una disminución de 2.634 personas respecto a 2015. Esta reducción se ha producido, por un lado gracias a un

[1] Todos los datos incluidos en este capítulo, salvo aquellos apartados en los que se especifica lo contrario, se refieren a la Plantilla Gestionada que incluye a las personas que forman parte de las sociedades en las que Repsol establece las políticas y directrices en materia de gestión de personas. Las magnitudes de plantilla consideran todo tipo de contratos (fijos, temporales, jubilados parciales, etc) y se calculan en base al % de ocupación de cada empleado.

proceso de eficiencia organizativa y, por otro, de forma inorgánica por la venta de negocios no estratégicos. Ambas medidas estaban contempladas en el Plan Estratégico 2016-2020.

El proceso de eficiencia organizativa se está llevando a cabo en los distintos países en los que operamos de forma escalonada y teniendo en cuenta las necesidades organizativas específicas de los negocios y países. Para su implementación se han aplicado criterios de desvinculación acordes con la legislación de cada país, y se ha contado con la participación de las organizaciones sindicales, con las que se han alcanzado importantes acuerdos. En todos los países las desvinculaciones se han producido aplicando a los empleados condiciones acordes con las mejores prácticas del mercado.

En España, el proceso se está llevando a cabo a través de la figura del despido colectivo. Los periodos de consultas a los representantes de los trabajadores finalizaron con acuerdo en las nueve sociedades afectadas. Las desvinculaciones se iniciaron en el mes de agosto y se extenderán hasta el 31 de diciembre de 2018. El número de extinciones previsto es de 1.047, de las cuales 838 corresponden a adhesiones voluntarias. Este nivel de adhesiones ha permitido no tener que realizar designaciones obligatorias en ninguna sociedad, con la única excepción de Repsol Butano S.A., en la que como consecuencia de su plan industrial se produjo el cierre de varias factorías.

PLANTILLA	2016	2015
Plantilla total a 31 de diciembre	26.877	29.494
Plantilla gestionada	24.532	27.166
Plantilla no gestionada	2.345	2.328
Plantilla gestionada media acumulada	26.444	27.887
Nº Nuevos empleados del ejercicio [1]	2.445	6.159

[1] Se consideran únicamente como nuevas incorporaciones las de carácter fijo y eventual sin relación laboral anterior con la compañía. Un 43% de los nuevos empleados de 2016 y un 62% de 2015 corresponden a contratos de carácter fijo. El dato 2016 responde principalmente a nuevas contrataciones en Perú.

PLANTILLA TOTAL GESTIONADA	2016	2015
POR ÁREA GEOGRÁFICA		
Europa	17.833	18.774
Latinoamérica	3.803	4.893
Norteamérica	1.589	2.013
Asia	1.095	1.249
África	148	160
Oceanía	64	77
POR NEGOCIO		
Corporación	2.402	2.945
Downstream	17.611	18.862
Upstream	4.519	5.359

El proceso de eficiencia organizativa ha incrementado de forma significativa el porcentaje de mujeres en todos los colectivos y negocios, alcanzándose en 2016 ratios previstos para 2018.

INDICADORES DE GÉNERO [1]	2016	2015
% mujeres	35,7	33,4
% mujeres en puestos de liderazgo mundial [2]	26,7	23,9
% mujeres en puestos de liderazgo en España [2]	32,0	28,6
% mujeres en puestos de responsabilidad mundial [3]	34,7	33,1
% mujeres en puestos de responsabilidad en España [3]	37,7	35,0

[1] Indicadores calculados sobre número de personas (no en base a su % de ocupación).
[2] Incluye las categorías de Directivos y Jefes Técnicos excluidos de convenio.
[3] Incluye las categorías de Directivos, Jefes Técnicos y Gestores excluidos de convenio.

PLANTILLA POR CATEGORÍA	Edad	2016			2015		
		Mujeres	Hombres	% Mujeres	Mujeres	Hombres	% Mujeres
Directivos	**30-50**	27	94	22%	27	112	19%
	>50	20	137	13%	22	164	12%
Jefes técnicos	**<30**	1	5	17%	2	1	67%
	30-50	471	987	32%	494	1.118	31%
	>50	172	686	20%	177	903	16%
Técnicos	**<30**	826	720	53%	941	1.065	47%
	30-50	3.218	5.008	39%	3.306	5.733	37%
	>50	437	1.796	20%	491	2.106	19%
Administrativos	**<30**	39	28	58%	68	59	54%
	30-50	553	254	69%	588	271	68%
	>50	187	80	70%	258	161	62%
Operarios y subalternos	**<30**	334	602	36%	345	663	34%
	30-50	1.996	4.035	33%	1.949	4.174	32%
	>50	340	1.480	19%	307	1.661	16%
TOTAL		8.620	15.912	35%	8.976	18.190	33%

La compañía tiene empleados en 37 países y cuenta con más de 1.800 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.

La siguiente tabla refleja los países que reúnen mayor número de nacionalidades entre los empleados (excluida la del propio país):

PAÍS DE DESTINO	2016	2015		2016	2015		2016	2015
España	60	65	Malasia	11	12	Trinidad y Tobago	7	12
EEUU	22	23	Vietnam	11	8	Venezuela	6	10
Canadá	21	20	Noruega	10	12	Bolivia	5	5
Argelia	17	16	Rusia	8	11	Países Bajos	5	3
Portugal	15	15	Singapur	8	7	Colombia	4	5
Australia	13	11	Indonesia	7	7	Ecuador	4	7
Brasil	13	16	Perú	7	9	Angola	3	7

PROPUESTA DE VALOR

Nuestro objetivo es armonizar de forma sostenible la necesidad de capacidades en el corto, medio y largo plazo de la compañía con las oportunidades de desarrollo de las personas.

Consideramos que la gestión de nuestro talento interno es clave para alcanzar los objetivos de compañía en el corto plazo y para asegurarnos de que la compañía dispondrá de los perfiles necesarios para la consecución de su estrategia. Contar con profesionales dedicados y comprometidos genera un impacto positivo en los resultados de la compañía.

Repsol ofrece una Propuesta de Valor del Empleado (PVE) distintiva que, acorde con nuestra cultura y valores, define el valor que aporta trabajar en Repsol y las razones por las que los empleados quieren trabajar y comprometerse con la organización. La Propuesta de Valor del Empleado (PVE) incluye todos los aspectos por los que la compañía resulta atractiva, como las posibilidades de progresión profesional, la compensación de acuerdo a la meritocracia, la igualdad de oportunidades, el fomento de la conciliación, etc. Durante 2016 hemos evolucionado nuestra Propuesta de Valor del Empleado (PVE) y nuestros procesos de gestión de personas a fin de atraer, retener, comprometer y reconocer a nuestros empleados.

RETENCIÓN DEL TALENTO	2016	2015
Tasa de rotación total [1]	13%	7%
Tasa de rotación voluntaria [2]	4%	3%
Tasa de rotación total de directivos [3]	22%	8%

[1] Se corresponde con el número de bajas totales de empleados fijos, entre nº total de empleados al cierre del ejercicio.
[2] Se corresponde con el número de bajas voluntarias de empleados fijos entre nº total de empleados 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.

El incremento en las tasas de rotación total se debe al proceso de desvinculación de personas, manteniéndose la tasa de rotación voluntaria estable en los mismos niveles que los últimos años, en valores inferiores a la media en prácticamente todos los entornos geográficos.

Seguimos apostando por la incorporación de talento joven, adaptando al contexto actual nuestros programas Master y recibiendo a alumnos universitarios y de formación profesional en prácticas.

INCORPORACIÓN DE TALENTO JOVEN [1]	2016	2015 [2]
Nuevos Profesionales que han finalizado el programa	106	142
Acuerdos de Prácticas universitarias para reforzar la Formación	423	455
Prácticas de Formación Profesional de Grado Medio y Superior [3]	109	150

[1] Indicadores calculados sobre número de personas (no en base a su % de ocupación).
[2] Los datos 2015 reflejados en la tabla corresponden a las sociedades gestionadas del Grupo Repsol sin incluir las compañías de ROGCI.
[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. En 2016 continúa el compromiso que Repsol ha adquirido con el programa FP Dual.

COMPENSACIÓN Y EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO

La compañía tiene el compromiso con sus empleados de proporcionarles esquemas de compensación total que garanticen la competitividad externa y la equidad interna, basados en la meritocracia, y que valoren el desempeño individual, la cooperación y el trabajo en equipo.

Repsol ha evolucionado en 2016 su modelo de compensación total, que incluye retribución fija, beneficios, retribución variable anual y retribución variable plurianual.

COMPENSACIÓN	2016	2015
Gastos de personal medio por empleado (miles de euros) [1]	76,0	80,2

[1] Corresponde a gastos de personal (incluidas cargas sociales y otros conceptos excepto indemnizaciones, remuneraciones a consejeros y gastos de viaje) entre la plantilla media acumulada gestionada.

Para las personas excluidas de convenio hemos implantado un modelo único de retribución variable anual focalizado en la meritocracia. Este modelo unifica criterios, homogeneiza metodologías, integra mejoras prácticas, y evalúa separadamente el Cómo (comportamientos) del Qué (resultados) en la consecución de los objetivos individuales.

Por otro lado, se ha diseñado un nuevo marco de compensación para el colectivo de asignación internacional que unifica los existentes anteriormente. Está alineado con las prácticas de mercado y del sector, y permite segmentar por criterios de duración o propósito.

En 2016 el gasto total de beneficios sociales para los empleados de la plantilla gestionada fue de 122,5 millones de euros, frente a los 129,1 millones de euros de 2015.

Se puede encontrar más información en relación a los planes de pensiones, programas de retribución variable plurianual y a los planes de retribución a los empleados basados en acciones, en la Nota 28 de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016. En relación a la retribución de los miembros del Consejo de Administración y del personal directivo, se puede encontrar más información en la Nota 27 de las cuentas anuales consolidadas y en el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

DESARROLLO PROFESIONAL

Es compromiso de Repsol disponer de un modelo de desarrollo atractivo, que ofrece oportunidades a todos los empleados en base a la meritocracia. El desarrollo se orienta a la adquisición y/o mejora de habilidades y conocimientos, para que las personas puedan afrontar mayores retos y funciones de mayor complejidad y responsabilidad asociados a la evolución de la Compañía.

Durante 2016 ha tenido mucha relevancia el diseño de un nuevo modelo de progresión profesional que está alineado con el nuevo modelo de liderazgo de Repsol. Tiene como objetivo proporcionar líderes con capacidad de anticipación al cambio, inspiradores, que asuman desafíos y que potencien al máximo la contribución de sus equipos hacia la consecución de resultados excelentes.

El nuevo modelo de progresión profesional ofrece oportunidades a través de la movilidad, la formación y la promoción.

En 2016 tanto la movilidad como la formación han sido fundamentales en la labor de acompañamiento a la importante reducción de plantilla a nivel global, y a los cambios organizativos. Ambas favorecen la adquisición de experiencias y conocimientos en nuevos entornos y funciones diferentes y/o de mayor complejidad, además de contribuir al crecimiento y sostenibilidad de la compañía. El reto ha sido identificar en la organización los mejores perfiles para cada posición.

MOVILIDAD	**2016**	**2015** [(1)]
Número de Movilidades	2.878	2.989
% de Mujeres (sobre Nº Movilidades)	39	37

[(1)] Los datos 2015 reflejados en la tabla corresponden a las sociedades gestionadas del Grupo Repsol sin incluir las sociedades de ROGCI.

Ponemos a disposición de los empleados una oferta de formación actualizada y completa para mejorar su capacitación, en sus distintas funciones y niveles de responsabilidad, a lo largo de su trayectoria profesional. Con el objetivo de seguir fortaleciendo la cultura internacional de la Compañía continuamos potenciando la formación en idiomas y la formación on-line que permite acceder a las actividades de formación a un mayor número de empleados.

FORMACIÓN	2016	2015 [1]
Inversión total en formación (Millones de €)	12	18
Inversión por empleado (€)	490	741
Horas totales Formación/año	998.045	1.074.858
Promedio de horas/año por empleado	41	45
Índice de dedicación [2]	2,25%	2,64%
% Empleados recibieron formación	86,2%	96,4%
Nº Personas recibieron formación	20.927	23.185
Nº de acciones de formación	12.399	12.207

Tipo de formación

[1] Los datos 2015 reflejados en la tabla corresponden a las sociedades gestionadas del Grupo Repsol sin incluir las compañías de ROGCI.
[2] Corresponde al % de la jornada laboral dedicada a formación. Se calcula sobre la plantilla media acumulada de la compañía.

La promoción es otro de los mecanismos de reconocimiento que puede acompañar a la progresión profesional.

PROMOCIONES	2016	2015 [1]
Nº de personas	1.349	1.619
% Mujeres	37%	39%

[1] Los datos 2015 reflejados en la tabla corresponden a las sociedades gestionadas del Grupo Repsol sin incluir las compañías de ROGCI

CONCILIACIÓN, INCLUSIÓN E IGUALDAD

Repsol es una empresa reconocida por impulsar nuevas formas de trabajar, garantizando la igualdad de oportunidades y promoviendo y facilitando el equilibrio entre la vida personal y profesional.

En relación con la conciliación, estamos evolucionando progresivamente hacia una cultura de contribución y aportación de valor. Los trabajadores de Repsol pueden desempeñar su trabajo con flexibilidad de forma que pueden adaptar la jornada de trabajo a sus necesidades personales, siempre que su actividad laboral lo permita y, de acuerdo a los usos, costumbres y restricciones que se establezcan en cada país o área geográfica.

El programa de teletrabajo es uno de los que cuentan con mayor aceptación y valoración por parte de los empleados.

INDICADORES DE TELETRABAJO	2016	2015 [1]
Nº Personas con Teletrabajo Mundial	1.811	1.716
Nº Personas con Teletrabajo en España	1.709	1.620
Nº Personas con Teletrabajo en resto del mundo	102	96

[1] Los datos de 2015 reflejados en la tabla corresponden a las sociedades gestionadas del Grupo Repsol sin incluir las sociedades de ROGCI.

En 2016, Repsol ha firmado el Pacto Nacional por el Teletrabajo, impulsado por el Gobierno peruano.

Por otro lado, Repsol cuenta con un plan de integración de personas con discapacidad que abarca todas las áreas de la organización. A 31 de diciembre de 2016 contamos con 586 trabajadores con discapacidad, que representan un 2,4% de la plantilla.

En España, en 2016, hemos superado la legislación aplicable al respecto según la LGD (Ley general de derechos de las personas con discapacidad y de su inclusión social) con un porcentaje del 2,7%, siendo 499 empleados por contratación directa, y otras 37 personas equivalentes por medidas alternativas.

INTEGRACIÓN	2016	2015 [1]
Nº de empleados con discapacidad en España	499	546
Nº de empleados con discapacidad en resto del mundo	87	117
Nº de empleados total con discapacidad	**586**	**663**

[1] Los datos de 2015 reflejados en la tabla corresponden a las sociedades gestionadas del Grupo Repsol sin incluir las sociedades de ROGCI.

Colaboramos de forma activa con diversas redes internacionales como la ILO, o la Red Iberoamericana de empresas inclusivas, que nos han permitido exportar nuestro modelo y ponerlo a disposición de las sociedades europeas y Latinoamérica y de aquellas empresas que quieran apostar por la inclusión de este colectivo. Especialmente relevante en 2016 ha sido la difusión interna y externa del II Libro Blanco de Capacidades Diferentes, titulado el Libro Blanco Talento Diverso, la II Guía Superando Barreras y la II Guía de Estaciones de Servicio Accesibles.

En España, Repsol, S.A es una de las compañías reconocidas con el Distintivo de Igualdad en la Empresa, promovido por el Ministerio de Sanidad, Servicios Sociales e Igualdad del Gobierno de España. En 2014 la Compañía firmó un acuerdo de colaboración con el Ministerio para reforzar el compromiso de fomentar la participación equilibrada de mujeres y hombres en los puestos de alta responsabilidad, incluidos los Comités de Dirección hasta el 37% en 2017. En 2016 se ha superado ese compromiso con el 38% (ver tabla de Indicadores de género en el apartado de Plantilla).

RELACIONES LABORALES

RELACIONES LABORALES	2016	2015
Tasa de absentismo [1]	3,56%	3,72%

[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.

En el ámbito nacional, durante 2016 se han llevado a cabo varios procesos de negociación colectiva con los representantes de los trabajadores alcanzado acuerdos como la firma del X Convenio Colectivo de Repsol Comercial, de los Convenios Colectivos XXV y XXVI de Repsol Butano, del Convenio Colectivo de RIPSA, del Convenio Colectivo de RTSA, del XI Convenio Colectivo de Repsol Petróleo, del XIII Convenio Colectivo de Repsol Química, de los Convenios Colectivos V y VI de Repsol S.A., y del Convenio Colectivo de Repsol Exploración. Asimismo, se han firmado el V Pacto de Repsol Directo y el VII Acuerdo Complementario de Repsol Lubricantes y Especialidades.

Adicionalmente, como medida de reajuste de plantilla, se acordó implementar un Procedimiento de Despido Colectivo en nueve sociedades del Grupo: Repsol, S.A., Repsol Exploración, Repsol Butano, Repsol Comercial, Repsol Química, Repsol Lubricantes y Especialidades, RIPSA, Repsol Petróleo y CAMPSARED.

En el ámbito internacional se han firmado acuerdos en Brasil, Perú y Portugal.

El Comité de Empresa Europeo se reunió el día 22 de noviembre de 2016.

6.2. SEGURIDAD Y MEDIOAMBIENTE [1]

Entre las principales líneas de acción en materia de Seguridad y Medio Ambiente (SMA) de la Compañía, destacan:

- Eficacia en la gestión de riesgos de seguridad y medioambiente
- Mejora de la eficiencia operativa
- Fomento de una cultura de seguridad y medio ambiente global

Los objetivos de seguridad y medio ambiente forman parte de los objetivos de los empleados de Repsol que disponen de retribución variable ligada a la consecución de objetivos y constituyen entre el 10 y el 20 por ciento de los objetivos.

La incorporación de criterios ambientales y de seguridad en su actividad se articula a través del sistema de gestión de seguridad y medio ambiente, basado en un conjunto de normas, procedimientos, guías técnicas, herramientas e indicadores de aplicación en todas las actividades e instalaciones de la Compañía.

EFICACIA EN LA GESTIÓN DE RIESGOS DE SEGURIDAD Y MEDIOAMBIENTE

Para garantizar la seguridad en las instalaciones de Repsol y la protección de las personas implicadas, es fundamental una correcta identificación, evaluación y gestión de los riesgos asociados a los procesos y activos industriales.

Se realizan análisis de riegos a lo largo de todo el ciclo de vida de los activos, aplicando los mejores estándares internacionales en el diseño y empleando estrictos procedimientos durante la operación y el mantenimiento, todo ello encaminado a prevenir incidentes relacionados con los procesos industriales involucrados.

Repsol quiere alcanzar la meta de cero accidentes en 2020. Para ello, ha establecido objetivos anuales para reducir tanto la accidentabilidad de proceso como la accidentabilidad personal en la compañía, fomentando para ello la necesaria implicación de todas las personas que participan en sus actividades. Sea cual sea su puesto o ubicación geográfica, todos los empleados de Repsol son responsables de su seguridad, así como de contribuir a la del conjunto de las personas que les rodean.

La **seguridad de procesos** permite a Repsol dar respuesta a los principales retos de la compañía en materia de seguridad. Facilita la gestión de cada riesgo, abarcando incluso aquellos que, a pesar de tener muy bajas probabilidades de materializarse, pueden llegar a ser de consecuencias significativas para las personas, el medio ambiente, las instalaciones o la reputación de la compañía.

Repsol sigue su desempeño acorde a las definiciones establecidas por IOGP[2], API[3] y CCPS[4], referencias internacionales en esta materia. En este sentido, la compañía destaca que la accidentabilidad de proceso se ha reducido en un 36% en 2016 respecto a los valores del año anterior, mejorando además el objetivo anual establecido.

---

1 Las magnitudes e indicadores de este apartado se han calculado de acuerdo a las normas corporativas que establecen los criterios y la metodología común a aplicar en materia de SMA. Con carácter general, la información ambiental y de seguridad incluye el 100% de los datos de las empresas donde tenemos participación mayoritaria o control de la operación. En particular, en materia de seguridad, se incluyen los datos de los contratistas que prestan servicio bajo un contrato directo.

2 *The International Association of Oil & Gas Producers*

3 *American Petroleum Institute*

4 *Center for Chemical Process Safety*

INDICADORES DE SEGURIDAD DE PROCESOS [1]	2016	2015
PSIR [2] TIER 1 + TIER 2	0,65	1,01 [3]

(1) Un accidente de seguridad de procesos es un accidente en el que existe una pérdida de contención primaria para el cual deben darse los siguientes criterios de manera simultánea:
- Existe un proceso o un producto químico involucrados.
- Se produce dentro de una ubicación determinada, es decir, el incidente ocurre en una instalación de producción, distribución, almacenamiento, servicios auxiliares (utilities) o plantas piloto relacionadas con el proceso o producto químico involucrados. Esto incluye parques de tanques, áreas auxiliares de soporte (ej. calderas, plantas de tratamiento de aguas), y redes de distribución de tuberías bajo el control de la instalación. También cumplirán con el criterio de ubicación las operaciones de perforación.
- Da lugar a una liberación de materia no planificada o no controlada, incluyendo materias no tóxicas y no inflamables (por ejemplo; vapor, agua caliente, nitrógeno, CO2 comprimido o aire comprimido), con unos determinados niveles de consecuencias.
En función de los umbrales definidos se clasificará el accidente de seguridad de procesos como Tier 1 o Tier 2.

(2) PSIR: *Process safety incident rate*

(3) Los datos de PSIR han sido recalculados incluyendo únicamente las horas trabajadas en actividades expuestas a eventos de seguridad de procesos

Adicionalmente, Repsol continúa trabajando en reducir la **accidentabilidad personal**.

INDICADORES DE SEGURIDAD LABORAL [1]	2016	2015
Índice de Frecuencia (IF) de accidentes con baja integrado [2]	0,69	0,92
Índice de Frecuencia de accidentes con baja del Personal propio	0,73	1,12
Índice de Frecuencia de accidentes con baja del Personal contratista	0,66	0,79
Índice de Frecuencia de accidentes total integrado (IFT) [3]	1,46	2,25
Número de fatalidades personal propio	-	-
Número de fatalidades personal contratista	2	2

(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.

(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.

(3) Índice de frecuencia total: número de accidentes computables sin pérdida de días, con pérdida de días y de muertes acumuladas en el año, por cada millón de horas trabajadas.

En 2016 Repsol lamenta dos fatalidades entre sus contratistas. La primera de ellas se produjo debido al golpe recibido tras la caída de un árbol en el proyecto de sísmica 3D Sakakemang en Indonesia. La segunda fue causada por la asfixia del trabajador al inhalar propano, durante una inspección periódica y voluntaria de una instalación de GLP de un cliente en Madrid (España). Tras cada accidente se realizó una investigación exhaustiva para analizar las causas que lo provocaron y se establecieron las medidas necesarias y, en su caso, acciones de formación y concienciación de los trabajadores para evitar que este tipo de accidentes vuelvan a ocurrir.

Por otro lado, como se observa en la tabla anterior, el IF ha disminuido en un 25% en relación con el año anterior. Desde el año 2014 se establecen, además, objetivos de IFT, indicador que amplía el alcance a otros accidentes incluyendo tanto los accidentes con pérdida de días como los sin pérdida de días. El IFT es un indicador más apropiado en la actualidad para la evaluación de objetivos de accidentabilidad. En 2016 este índice se ha reducido un 35% con respecto al año anterior.

Repsol ha estado trabajando durante 2016 en su Plan de seguridad anticipativa llamado *SMArtKeys*. Este plan se articula en tres ejes, Personas, Procesos y Plantas y se ha diseñado para prevenir accidentes industriales. Es de aplicación en los negocios susceptibles de tener este tipo de accidentes, es decir, en Exploración y Producción, Refino, Química, y GLP.

Por otro lado, Repsol trabaja en distintas líneas de acción para la prevención y respuesta ante **accidentes ambientales**, entre las que destacan los mecanismos de prevención y detección temprana de derrames y la gestión de riesgos de accidentes mayores en la construcción de pozos.

DERRAMES	2016	2015
Número de derrames > 1 barril que han alcanzado el medio	11	21
Hidrocarburo derramado que ha alcanzado el medio (toneladas) (1)	40	23

(1) Dato correspondiente a derrames de hidrocarburo mayores de un barril

En 2016, Repsol ha tenido un derrame relevante[1] de fuel en marketing Perú en el transporte por carretera de una cisterna.

Cuando tiene lugar un derrame, la compañía activa mecanismos de respuesta ante emergencias, y posteriormente establece nuevas acciones preventivas para evitar que vuelvan a ocurrir.

MEJORA DE LA EFICIENCIA OPERATIVA

Repsol busca continuamente la minimización de los impactos ambientales generados por el desarrollo de su actividad impulsando una estrategia baja en emisiones, optimizando la gestión del agua, considerando la biodiversidad como un elemento clave y mejorando la gestión de los residuos.

Reducción de la intensidad energética y de carbono en nuestra cadena de valor

Repsol comparte la preocupación de la sociedad con respecto al efecto que la actividad humana está teniendo sobre el clima y reconoce la tendencia actual de emisiones de gases de efecto invernadero superior a lo requerido para limitar el incremento de la temperatura media global a no más de 2ºC por encima de los niveles de la era preindustrial. Por ello, Repsol trabaja para que la compañía sea parte de la solución del problema climático.

El compromiso de Repsol se articula mediante su estrategia de carbono y el establecimiento de un objetivo de reducción de emisiones de CO_2 equivalente a 1,9 millones de toneladas para el periodo 2014-2020. Durante 2016 Repsol ha demostrado su compromiso con la mejora continua y ha impulsado acciones que han reducido 312[2] kilotoneladas de CO_2 equivalente, lo que supone que desde 2014 se ha alcanzado una reducción de casi el 65% del objetivo establecido para todo el periodo.

Repsol apuesta por una mayor eficiencia energética en sus operaciones, por una contribución al aumento de la presencia del gas en su mix energético y por profundizar en el desarrollo de la captura, uso y almacenamiento del CO_2. Asimismo, se compromete a mejorar de manera continua el uso de los recursos energéticos en sus instalaciones y actividades durante todo el ciclo de vida de las mismas, optimizando la tecnología y diseño de los procesos así como la operación de las instalaciones y apoyando la adquisición de productos y servicios energéticamente eficientes.

La compañía considera el gas natural como la solución más eficiente para promover una transición estructurada a un futuro de bajas emisiones, en el ámbito de la generación eléctrica. Las emisiones de CO_2 por unidad energética asociadas al gas natural suponen aproximadamente la mitad que las asociadas al carbón, sin tener en cuenta la diferencia de rendimiento existente entre las tecnologías asociadas a estos combustibles en la generación de energía eléctrica.

En este sentido, Repsol está bien posicionada respecto a sus competidores: nuestro portafolio de exploración y producción evoluciona hacia un mayor porcentaje de gas, alrededor del 65% de producción y el 75% de reservas.

La captura, uso y almacenamiento de CO_2 es un elemento a considerar en la política de reducción de emisiones de CO_2 en la cadena de valor de la compañía, y su actuación se centrará en aquellos proyectos que sean económicamente viables, además de social y reputacionalmente aceptables.

---

1 Se considera derrame relevante (en función de la cantidad derramada y la sensibilidad del área) aquel que alcanza el medio y que cumple alguna de las siguientes condiciones: es superior a 100 bbl, es superior a 10 bbl y se produce en un área sensible o cualquier derrame de otra sustancia que no es un hidrocarburo, que es superior a 10 bbl con relevancia ambiental debido a su alta salinidad, acidez, toxicidad, falta de biodegradabilidad, etc.

2 Dato en proceso de verificación bajo la norma ISO 14064. Una vez finalizada la misma estarán disponibles en la web de Repsol.

Adicionalmente, se lleva a cabo el seguimiento continuo de las tendencias y últimas tecnologías desarrolladas en el campo de la energía renovable, invirtiendo en movilidad sostenible y contribuyendo a la reducción de emisiones mediante la producción e investigación en biocombustibles.

Repsol está adherido a la iniciativa *Oil and Gas Climate Initiative* (OGCI)[1], en coalición con otras nueve empresas del sector *Oil&Gas*. Se trata de una iniciativa voluntaria que tiene por objetivo compartir las mejores prácticas y soluciones tecnológicas entre los miembros, para coordinar nuestras acciones e intensificar nuestras inversiones en la lucha contra el cambio climático. Desde esta iniciativa, se ha creado un fondo, el *OGCI Climate Investment*, que invertirá 1.000 millones de dólares en 10 años para financiar negocios y proyectos que ayuden a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Además, el pasado mes de junio, Repsol firmó la adhesión a las iniciativas "*Climate and Clean Air Coalition - Oil & Gas Methane Partnertship*" del Programa Medio Ambiental de Naciones Unidas (*UN Environment*) y "*Zero Routine Flaring by 2030*" del Banco Mundial. A través de la primera de ellas, *UN Environment* busca el compromiso del sector de petróleo y gas reducir las emisiones de metano (gas con un potencial de calentamiento global 25 veces superior al del CO_2). La segunda iniciativa compromete a Repsol a buscar soluciones técnicas y económicamente viables para minimizar el envío de hidrocarburos a antorcha de forma rutinaria. Ambas iniciativas potenciarán nuestros planes de reducción de emisiones y contribuirán a la sostenibilidad de nuestra compañía.

Por otro lado, Repsol apoya la fijación de precios de carbono como una herramienta política que contribuirá a definir una hoja de ruta clara para invertir en tecnologías de bajas emisiones que apoyen la ambición de un futuro compatible con los escenarios por debajo de los 2ºC. En sus activos sujetos a legislación bajo instrumentos de carbono, Repsol tiene en cuenta el precio en todos sus nuevos proyectos e inversiones así como en las modificaciones que realiza en operaciones existentes, lo que sirve como incentivo para incrementar la eficiencia energética y reducir las emisiones de CO_2. En aquellos países donde no existe regulación de carbono, se llevan a cabo estudios de sensibilidad a los proyectos y a nuestro portfolio, bajo distintos escenarios de precios de carbono.

Hay que destacar que en 2016, Repsol ha alcanzado la banda de liderazgo por su estrategia de cambio climático en el índice *Climate Disclosure Project* (CDP)[2], con una puntuación A-. Posicionarse dentro de esta banda significa que la compañía lleva a cabo una excelente gestión de su huella de carbono, cumpliendo sus objetivos de reducción y poniendo en marcha programas para reducir emisiones en toda su cadena de valor, todo ello implementando las mejores prácticas en el campo de la gestión ambiental.

Evolución hacia una gestión estratégica del agua

Para Repsol el agua es un recurso estratégico, con un importante valor económico, social y medioambiental. En lo que respecta al sector del *Oil & Gas*, el agua es esencial para la producción de energía, y de igual forma la energía es necesaria para la extracción, transporte y tratamiento del agua. La búsqueda de un equilibrio en esta relación energía-agua es un desafío que debemos tener en cuenta en nuestra gestión.

La *Repsol Water Tool*[3] (RWT) permitió elaborar una línea base de riesgos de agua de la Compañía. Para cada instalación se definieron Planes específicos de Acción 2015-2020 con el fin de minimizar los principales riesgos identificados. En general, las principales líneas de trabajo en las que se han enfocado dichos Planes son las siguientes:

- Mejora de la calidad del inventario. Durante 2016, Repsol ha trabajado en la estandarización y mejora de los balances de agua, la identificación y reporte de costes asociados al agua y caracterización de las calidades de las diferentes corrientes.

---

1 http://www.oilandgasclimateinitiative.com

2 Más información sobre la estrategia, resultados y gestión que realiza Repsol de los riesgos y oportunidades relacionados con el cambio climático en http://www.cdp.net/en

3 Herramienta desarrollada por Repsol que incorpora aspectos de *Global Water Tool* y *Local Water Tool*, las dos principales metodologías desarrolladas y adaptadas a la industria del petróleo y del gas para la identificación y valoración de impactos y amenazas asociadas al agua.

- Preparación ante futuros requerimientos regulatorios. Durante 2016, Repsol ha seguido trabajando en los centros industriales de *Downstream* para estar preparados para cumplir con los nuevos requerimientos legislativos asociados al BREF[1] y en los activos de Exploración y Producción se ha puesto el foco en la adecuación de la calidad de todos los efluentes según establecen los estándares de compañía.
- Reducción de la competencia por el recurso. Durante el año 2016, Repsol ha seguido trabajando con el objetivo de lograr la excelencia en la operación en todo el ciclo de vida del recurso, reduciendo la captación de agua fresca, optimizando la eficiencia del agua en la operación y aumentando la recirculación de este recurso previo al vertido.

En 2016 se había establecido como objetivo de Compañía superar el cumplimiento del 85% de las líneas de trabajo los planes mencionados. Este objetivo se ha superado, alcanzando un avance cercano al 95%.

Asimismo, Repsol ha trabajado en la adaptación de la RWT con el fin de identificar y evaluar los principales riesgos asociados a la gestión del agua en actividades no convencionales, activos adquiridos tras la compra de ROGCI. El objetivo de compañía para 2017 es la ejecución del Plan de Acción definido para estos nuevos activos.

Protección y conservación de la biodiversidad y de los servicios ecosistémicos[2]

Repsol se compromete a mitigar los potenciales impactos sobre la biodiversidad y los recursos que ésta proporciona (servicios ecosistémicos) durante la planificación y desarrollo de sus proyectos y operaciones. La compañía se inspira en los siguientes principios del desarrollo sostenible a la hora de llevar a cabo sus actividades:

- Prevenir, minimizar y restaurar el impacto ambiental en el entorno de todas sus operaciones, especialmente, en espacios naturales sensibles, protegidos o biológicamente diversos.
- Integrar la biodiversidad y la protección de los servicios ecosistémicos en los sistemas de gestión y en los procesos de toma de decisión de la compañía, incluyendo las evaluaciones ambientales y sociales.
- Participar en proyectos de investigación, conservación, educación y sensibilización.
- Informar en materia de biodiversidad y colaborar con las comunidades y con otros grupos de interés.

Mejora en la gestión y minimización de residuos

Repsol trabaja en mejorar la gestión de residuos a lo largo de todo el ciclo de vida de nuestros procesos. El compromiso de la compañía se refleja en el objetivo de reducción de 50.000 toneladas de residuos, establecido para el periodo 2015-2020.

Se ha superado el objetivo anual establecido, llegando a conseguir una reducción de 15.508 toneladas en 2016, que sumadas a las 9.000 toneladas reducidas en 2015 implican que en tan solo dos años se ha alcanzado una reducción de casi el 50% del objetivo establecido para todo el periodo.

Además de este objetivo cuantitativo, se han definido acciones cualitativas de mejora en la gestión de residuos. Repsol ha establecido objetivos de mejora en su negocio de Exploración y Producción a través de la implementación de las *Environmental Performance Practices* (EPP) de Compañía en la gestión de lodos y *cuttings* de perforación. Estas directrices constituyen un conjunto de estándares comunes con independencia del área geográfica en la que se opere y la legislación concreta de cada país. En 2016 se ha implementado el 100% de las EPPs previstas.

---

[1] Documento de referencia de mejores prácticas, por sus siglas en inglés.

[2] Para más información sobre las acciones concretas en relación a estas medidas de seguridad y medioambiente, véase el Informe de Sostenibilidad correspondiente al ejercicio 2016, así como la página web *www.repsol.com.*

INDICADORES DE EFICIENCIA OPERATIVA	2016	2015
GESTIÓN ENERGÉTICA Y DE CARBONO[1]		
Consumo energético (10^6 GJ) [2] [3]	256	251
Emisión directa de CO_2 (millones de toneladas) [3] [4]	19,69	17,89
Emisión directa de CH_4 (millones de toneladas) [3] [4]	0,200	0,138
Emisión directa de N_2O (miles de toneladas)	0,799	0,883
Emisión directa de CO_2 eq (millones de toneladas) [3] [4] [5]	24,92	21,61
Reducción de CO_2 (millones de toneladas) [4] [6]	0,312	0,386
GESTIÓN DEL AGUA		
Agua dulce captada (kilotoneladas)	52.022	57.303
Agua reutilizada (kilotoneladas)	10.292	8.964
Agua vertida (kilotoneladas)	42.250	49.859
Hidrocarburos en agua vertida (toneladas)	245	384
GESTIÓN DE RESIDUOS [7] [8]		
Residuos peligrosos (toneladas)	56.920	49.097
Residuos no peligrosos (toneladas)	217.552	94.453
OTRAS EMISIONES AL AIRE		
SO_2 (toneladas)	29.214	28.304
NO_X (toneladas)	34.498	40.268
COVNM (toneladas) [3]	54.874	51.993

[1] Las magnitudes a 31 de diciembre de 2016 correspondientes a la gestión energética y de carbono están sujetas a un proceso de verificación independiente que termina con posterioridad a la formulación de este informe, los valores definitivos estarán disponibles en la web de Repsol.
[2] Para el cálculo del consumo energético se consideran todos los combustibles quemados en la instalación a fin de generar la energía requerida por los procesos (tanto combustible externo, normalmente gas natural, como combustible interno generado en la instalación), así como el balance neto de importaciones y exportaciones de vapor y electricidad. Los datos correspondientes a 2015 han sido modificados respecto al Informe de Gestión Consolidado 2015 debido a la actualización de los factores de conversión utilizados para los activos de ROGCI.
[3] El incremento observado en 2016 respecto al año anterior se debe a la incorporación de los activos de ROGCI desde el mes de enero (los datos de 2015 incorporan a ROGCI desde su adquisición en el mes de mayo).
[4] Los datos correspondientes a 2015 han sido modificados respecto al Informe de Gestión 2015, como consecuencia de la verificación posterior tras su formulación.
[5] Se han actualizado los potenciales de calentamiento global utilizados para la conversión a toneladas de CO_2 equivalente a partir de la información publicada en el 4º informe del Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), para alinear con la referencia de uso más extendida en el sector.
[6] Reducción de CO_2 conseguida gracias a la implementación de acciones de reducción de gases de efecto invernadero, comparada con la línea base de 2010.
[7] Adicionalmente habría que considerar los residuos asociados a lodos de perforación que ascendieron a 169.372 y a 243.609 toneladas en 2016 y 2015, respectivamente.
[8] El incremento observado en 2016 respecto al año anterior se debe a un aumento en las actividades de gestión de suelos.

FOMENTO DE UNA CULTURA DE SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE GLOBAL

En Repsol entendemos que desarrollar una cultura de SMA compartida por toda la compañía es vital para alcanzar nuestros objetivos.

En los últimos años, hemos estado trabajando en la definición de un modelo de atributos de cultura, desarrollando una metodología de diagnóstico que nos permita conocer la cultura en SMA y su nivel de madurez en cada una de las instalaciones, de manera que podamos establecer planes de mejora adaptados a cada contexto.

Esta metodología está apoyada en un modelo de Cultura SMA propio que contempla 7 pilares básicos sobre los que se va a trabajar en los próximos años: Liderazgo en SMA, Reconocimiento justo, Confianza en el reporte, Información compartida, Organización que aprende, Sensación de vulnerabilidad y Capacidad de adaptación. Asimismo, ya se han realizado diagnósticos en GLP España, en la unidad de negocio de Bolivia, en el área Química de Sines (Portugal) y en la refinería de Cartagena. Además, hemos realizado talleres en Noruega, Canadá y USA en los que se ha compartido el modelo y se han intercambiado impresiones acerca del estado de cada unidad respecto a éste, detectando las principales áreas a trabajar de cara a una mejora en la cultura de seguridad.

6.3. IMPUESTOS

ESTRATEGIA Y POLÍTICA FISCAL DE REPSOL

Repsol es consciente de su responsabilidad en el desarrollo económico de las sociedades en que realiza su actividad y de la importancia del pago de impuestos a estos efectos.

El pago de impuestos del Grupo Repsol tiene una considerable importancia económica, implica un elevado esfuerzo de cumplimiento y colaboración con la administración y conlleva relevantes responsabilidades.

La estrategia y política fiscal del Grupo, aprobada por el Consejo de Administración de Repsol, S.A., se alinea con la misión y valores de la compañía, así como con la estrategia de sus negocios a largo plazo, y se resume en lo siguiente:

"El Grupo Repsol se compromete a gestionar sus asuntos fiscales aplicando buenas prácticas tributarias y actuando con transparencia, a pagar sus impuestos de manera responsable y eficiente y a promover relaciones cooperativas con los gobiernos, tratando de evitar riesgos significativos y conflictos innecesarios".

Repsol busca alinearse con los mejores estándares existentes en materia de transparencia fiscal, para lo que dispone de un apartado específico en su web corporativa con información sobre su política y desempeño fiscales, al que se puede acceder a través del siguiente enlace https://www.repsol.com.

IMPACTO FISCAL EN LOS RESULTADOS DE LA COMPAÑÍA

Los impuestos tienen una importante incidencia en los resultados del Grupo.

Repsol está sujeta a los diversos impuestos sobre beneficios que existen en los países donde opera. Cada tributo 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, Repsol está sujeta 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, impuestos sobre el empleo y cotizaciones sociales, etc.

En 2016 el impacto fiscal en el Resultado Neto ha sido el siguiente:

	2016		2015	
Concepto	**Importe**	**Tipo**	**Importe**	**Tipo**
Impuesto sobre beneficios	238	14,4%[1]	(909)	(33,2%)
Carga fiscal total [2]	1.066	43,1%[3]	(76)	(2,9%)

(1) Impuesto sobre beneficios / Resultado Neto antes de impuestos sobre beneficios, excluido Gas Natural Fenosa
(2) Carga fiscal total incluye: Impuesto sobre beneficios + tributos y cotizaciones que minoran el resultado operativo.
(3) Carga Fiscal total / Resultado Neto antes de tributos y de impuestos sobre beneficios, excluido Gas Natural Fenosa
Convención de signos: (+) gasto por Impuesto; (-) ingreso por impuesto

CONTRIBUCIÓN FISCAL POR PAÍSES

En 2016, Repsol pagó 11.764 millones de euros en impuestos y cargas públicas asimilables[1], habiendo presentado más de 53.000 declaraciones tributarias.

Para el seguimiento y análisis de la contribución fiscal del Grupo se segmentan 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, etc.), 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, etc.). A los primeros se les denomina "Carga Fiscal" y a los segundos "Tributos Recaudados".

Tributos efectivamente pagados por país en 2016

Millones de euros

	Carga fiscal			Tributos recaudados					
	Impuesto Sociedades	Otros	Total	IVA	IH [1]	Otros	Total	Total Tributos Pagados 2016	Total Tributos Pagados 2015
España	783	419	1.202	2.489	4.929	342	**7.760**	**8.962**	8.762
Portugal	30	11	41	279	787	19	1.085	**1.126**	1.140
Italia	-	3	3	30	136	2	168	**171**	206
Países Bajos	89	-	89	-	-	1	1	**90**	58
Noruega	-	3	3	17	-	24	41	**44**	15
Resto	3	11	14	-39	-	32	-7	**7**	10
Europa	**905**	**447**	**1.352**	**2.776**	**5.852**	**420**	**9.048**	**10.400**	**10.191**
Perú	18	61	79	276	143	22	441	**520**	564
T&T	4	30	34	-40	-	5	-35	**-1**	176
Brasil	1	82	83	-	-	20	20	**103**	137
Bolivia	40	6	46	28	-	5	33	**79**	125
Colombia	23	1	24	-4	-	19	15	**39**	56
Venezuela	6	5	11	12	-	2	14	**25**	81
Ecuador	6	7	13	1	-	5	6	**19**	43
Resto	-	-	-	-	-	-	-	-	46
Latam y Caribe	**98**	**192**	**290**	**273**	**143**	**78**	**494**	**784**	**1.228**
Indonesia	128	0	128	2	-	6	8	**136**	130
Malasia	0	142	142	-18	-	17	-1	**141**	121
Rusia	5	52	57	6	-	2	8	**65**	66
Vietnam	13	15	28	-2	-	2	0	**28**	28
Resto	-	2	2	4	-	15	19	**21**	16
Asia y Oceanía	**146**	**211**	**357**	**-8**	**-**	**42**	**34**	**391**	**361**
EE.UU.	-3	48	45	2	-	42	44	**89**	80
Canadá	2	20	22	-5	-	47	42	**64**	74
Norteamérica	**-1**	**68**	**67**	**-3**	**-**	**89**	**86**	**153**	**154**
Argelia	20	3	23	-	-	5	5	**28**	27
Resto	-	1	1	-	1	6	7	8	28
África	**20**	**4**	**24**	**0**	**1**	**11**	**12**	**36**	**55**
TOTAL	**1.168**	**922**	**2.090**	**3.038**	**5.996**	**640**	**9.674**	**11.764**	**11.989**

[1] Impuesto sobre Hidrocarburos. Incluye lo ingresado a través de los operadores logísticos cuando la compañía es responsable último del pago.

[1] Se computan sólo los tributos efectivamente pagados en el ejercicio, por lo que no se incluyen, por ejemplo, los impuestos sobre beneficios devengados en el período pero que se pagarán en el futuro. Tampoco se incluyen las devoluciones de años anteriores.

PARAÍSOS FISCALES

De acuerdo con su política fiscal, Repsol evita utilizar estructuras de carácter opaco o artificioso con la finalidad de ocultar o reducir la transparencia de sus actividades. Repsol se compromete a no tener presencia en paraísos fiscales, salvo que esta obedezca a legítimos motivos de negocio.

En caso de tener presencia o actividad en un paraíso fiscal, se garantiza: (i) la autorización por el Consejo de Administración de la constitución o adquisición de la sociedad, así como la información periódica sobre su actividad; (ii) el estricto cumplimiento de la normativa relativa al ejercicio de las actividades empresariales desarrolladas; (iii) la aplicación de los criterios y procedimientos generales de administración y control de la gestión del Grupo; y (iv) la plena transparencia y cooperación con las administraciones afectadas para facilitar la información que estimen necesaria en relación con las actividades desarrolladas.

La compañía realiza una gestión activa que busca reducir su ya limitada presencia en territorios calificados como paraísos fiscales o que se consideran no cooperantes con las autoridades fiscales. A estos efectos, se toman como referencia los listados de paraísos fiscales elaborados por la OCDE y por España.

En los últimos ejercicios, Repsol ha reducido significativamente su presencia en estos territorios, pasando de contar con más de 40 sociedades a tener una presencia mínima, tal y como se describe a continuación.

Repsol no tiene presencia en territorios incluidos en la lista de paraísos fiscales no cooperantes elaborada por la OCDE en 2012 bajo el enfoque de "falta de transparencia informativa".

Por lo que se refiere a la lista española de paraísos fiscales, a 31 de diciembre de 2016 Repsol no tiene ninguna sociedad controlada que se encuentre activa y que tenga su domicilio social y fiscal en dichos territorios. No obstante, conviene precisar lo siguiente:

a) El Grupo posee dos entidades controladas, domiciliadas en paraíso fiscal, que están inactivas y/o en proceso de liquidación:

   - Greenstone Assurance Ltd., (Islas Bermudas): entidad aseguradora que se limita a la liquidación de riesgos asumidos en el pasado (situación de "*run off*" en la terminología del mundo asegurador); y
   - Establecimiento permanente en Liberia de Repsol Exploración Liberia BV (Países Bajos): en el pasado realizó actividades de exploración de hidrocarburos en Liberia y actualmente ha cesado sus actividades y se encuentra en proceso de baja registral.

b) El Grupo tiene participaciones minoritarias en cuatro sociedades, no controladas, localizadas en paraísos fiscales:

   - Oil Insurance, Ltd. (5,68%; Islas Bermudas) y Oil Casualty Insurance, Ltd. (1,83%; Islas Bermudas): mutuas de seguros del sector *Oil & Gas*, que cubren riesgos del Grupo desde Bermuda, jurisdicción típica para la realización de la actividad reaseguradora de activos del negocio del *Upstream*;
   - Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd. (29,66%, Islas Caimán): compañía que incorpora un convenio de asociación internacional (*joint venture*) para canalizar la participación en una sociedad operativa ecuatoriana que gestiona infraestructuras para la actividad petrolera (Oleoducto de Crudos Pesados);
   - Transasia Pipeline Company (15%, Islas Mauricio): *joint venture* utilizada para canalizar la participación en una sociedad operativa de Indonesia que gestiona infraestructuras para la actividad petrolera (PT Perusahaan Transportasi Gas Indonesia).

c) Existen tres sociedades del Grupo que fueron originalmente constituidas en paraísos fiscales pero que han trasladado su residencia fiscal a países de la Unión Europea o a otros países partícipes de las iniciativas del G-20 que no tienen la consideración de paraísos fiscales:

- Fortuna Resources (Sunda), Ltd: sociedad que tuvo activos exploratorios en Indonesia y que actualmente se encuentra inactiva y pendiente, para su liquidación, de la finalización de diversos procedimientos legales. La sociedad fue originalmente constituida en las Islas Vírgenes Británicas, pero ha trasladado su residencia fiscal a Reino Unido.

- Foreland Oil Limited: cuenta con activos exploratorios en Papúa Nueva Guinea, los cuales están en proceso de ser transmitidos a otras sociedades del Grupo, como paso previo a su liquidación. La sociedad fue originalmente constituida en las Islas Vírgenes Británicas, pero ha trasladado su residencia fiscal al Reino Unido.

- Santiago Oil Company, Ltd: sociedad no controlada (49%) que es titular de dominio minero en Colombia. La sociedad fue originalmente constituida en las Islas Caimán, pero ha trasladado su residencia fiscal a Colombia.

Por último, Repsol no cuenta con sociedades residentes en países o territorios calificados por la normativa española como de nula tributación distintos a los paraísos fiscales ya mencionados.

La presencia de Repsol en estos territorios no obedece a un propósito de limitar la transparencia de sus actividades o de aplicar prácticas indeseables –mucho menos ilegales-, sino que responde a finalidades apropiadas y se acomoda a estándares habituales en el sector.

RELACIONES COOPERATIVAS

El Grupo se compromete a potenciar una relación con las administraciones tributarias inspirada en los principios de confianza, buena fe, profesionalidad, colaboración, lealtad y búsqueda del entendimiento mutuo sobre una base de reciprocidad, todo ello con la finalidad de facilitar la aplicación del sistema tributario, incrementar la seguridad jurídica y reducir la litigiosidad.

Repsol está adherida en España desde 2010 al Código de Buenas Prácticas Tributarias (CBPT), iniciativa que fomenta la relación cooperativa entre la Agencia Estatal de Administración Tributaria (AEAT) y las empresas. Como manifestación del compromiso de transparencia reforzada asumido en el ámbito del CBPT, Repsol ha presentado a la AEAT con carácter voluntario el "Informe de Transparencia Fiscal 2015", en el que se incluye información relevante relacionada con la actividad económica del Grupo, así como con actuaciones y decisiones en materia tributaria.

Asimismo, en Portugal, Repsol es miembro fundador del Fórum de Grandes Empresas, constituido en marzo 2014. Igualmente, el Grupo Repsol participa en iniciativas análogas en Singapur, Reino Unido y los Países Bajos.

Por último, Repsol también forma parte de la Iniciativa para la Transparencia en la Industria Extractiva (EITI). Igualmente, comparte y apoya los principios contenidos en el "*BIAC Statement of Tax Principles for International Business"* y en la "*OECD Guidelines for Multinational Enterprises*".

GESTIÓN DE RIESGOS FISCALES

Los asuntos fiscales se gestionan de manera ordenada y experta para garantizar el cumplimiento de las obligaciones fiscales y la gestión de los riesgos de naturaleza tributaria. Se aplican procedimientos, sistemas y controles internos eficaces para permitir el ejercicio adecuado de los procesos clave de la función fiscal.

El Grupo cuenta con una organización adecuada para asegurar el despliegue de sus políticas fiscales. Los principios organizativos aseguran que la función fiscal se desarrolla de manera profesional (equipos

expertos), integrada (criterio único) y global (responsabilidad sobre todos los asuntos fiscales del Grupo en sus distintos ámbitos de gestión).

El Consejo de Administración es informado periódicamente, y al menos una vez al año, de la ejecución de la estrategia y política fiscal durante el ejercicio, así como de los aspectos más relevantes de la gestión de los asuntos y riesgos fiscales. Igualmente, se someten a la aprobación del Consejo de Administración las operaciones de especial riesgo fiscal.

En línea con lo anterior, 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, permitiendo así al Grupo identificar aquellas inversiones u operaciones que presentan un especial riesgo fiscal.

La gestión de los riesgos fiscales se enmarca en la política global de Gestión Integrada de Riesgos del Grupo. Se plasma en la existencia de procesos, sistemas y controles internos de la gestión de riesgos fiscales.

El Grupo mantiene debidamente actualizado un mapa de riesgos en el que se identifican, específicamente, los de carácter fiscal, ya deriven de (i) políticas fiscales aplicadas, (ii) posibles incumplimientos, (iii) controversias sobre la interpretación y aplicación de las leyes o (iv) inestabilidad del marco jurídico-fiscal y contractual.

Igualmente, el Grupo Repsol gestiona activamente los riesgos fiscales con el fin de mitigarlos o eliminarlos, y en caso de ser asumidos tales riesgos (por no haber sido posible un común entendimiento con la administración tributaria), se lleva a cabo la mejor defensa posible de los intereses legítimos del Grupo.

6.4. INVESTIGACIÓN, DESARROLLO E INNOVACIÓN (I+D+i)

El mundo está en un proceso de cambio y transformación en el que el desarrollo de nuevas tecnologías, su transferencia e implantación son la garantía para que Repsol pueda ofrecer en la actualidad productos y servicios de calidad, así como prepararse para el futuro.

El desarrollo de proyectos de I+D, la creación de conocimiento básico para luego escalarlo a nuevas tecnologías implantadas y el trabajo en red colaborativo son algunas de las claves en la estrategia de innovación de Repsol.

Durante el año 2016 se ha profundizado en el desarrollo de tecnologías pioneras en el ámbito de la **exploración y producción** de hidrocarburos y fundamentalmente en la etapa de implementación de las tecnologías en los proyectos de la compañía. Como ejemplos de nuevos logros tecnológicos, el proyecto Sherlock ha finalizado la instalación de todas las capacidades en petrofísica digital para la caracterización de almacenes y Pegasus ha desarrollado las primeras herramientas de tecnología cognitiva para la adquisición de activos y la optimización de planes de desarrollo. Además, entre otros logros, el Proyecto Horus ha superado con éxito la prueba de concepto sobre nanosensores embebidos en el cemento de perforación, capaces de comunicarse inalámbricamente en condiciones de fondo de pozo y generar energía en su propia carcasa, todo ello encaminado a la monitorización de la integridad de los pozos.

En el ámbito tecnológico de nuestras **refinerías**, se han diseñado procesos en los laboratorios y plantas piloto del Centro de Tecnología Repsol que se han implantado con éxito en nuestros complejos industriales para mejorar la eficiencia de los mismos. Cabe destacar el conocimiento desarrollado para aprovechar el procesamiento de crudos de oportunidad, permitiendo ajustar los procesos a la oferta de dichos crudos, mientras los productos se adecúan a la demanda del mercado. Adicionalmente, se han desarrollado prototipos que permiten ofrecer productos con una alta carga tecnológica, como los asfaltos inteligentes o los lubricantes diseñados para el ahorro de combustible en motores de última generación.

El proyecto SPAIN 2017, que se enmarca en el área de **investigación de la movilidad**, tiene por objeto desarrollar un vehículo de demostración que combina motor de combustión con propulsión eléctrica y recuperación de energía térmica y cinética. Este proyecto, desarrollado en consorcio con otras empresas,

ha avanzado según lo previsto y cuenta ya con el conjunto de desarrollos experimentales para realizar ensayos que permitan demostrar la viabilidad de este sistema de propulsión focalizado en mejorar la eficiencia y reducir las emisiones locales en entornos urbanos.

Respecto a la I+D en **nuevas energías y materiales**, en el campo de la biología avanzada se han dado los primeros pasos relacionados con la bioprospección de hidrocarburos a escala real y explorado un conjunto de opciones para la aplicación de la biotecnología en nuestros procesos y productos actuales.

Además se ha comenzado un proyecto de investigación en baterías de coches eléctricos con CIDETEC, basado en tecnologías avanzadas de litio.

En lo relativo a los avances en materiales, se ha iniciado el escalado de la tecnología de polioles con CO_2 al dar los primeros pasos en planta piloto y producción de primeros lotes para su evaluación en el mercado y, por otro lado, se ha superado la prueba de concepto a escala de laboratorio en un polímero EBA modificado químicamente para el desarrollo de nuevos materiales con propiedades de autorreparación.

El trabajo en red colaborativo sigue siendo uno de los pilares de la estrategia de Repsol. Como muestra de ello, se ha finalizado la última etapa de la tercera edición del **Programa Inspire**, habiendo seleccionado tres proyectos disruptivos entre las casi 100 propuestas recibidas de 49 universidades y centros de investigación españoles.

La inversión ha ascendido a 78 millones de euros.

INDICADORES OPERATIVOS	2016	2015
Inversión I+D (millones de euros) [(1)(2)]	78	95
Nº contratos de colaboración científica externa	98	119
Proyectos impulsados por la Administración Española	10	13
Proyectos impulsados por la U.E.	11	11

(1) Indicador calculado de acuerdo al nuevo modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 2.3 “Información por segmentos de negocio” de las cuentas anuales correspondientes al 31de diciembre de 2016.

(2) Importes calculados utilizando las guías establecidas en el manual de Frascati de la OCDE y la EU Industrial R&D Investment Scoreboard presentado anualmente por la Comisión Europea.

Toda esta actividad se ha liderado desde el Centro de Tecnología Repsol, el corazón científico de la compañía, que se encuentra en un campus de más de 192.000 m^2 y cuenta con 56.000 m^2 construidos de instalaciones y laboratorios que permiten a Repsol ser reconocida por su tecnología a nivel internacional.

Innovación

El año 2016 ha supuesto un punto de inflexión en la actividad de innovación en la Compañía. Las unidades de innovación y mejora presentes en todas las áreas de negocio han quedado englobadas dentro de otras más amplias que incluyen también estrategia y desarrollo de negocio. Adicionalmente, se ha puesto mucho foco en apoyar los objetivos del Programa de Transformación, diseñado para conseguir los retos de creación de valor y aumento de la resiliencia marcados en el PE 2016-2020. Todo esto ha permitido dar una orientación más estratégica a las iniciativas soportadas, sin perder de vista el objetivo de fomentar una evolución cultural que suponga un cambio en los hábitos de trabajo.

Las líneas de trabajo en 2016 han sido:

- Innovación estratégica, como aspiración de plantearnos hacer cosas de forma diferente, atreviéndonos a ir más allá y asumiendo riesgos para lograr desarrollar nuevas maneras de generar valor para nuestra organización. Se ha proporcionado apoyo a 50 equipos de trabajo con un alto nivel de transversalidad que han trabajado utilizando metodologías de emprendimiento interno para desarrollar oportunidades en áreas diversas.

- Mejora continua, como un elemento fundamental de nuestro sistema de gestión que permite alinear las operaciones del día a día con la estrategia de la Compañía a través de un cambio cultural orientado a maximizar la aportación de valor de forma sostenida. Más de 150 equipos han trabajado en esta línea, todos ellos con resultados positivos y tangibles.

  El conocimiento, como ventaja competitiva de la Compañía, potenciando nuevas formas de trabajo que fomenten la mejora continua, el aprendizaje y la innovación a través del trabajo en comunidad. Las Comunidades de Práctica de tercera generación están siendo impulsadas por las áreas de Gestión del Conocimiento de los negocios.

6.5. ACCIONISTAS E INVERSORES

Repsol dispone de un área de Relación con Inversores que atiende las necesidades de información tanto de los inversores institucionales como de los accionistas minoritarios, incluyendo la comunicación con los inversores en títulos de renta fija y con los analistas financieros.

Los principales indicadores de su actividad han sido:

INFORMACIÓN PARA ACCIONISTAS E INVERSORES	2016	2015
Llamadas atendidas por la Oficina de Información al Accionista (OIA) [(1)]	30.000	27.000
Accesos a la sección para inversores de la web de Repsol [(2)]	473.243	380.215
Roadshows y conferencias con inversores institucionales [(3)]	29	49
Roadshows y conferencias con inversores socialmente responsables [(3)]	11	8
Roadshows con accionistas minoritarios [(3)]	12	14
Miembros de la comunidad "Repsol en Acción"	56.100	46.400
Eventos para accionistas minoritarios	98	79

(1) La OIA atiende a accionistas minoritarios, tanto actuales como potenciales. Incluye las llamadas atendidas por el *Call Center*.
(2) Total de visitas realizadas al apartado de Accionistas e Inversores (versión en castellano e inglés).
(3) Los *roadshows* son desplazamientos a diferentes ciudades para visitar a inversores institucionales o a accionistas minoritarios.

La compañía publica en su página web una política de comunicación donde establece los principios y criterios que rigen las actuaciones de comunicación y contacto con los accionistas, los inversores institucionales y los asesores de voto, cumpliendo así con las recomendaciones establecidas por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) en su Código de Buen Gobierno de las Sociedades Cotizadas.

Dentro de sus principales líneas de actuación en 2016, Repsol continuó fortaleciendo su modelo de atención a los inversores socialmente responsables (inversores ESG, "*Environmental Social and Governance*"), cuyo peso en el accionariado de Repsol se ha mantenido estable en torno al 11%.

En cuanto a la atención a los accionistas minoritarios, el programa de fidelización "Repsol en Acción", a través del cual se articulan los beneficios a este colectivo, contaba con alrededor de 56.000 miembros a cierre de 2016. Además, durante el pasado ejercicio se procedió a renovar la mitad de los miembros del Comité Consultivo de Accionistas, de acuerdo a su reglamento interno. Los miembros electos de este comité participaron en distintas reuniones en los meses de abril, junio, septiembre y diciembre.

En el año 2016 la encuesta especializada "Extel", que incluye el voto de más de 20.000 profesionales de la inversión en Europa, galardonó al Consejero Delegado, al CFO y al equipo de Relación con Inversores de Repsol por su labor en la comunicación con la comunidad inversora.

6.6. COMUNICACIÓN

El objetivo de la política de Comunicación de Repsol es dar respuesta a las crecientes demandas de sus grupos de interés, ofreciendo información relevante y veraz. De esta forma, la compañía reafirma su compromiso con la transparencia y la responsabilidad, dos de sus señas de identidad corporativa.

En sus acciones de comunicación, Repsol intenta trasladar sus valores de forma proactiva, así como compartir todo lo relacionado con sus actividades de negocio con accionistas e inversores, clientes, proveedores, comunidades y empleados.

Para materializar este compromiso con la transparencia, Repsol hace uso de todos los canales y las tecnologías disponibles: web corporativa, guiarepsol.com, boletines digitales, redes sociales, campañas publicitarias, encuentros con medios o notas de prensa, entre otros.

PRINCIPALES INDICADORES DE ACTIVIDAD EN INTERNET	2016	2015
Comunicados Publicados	419	471
Visitas a la web (promedio mensual)	2.410.539	2.724.000
Usuarios únicos en la web corporativa (promedio mensual)	1.523.183	1.967.000
Seguidores de LinkedIn	196.341	165.775
Seguidores de Facebook	192.054	157.250
Seguidores de Twitter	113.940	99.990
Usuarios de Instagram	145.426	91.310
Usuarios de Youtube	13.912	8.320
Usuarios de Flickr	1.382	1.227

A lo largo de 2016 se han realizado campañas publicitarias que han servido para trasladar cómo en Repsol trabajamos cada día para facilitar el acceso a una energía más eficiente, más segura, más innovadora y más sostenible; reforzando el talento como uno de los valores principales del equipo humano que compone la Compañía, y mostrando la preocupación por aportar bienestar a los clientes de cualquiera de nuestras soluciones energéticas y servicios. 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 a nivel internacional y a reforzar la imagen de empresa líder, innovadora y comprometida con la sociedad.

Durante la temporada 2016, Marc Márquez consiguió su tercer título mundial de MotoGP, convirtiéndose en el piloto más joven en conseguir tres títulos en la máxima categoría de MotoGP y Toni Bou consiguió su vigésimo título de Trial, siendo el piloto con más títulos mundiales en deportes del motor. Estos programas de patrocinio favorecen, sin duda, el conocimiento de la compañía a nivel mundial facilitando así su expansión internacional. Además, la experiencia acumulada en el desarrollo de productos para la alta competición del motor permite a Repsol mantenerse como líder en investigación y, de esta manera, mejorar los productos comerciales y ser capaz de responder a las elevadas expectativas de sus clientes.

En 2016 se ha continuado con el apoyo al programa FIM CEV[1] Repsol y con el programa de becas de la Escuela Monlau Repsol, generando oportunidades y una adecuada formación para jóvenes deportistas y futuros profesionales.

[1] Campeonato internacional junior de motociclismo en el que se forman jóvenes pilotos y del que Repsol es el principal patrocinador

7. EVOLUCIÓN PREVISIBLE

7.1 EVOLUCIÓN PREVISIBLE DEL ENTORNO

PERSPECTIVAS MACROECONÓMICAS

El crecimiento económico mundial continúa siendo moderado, pero tras un inicio del año 2016 con alta inestabilidad se ha observado un repunte de la actividad a lo largo del año. Así, las últimas previsiones del Fondo Monetario Internacional (FMI WEO *Update* Enero 2017) estiman que el crecimiento global habría sido del 3,1% en 2016, ligeramente peor que el 3,2% de 2015, pero esperando un repunte en 2017 hasta el 3,4%.

Destaca la mejora de las perspectivas de crecimiento de las economías emergentes, que tras cinco años de desaceleración crecerían un 4,1% en 2016, igual tasa que en 2015, y que se acelerarían hasta el 4,5% en 2017. Este repunte se ve ayudado por distintos factores: (i) la estabilización de la economía china y perspectivas de salida de la crisis en Brasil y Rusia; (ii) cierta recuperación de los precios de materias primas y (iii) el retorno de entradas de los flujos de capital, que inicialmente se vio ayudado por un contexto de tipos de interés muy bajos en las economías avanzadas, que recientemente se ha empezado a revertir.

Mientras, se espera que las economías avanzadas mantengan un ritmo de recuperación modesto, proyectándose un crecimiento del 1,9% en 2017, tres décimas más que lo previsto en 2016. EE.UU. debería acelerar su expansión hasta el 2,3% gracias a que la aportación de la acumulación de inventarios dejará de ser negativa (durante 2016 ha restado crecimiento). Adicionalmente, se espera un mayor estímulo fiscal en este país, aunque tendría lugar principalmente a partir de 2018. Por su parte, la Zona Euro estabilizaría su crecimiento en torno al potencial (1,6%), pero esta previsión está sujeta a mucha incertidumbre ante los posibles efectos de (i) la salida de Reino Unido, de la que todavía no se conocen los detalles para evaluar su impacto; (ii) las dudas que sigue suscitando la salud de parte del sistema bancario europeo; (iii) el próximo calendario de citas electorales en las que el común denominador es el riesgo de resultados que cuestionen a las instituciones europeas.

En cuanto a la economía española, en la actualidad sigue creciendo a tasas robustas (3,2% en el tercer trimestre de 2016). La Comisión Europea y el FMI prevén una moderada ralentización del crecimiento económico en España para 2017, en torno a un 2,3%, en la medida que alguno de los vientos de cola (bajos precios del crudo) debería ir diluyéndose. Sin embargo, la mejora de las exportaciones y la reciente robustez mostrada por la economía hacen que la inercia favorable pueda mantenerse, viéndose posibilidad de sorpresas al alza.

Previsiones macroeconómicas magnitudes básicas

	PIB (%)		Inflación media (%)	
	2016	2017	2016	2017
Economía mundial	3,1	3,4	3,3[1]	3,4
Países avanzados	1,6	1,9	0,7	1,7
España	3,2	2,3	-0,3	1,0
Países emergentes	4,1	4,5	4,5	4,5

Fuente: FMI (*World Economic Outlook Update* Enero 2017) y Dirección de Estudios de Repsol.

A nivel general, los riesgos a la baja sobre el crecimiento global han descendido recientemente. No obstante, se mantiene una elevada incertidumbre y se ven nuevos riesgos a medio plazo. Así, la victoria de Donald Trump en EE.UU. pone de manifiesto una tendencia a cuestionar los beneficios de la globalización y las políticas liberalizadoras del comercio. Un aumento del proteccionismo lastraría el comercio internacional, ejerciendo presiones a la baja sobre la actividad, especialmente en algunos países emergentes más dependientes de la demanda externa.

[1] Datos extraídos del FMI (*World Economic Outlook* Octubre 2016)

PERSPECTIVAS DEL SECTOR ENERGÉTICO

Perspectivas del sector energético a corto plazo

A corto plazo, de acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (AIE), el balance oferta-demanda de petróleo estaría determinado principalmente por el acuerdo de recorte de producción de la OPEP y algunos países no-OPEP. Por el lado de la no-OPEP, la AIE espera una ligera recuperación de su producción para 2017 de cerca de 220 mil barriles diarios, los cuales se concentrarían casi en su totalidad en Brasil, Canadá y los países de la antigua Unión Soviética. Por el lado de la OPEP, el mercado estará muy pendiente del grado de cumplimiento de los compromisos de recorte de producción, lo que tendrá un efecto directo en las cotizaciones del precio del crudo.

Por su parte, el aumento de la demanda seguiría impulsado por los países no-OCDE, situándose el crecimiento esperado para 2017 en los 1,34 millones de barriles diarios; mientras que en los países OCDE la variación será casi nula. Este escenario implica un aumento de 0,9 millones de barriles diarios en las necesidades de crudo OPEP y variaciones de inventarios para 2017 hasta los 33,6 millones de barriles diarios, por lo que el acuerdo alcanzado por los países exportadores de petróleo en noviembre de 2016 para reducir su producción, supondría un mercado en déficit para 2017, que ayudaría a reducir los altos niveles de inventarios acumulados en los dos años anteriores.

Perspectivas a corto plazo del balance oferta demanda mundial

2017 = 97,62 millones de bbl/d

Fuente: AIE y Dirección de Estudios Repsol.

Respecto a la evolución de los precios del crudo en el corto plazo, el consenso de analistas apunta a un precio medio del crudo Brent para 2017 y 2018 que repunta en el entorno de 10 $/bbl cada año, hasta alcanzar los 57 y 65 $/bbl, respectivamente.

Respecto a la evolución de los precios del gas en el corto plazo, para 2017 se espera que continúe el ajuste del balance iniciado en 2016. En este sentido, dos cuestiones claves serán el comportamiento de la producción y a qué ritmo vaya afianzándose la demanda no ligada a temperatura: exportaciones (gas natural licuado (GNL) y México) e industria (nuevas plantas petroquímicas, de fertilizantes y de metanol, fundamentalmente).

En este sentido, se espera que se mantengan las siguientes tendencias: (i) reducción del crecimiento de la producción debido al recorte de la inversión experimentado por las compañías de Upstream; (ii) entrada de nueva demanda estructural no ligada a temperatura (proyectos industriales y exportaciones).

En lo que respecta a la demanda, en febrero de 2016 comenzaron las exportaciones de GNL de Estados Unidos desde la planta de Sabine Pass, en Louisiana (Cheniere Energy). En la actualidad, además de Sabine Pass, se encuentran en construcción tres proyectos de licuefacción más: Cameron, Freeport, y Cove Point. A estos proyectos se unen otros tres (Corpus Christi, Elba Island y Lake Charles) que a pesar

de no haber alcanzado todavía la decisión final de inversión, ya tienen contratos firmados a 20 años. Por otro lado, se siguen construyendo infraestructuras para incrementar la exportación de gas por tubería a México. Además, hasta el año 2020 hay planteados más de 400 proyectos industriales intensivos en el consumo de gas (fertilizantes, metanol y petroquímica).

Los factores que más podrían afectar en el corto plazo al ajuste del balance oferta-demanda son: (i) crecimiento de la producción de gas seco mayor al esperado (por un incremento significativo de las ganancias de productividad y/o un mayor volumen de gas asociado al petróleo en un entorno de precios más altos del crudo); (ii) exportaciones de GNL menores de lo esperado (esto podría darse en un entorno de bajos precios del crudo); (iii) menor demanda industrial, en lo cual influirá la evolución del crecimiento económico (producción industrial); el tipo de cambio del dólar (un dólar fuerte hace menos competitivas las exportaciones estadounidenses); y la evolución de los precios de los líquidos procedentes del gas natural (fundamentalmente etano y gases licuados del petróleo) que constituyen las materias primas para los proyectos industriales previstos en petroquímica, fertilizantes y plantas de metanol.

Perspectivas del sector energético a largo plazo

A escala mundial, los hidrocarburos aportan más de la mitad de la energía primaria consumida. En particular, el 31% del consumo energético primario global proviene del petróleo, siendo así la fuente energética más utilizada.

Durante los próximos años no se esperan grandes cambios. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su escenario base del *World Energy Outlook* de 2016, el petróleo registrará una contracción de 5 puntos porcentuales en la matriz energética de 2040 respecto a 2014. Por su parte, el gas natural alcanzará una participación del 24% sobre una demanda energética total estimada en 17.934 millones de toneladas equivalentes de petróleo.

Perspectivas a largo plazo de la matriz de energía primaria mundial

Fuente: AIE y Dirección Estudios de Repsol

7.2 EVOLUCIÓN PREVISIBLE DE LOS NEGOCIOS

En octubre de 2015 Repsol presentó su Plan Estratégico para el periodo 2016-2020, con el que la Compañía emprendió una etapa de puesta en valor del crecimiento alcanzado tras lograr los objetivos fijados en el Plan Estratégico anterior.

Para conseguir los retos de creación de valor y el aumento de la resiliencia, marcados en el mencionado PE 2016-2020, en 2017 la compañía continuará, entre otros aspectos, con el desarrollo y despliegue del

Programa de Transformación puesto en marcha en 2016 y la captura de importantes eficiencias y sinergias en todas las áreas de negocio y países.

El Programa de Eficiencia, anunciado con el Plan Estratégico y de aplicación en toda la Compañía, ha incorporado ahorros en capex y opex que, junto con las sinergias de la integración con Talisman, han aportado más de 1.600 millones de euros en 2016. Todo esto permite a Repsol afrontar el año 2017 planteando importantes retos. En 2017 se espera que el plan continúe creciendo, estimando alcanzar 2.100 millones de euros de ahorros, batiendo las expectativas previstas y anticipando el objetivo establecido para el año 2018.

Adicionalmente, en el año 2016 se han materializado una parte importante de las desinversiones previstas para los dos primeros ejercicios del Plan Estratégico, excediendo los objetivos que se establecieron en 3.100 millones de euros. Teniendo en cuenta lo anterior, y tras una optimización de nuestro portafolio, 2017 se presenta como un año de consolidación de los negocios y de foco en la eficiencia de los actuales activos.

En 2017 el área de Exploración y Producción continuará centrado en nuestras tres regiones estratégicas: Norteamérica, Latinoamérica y Sudeste Asiático, zonas con un alto potencial de desarrollo orgánico gracias a lo cual, incluso tras las desinversiones mencionadas, los volúmenes de producción en 2017 se mantendrán en cifras cercanas a los conseguidos en ejercicio 2016.

Las inversiones previstas para el periodo 2016-2017 de esta área se aproximarán a los 5.500 millones de dólares, cifra que supone una reducción de más de un 30%, en términos anuales y homogéneos, respecto al importe de 2015, gracias, entre otros, al proceso de optimización y al Programa de Eficiencia puestos en marcha. Los esfuerzos de inversión se centrarán en 2017 en proyectos de alto valor añadido y se concentrarán principalmente en proyectos de desarrollo y construcción de instalaciones en Trinidad, EE.UU., Brasil, Venezuela, Canadá, UK, Argelia, Perú, Bolivia, Indonesia, Malasia y Vietnam, así como en la perforación de sondeos exploratorios.

Todo ello seguirá permitiendo a esta área de negocio reducir el nivel del precio del crudo a partir del cual se genera caja positiva, junto con un incremento del retorno del capital empleado (ROACE).

La mayor eficiencia en el área de Exploración y Producción se complementará con las fortalezas demostradas en el área del Downstream, que ha reafirmado las ventajas de Repsol como compañía integrada.

Las inversiones realizadas en las refinerías de Cartagena y Petronor, con la correspondiente mejora en los márgenes de refino, han situado a Repsol a la cabeza de las compañías europeas integradas por eficiencia, lo que garantiza la generación de valor y resiliencia en un entorno deprimido de precios del petróleo. Los objetivos marcados para 2017 son:

- En las instalaciones de Refino y Química, incremento de la fiabilidad de las plantas y orientación, a través del Programa de Eficiencia, a la reducción de los costes energéticos y de las emisiones de CO^2, lo que conducirá a una mejora continuada de sus márgenes;
- Maximizar el valor del negocio del Marketing y consolidar la posición competitiva, dentro del nuevo marco legal, optimizando las operaciones.
- Política de mejora de eficiencia, con una estricta contención de costes, si bien atendiendo a la situación particular de los negocios en crecimiento.

En el entorno previsto y, gracias a la integración de nuestros negocios, entre otros factores, Repsol prevé que será capaz de generar caja para financiar sus necesidades de inversión, retribuir a sus accionistas y reducir deuda.

8. RIESGOS

8.1. 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

Aunque el crecimiento económico global se ha estabilizado y las perspectivas mejorado, la incertidumbre y riesgos son elevados. Al respecto, ha cobrado especial relevancia el riesgo geopolítico. El resultado de las elecciones en EE.UU. y el voto a favor de la salida del Reino Unido de la Unión Europea pone de manifiesto una mayor polarización de la sociedad y que el *statu quo* de los últimos 30 años (políticas liberalizadoras del comercio y bajo intervencionismo) está siendo cuestionado. En Europa se concentran importantes citas electorales en los próximos meses, en las que se pondrá a prueba el apoyo a las instituciones europeas.

El impacto de estos eventos sobre el crecimiento mundial y, por ende, el comportamiento de los mercados es aún incierto, pero no necesariamente negativo, aunque sí podría cambiar la distribución del crecimiento global. Si se concreta el estímulo fiscal para EE.UU. que anticipaba el programa de Donald Trump, de 1 billón de dólares, provocaría un mayor crecimiento en EE.UU., pero si se acompaña de medidas proteccionistas, se debilitaría el crecimiento de los países emergentes.

Adicionalmente, desde una perspectiva financiera, otro riesgo para la economía global es la posible mayor divergencia en la política económica entre los principales bancos centrales. Si bien el Banco Central Europeo y el Banco de Japón seguirán con una política monetaria expansiva, en caso de que las políticas de Donald Trump causaran un repunte de la inflación, la Reserva Federal podría tener que elevar las tasas de interés más abruptamente de lo esperado, lo que llevaría a un mayor fortalecimiento del dólar. Un dólar más fuerte endurecería las condiciones financieras en los países emergentes y pondría en riesgo la solvencia de gobiernos y empresas con deuda en dólares.

Por otro lado, no puede descartarse un evento de riesgo en China, en la medida que la actividad ha venido soportada por un fuerte crecimiento del endeudamiento, que alcanza ya el 250% del PIB y está muy centrado en el sector corporativo.

Con la reciente reunión de la OPEP del 30 de noviembre de 2016, en la que decidió abandonar dos años de política de defensa de cuota de mercado y establecer un recorte de producción para soportar los precios, el futuro del mercado parece más halagüeño que antes. Sin embargo, existen factores que podrían introducir incertidumbre en el mercado, pero dada la magnitud del recorte de la OPEP de 1,2 millones de bbl/d y la más que probable adhesión de un conjunto de países no-OPEP con un recorte adicional de 0,6 millones, el impacto negativo tiende a ser bajo. Entre estos factores se encuentran: i) una demanda de países emergentes por debajo de la esperada; ii) una velocidad de respuesta mayor a la esperada de los no convencionales de esquistos de EE.UU. al incremento esperado de precios; iii) un aumento de la producción de Libia y Nigeria, países OPEP que quedaron excluidos de los recortes acordados en la reunión del 30 de noviembre; y iv) un cumplimiento muy bajo de los países OPEP a su compromiso individuales de recorte de producción.

Cambio climático

Repsol está expuesta a posibles modificaciones del marco regulatorio de las emisiones de gases de efecto invernadero, derivadas tanto de nuestra actividad industrial como del uso de nuestros productos.

Además, tras el Acuerdo de París, los compromisos asumidos por los países en sus respectivos NDC (*National Determined Contribution*) tendrán un impacto importante en las políticas climáticas. El acuerdo es sin duda un paso más hacia una economía baja en emisiones, en la que será esencial un modelo de empresa más sostenible.

Los activos de Repsol están sujetos a riesgos derivados de cambios físicos provocados por el cambio climático, como subidas del nivel del mar, cambios en patrones de precipitación, cambios en temperaturas extremas o sequías e incluso una mayor ocurrencia de fenómenos meteorológicos extremos (ciclones, huracanes, etc.). Repsol está presente en áreas susceptibles de sufrir estos efectos.

Por otro lado, un cambio en las pautas de comportamiento de los consumidores hacia productos menos intensivos en carbono, podrían afectar también a la competitividad de Repsol si no es capaz de adaptarse a estos cambios.

Repsol, y la industria del petróleo, están expuestos a corrientes de opinión negativas que pueden afectar al valor de la acción. Iniciativas que promueven la desinversión en empresas dedicadas a la extracción de combustibles fósiles para reducir el impacto de sus productos sobre el cambio climático pueden afectar a la base accionarial de la compañía.

Repsol no puede predecir el alcance exacto que los riesgos descritos pueden provocar en sus actividades, en el resultado de las operaciones y en la posición financiera del Grupo Repsol.

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 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, que pueden verse alterados como consecuencia de retraso, renegociación o cancelación de proyectos. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol de 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 las actividades de *Upstream,* en materias tales 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.

De manera análoga, en *Downstream,* las actividades de refino de petróleo y la industria petroquímica, en general, están sometidas a una exhaustiva regulación estatal e intervención en materias tales como la seguridad y los controles medioambientales.

Asimismo, 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 específicos 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 anticipar el alcance exacto de los cambios de dichas leyes ni de su interpretación ni de la implantación de determinadas políticas, que podrían afectar de un modo adverso a su negocio, resultados y situación financiera.

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

Repsol está sujeta a una gran variedad de regulaciones medioambientales y de seguridad 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, tecnologías extractivas, vertidos al agua, remediación del suelo y aguas subterráneas, así como generación, almacenamiento, transporte, tratamiento y eliminación final de los residuos y seguridad.

Por último, tras la adquisición de ROGCI, la Compañía ha incrementado su actividad en hidrocarburos no convencionales. Desde un punto de vista medioambiental, la preocupación por los impactos que la exploración y explotación de este tipo de recursos puedan ocasionar podría llevar a los gobiernos y autoridades a la aprobación de nueva normativa o a la exigencia de nuevos requerimientos para su desarrollo, que podrían afectar negativamente a Repsol.

Repsol no puede predecir el alcance exacto de los cambios en las regulaciones medioambientales y de seguridad ni de la interpretación de las mismas o si ciertas políticas se implementarán. Cualquier cambio regulatorio podría provocar un impacto negativo en las actividades, el resultado de las operaciones y la posición financiera del Grupo Repsol.

Riesgos operativos inherentes a las actividades de Repsol

Exploración y explotación de hidrocarburos (Upstream): 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 y suministro de proveedores, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas y su desmantelamiento.

Adicionalmente, los proyectos de exploración son complejos en cuanto a su tamaño y están expuestos a retrasos en la ejecución y desviaciones en los costes inicialmente presupuestados. Además, algunos de los proyectos de desarrollo, están localizados en aguas profundas, áreas maduras y en otros entornos difíciles, como el Golfo de México, Alaska, el Mar del Norte, Brasil y la Selva Amazónica, o en yacimientos complejos que pueden agravar tales riesgos. También hay que considerar que, 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, 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.

Negocios industriales y comercialización de productos derivados del petróleo (Downstream)

Las actividades de las áreas de Refino, Química, Trading y producción y distribución de productos derivados del petróleo y del GLP están expuestas a los riesgos inherentes a estas actividades y éstos pueden estar relacionados con las características propias de estos productos (inflamabilidad o toxicidad), su uso (incluido el de los clientes), las emisiones resultantes del proceso productivo (como los gases de efecto invernadero) y materiales y residuos utilizados (residuos peligrosos y la gestión energética y del agua), que pueden afectar a la salud de las personas, la seguridad y al medio ambiente. Los activos industriales de Repsol (refinerías, plantas regasificadoras, almacenes, puertos, ductos, barcos, camiones cisterna, estaciones de servicio…) están expuestos a accidentes tales como incendios, explosiones, fugas de productos tóxicos, así como incidentes medioambientales contaminantes a gran escala. Estos accidentes pueden causar muertes y lesiones a los empleados, contratistas, residentes de áreas colindantes y clientes, así como daños a los bienes y activos de Repsol y de terceros.

Por otra parte, las actividades del segmento *Downstream* se desarrollan en un mercado altamente competitivo. Los márgenes de refino y comercialización pueden verse afectados por una combinación de factores tales como la baja demanda por el deterioro de la situación económica de los países en los que opera, altos precios de los crudos y de otras materias primas, tendencias de los costes energéticos ligados a la producción, excesos en la capacidad de refino en Europa y la creciente competencia de productos provenientes de refinerías en Rusia, Oriente Medio, Asia Oriental y Estados Unidos con costes productivos inferiores. Los negocios comerciales compiten con operadores internacionales de la industria de hidrocarburos y con otros operadores no petroleros (cadenas de supermercados y otros operadores comerciales) para adquirir u operar Estaciones de Servicio. Las Estaciones de Servicio de Repsol compiten fundamentalmente en base al precio, servicio y disponibilidad de productos *non-oil*.

Si alguno de los riesgos mencionados se materializa, la actividad de Repsol, 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 ataques de grupos armados. 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, limitar las ventas en los mercados afectados por estos acontecimientos y afectar a la seguridad de los empleados y contratistas.

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 y no probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza los criterios establecidos por el sistema "SPE/WPC/AAPG/SPEE *Petroleum Resources Management System*", referido normalmente por su acrónimo SPE-PRMS (SPE - *Society of Petroleum Engineers*)".

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, entre los que destacan: las actividades de desarrollo y operaciones, incluyendo la perforación de pozos, las pruebas de producción y estudios. Tras la fecha de la estimación, los resultados de las actividades pueden conllevar revisiones sustanciales, tanto al alza como a la baja, en función de la calidad de los datos técnicos y económicos, incluyendo cambios en los precios de los hidrocarburos, y su interpretación y valoración. Asimismo, el comportamiento de la producción de los yacimientos y las tasas de recuperación dependen significativamente de la tecnología y la habilidad para implementarla.

Como resultado de lo anterior, la medición de las reservas no es precisa y está sujeta a revisión. La estimación de reservas probadas y no probadas de petróleo y gas también estará sujeta a correcciones tanto por errores en la aplicación de las normas publicadas como por cambio en las mismas. 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 el 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.

Adquisiciones, inversiones y enajenaciones

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.

El 8 de mayo de 2015 Repsol completó la adquisición del grupo canadiense Talisman, dedicado a la exploración y producción de petróleo y gas. Como en cualquier combinación de negocios, la capacidad de Repsol para alcanzar los beneficios estratégicos que se esperan de la adquisición dependerá de su capacidad para integrar equipos, procesos y procedimientos, así como para mantener las relaciones con clientes y socios.

De materializarse alguno de los riesgos indicados tras la toma de control de ROGCI, se podría producir un impacto negativo en las operaciones, los resultados o la situación financiera del Grupo Repsol.

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

Repsol, en línea con las prácticas de la industria, mantiene una cobertura de seguros ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas. La cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las pérdidas y/o responsabilidades incurridas. Además, las pólizas de seguros de Repsol contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos o, incluso, las indemnizaciones podrían devenir incobrables total o parcialmente en caso de insolvencia de los aseguradores. 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, como consecuencia de las significativas diferencias en 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 abastecerse de otras fuentes de gas natural, que podrían tener precios superiores a los acordados en esos contratos.

Repsol dispone también de contratos a largo plazo para la venta de gas a clientes que presentan riesgos de otro tipo, al estar vinculados a las reservas probadas actuales en estos países que, en el caso de que no sean suficientes, implicaría que Repsol no sería 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, los resultados y la 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.

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 surgidos como consecuencia del desarrollo de su actividad sobre los que no 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 a los negocios, resultados o a la situación financiera del Grupo Repsol.

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 económicas y/o materiales en el futuro por esta causa.

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

El nuevo Código de Ética y Conducta de Repsol es de obligado cumplimiento para todos los consejeros, directivos y empleados de Repsol, independientemente del tipo de contrato que determine su relación profesional o laboral y tiene como objetivo establecer el marco de referencia para entender y poner en práctica los comportamientos y las expectativas que la Compañía deposita en cada uno de sus empleados en su trabajo diario, con arreglo a los principios de lealtad a la Compañía, buena fe, integridad y 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. Las conductas indebidas en la gestión o los incumplimientos de la normativa aplicable, de producirse, podrían causar daños reputacionales a la Compañía, además de acarrear sanciones y responsabilidades legales.

Repsol está expuesto a corrientes de opinión negativas que pueden dañar su imagen y reputación, afectando a sus oportunidades de negocio

La compañía desarrolla sus operaciones en múltiples entornos en los que existen diversos grupos de interés, principalmente comunidades locales de las áreas de influencia de sus operaciones así como organizaciones de la sociedad civil (de ámbito local y nacional), políticas, sindicales y de consumidores, entre otras.

En caso de que los intereses de dichos colectivos se contrapongan a las actividades de la compañía y la interlocución con los mismos no genere los acuerdos necesarios, Repsol puede verse afectado por la publicación de información tendenciosa o manipulada que genere corrientes de opinión contrarias a sus actividades.

Esto podría provocar un impacto negativo en la aceptación mediática o social de las actuaciones de Repsol, lo que derivaría a su vez en una erosión de la reputación de la compañía y en la pérdida de oportunidades de negocio en la zona o en el país, con potenciales efectos adversos en el negocio, la posición financiera y los resultados de las operaciones.

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 16 "*Riesgos financieros*" 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

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.

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. 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 también realiza análisis de la solvencia 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.

Riesgo de la calificación crediticia

Las agencias de rating crediticio evalúan regularmente al Grupo, y sus calificaciones sobre el mismo se basan en factores externos, tales como las condiciones que afectan al sector del *Oil&Gas*, al estado general de la economía y a la evolución de los mercados financieros.

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.

Véase la tabla de calificaciones crediticias en el apartado 4 en el epígrafe “Calificación crediticia” en este documento.

Riesgos de Mercado

El Grupo Repsol está expuesto a diversos tipos de riesgo de mercado: 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 la Compañía, teniendo especial relevancia el hecho de que: (i) los flujos de efectivo procedentes de las operaciones de comercio internacional sobre crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares americanos; (ii) gran parte de los activos e inversiones financieras de Repsol están denominados igualmente en dólares americanos.

Adicionalmente ha de tenerse en cuenta que: (i) 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; (ii) 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 16, "*Gestión de Riesgos financieros*", y en la 17, "*Operaciones con derivados y otros*", de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016 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 "*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 17, "*Operaciones con derivados y otros*", de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado.

Riesgo de tipo de interés: El valor de mercado de la financiación neta y los intereses netos del Grupo podrían verse afectados como consecuencia de variaciones en los tipos de interés, que 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. La variación de tipos de interés puede afectar igualmente al valor de activos y pasivos por variación de los tipos de descuento de flujos de caja aplicables, a la rentabilidad de las inversiones y al coste futuro de captación de recursos financieros.

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 16 "*Riesgos financieros*" y en la 17 "*Operaciones con derivados y otros*" de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado y las operaciones de cobertura realizadas.

8.2. GESTIÓN DEL RIESGO

El Grupo Repsol desarrolla actividades en múltiples países, condiciones y entornos, y en todas las fases de la cadena de valor del negocio energético. De esta forma se encuentra expuesta a riesgos de diferente naturaleza (estratégicos, operacionales y financieros) que pueden afectar al desempeño futuro de la organización y que deben mitigarse de la forma más efectiva posible.

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, tanto en el ámbito de los órganos de gobierno corporativos como en la gestión de los negocios.

Repsol viene trabajando desde hace años en un modelo de gestión integrada de riesgos con el objetivo de anticipar, gestionar y controlar los riesgos con visión de conjunto. El Sistema de Gestión Integrada de Riesgos de Repsol (SGIR) aporta una visión global y fidedigna de todos los riesgos que pueden afectar a la Compañía, independientemente de su naturaleza.

El compromiso de Repsol de implantar el SGIR se plasma en la Política de Gestión de Riesgos de Repsol y sus principios se concretan en una Norma de Gestión Integrada de Riesgos aprobada por el Comité de Dirección de la Compañía. Este modelo de gestión está inspirado en el estándar internacional de referencia ISO31000 y el Modelo de las Tres Líneas de Defensa.

Los pilares fundamentales del SGIR son:

- La Alta Dirección lidera la gestión integrada de riesgos.
- Se integra en todos los procesos de gestión y actividades de la Compañía, siempre con el enfoque global aportado por la Dirección de Riesgos.
- Participan los negocios y las áreas corporativas, convirtiéndose en unidades con distintos niveles de responsabilidad y especialización (unidades gestoras de riesgos, unidades supervisoras y unidades auditoras) así como la Dirección de Riesgos que ejerce funciones de coordinación y gobierno del sistema.
- Asegura que todos los riesgos son gestionados conforme a un proceso común de identificación, valoración y tratamiento.
- Promueve la mejora continua para ganar en eficiencia y capacidad de respuesta.

Desde la Alta Dirección de Repsol, el SGIR es visto no sólo como una herramienta para definir la estrategia de la Compañía, sino también para mejorar las operaciones y asumir con flexibilidad situaciones críticas saliendo fortalecidos.

Sistema de Gestión Integrado de Riesgos de Repsol – (SGIR)

Fuente: Dirección Riesgos de Repsol

Para Repsol, el Mapa de Riesgos es la pieza central que identifica los riesgos relevantes y los clasifica de acuerdo a su importancia. Para construirlo, la Compañía dispone de una metodología que permite caracterizar de una forma sencilla, entendible y robusta los riesgos y cuantificar el potencial impacto económico, reputacional y en personas que puede sufrir la unidad de negocio o área en caso de materializarse.

Durante 2016, y con el propósito de obtener un Mapa de Riesgos consolidado a nivel de Grupo, la Compañía ha continuado desarrollando los mapas de riesgos de cada negocio/área de Repsol en colaboración con un extenso número de expertos. Este Mapa de Riesgos consolidado permite obtener una visión de conjunto de los riesgos claves con una métrica común e identificar medidas de mitigación eficientes.

Además, la organización viene trabajando, en algunos riesgos de alta criticidad, con una metodología que permite obtener una visión integrada de los factores que inciden en la materialización del evento de riesgo y en sus consecuencias, con el objetivo de prevenir su ocurrencia y/o reducir sus impactos. Esto permite orientar el esfuerzo hacia el tratamiento del riesgo poniendo foco en la detección y gestión de las barreras y controles (medidas preventivas y de contingencia).

Adicionalmente, como elemento esencial para el funcionamiento del modelo de gestión se han mantenido y desarrollado nuevas actividades dirigidas a potenciar una cultura más proclive a la gestión integrada de riesgos en la compañía. Para ello, durante este ejercicio se ha trabajado en la definición, desarrollo y realización de formación presencial, complementaria a la online ya incluida en el catálogo de oferta formativa de la Compañía anteriormente.

En el apartado 6 se ofrece información específica sobre la Gestión de Riesgos de Seguridad y Medioambiente y Gestión de Riesgos Fiscales, respectivamente.

ACERCA DE ESTE INFORME

Este informe ha de ser leído junto con las cuentas anuales consolidadas correspondientes a 31 de diciembre de 2016 del Grupo Repsol. Los usuarios del mismo han de tener presente que la información prospectiva, contenida en los diferentes apartados de este documento, refleja los planes, previsiones o estimaciones de los gestores del Grupo. Estos se basan en asunciones que son consideradas razonables, sin que pueda considerarse como una garantía de desempeño futuro de la entidad, en el sentido de que tales planes, previsiones o estimaciones se encuentran sometidos a numerosos riesgos e incertidumbres que no implican que el desarrollo futuro del Grupo tenga por qué coincidir con el inicialmente previsto. Los principales riesgos e incertidumbres se describen en el apartado "8.1 Factores de Riesgo".

Para la elaboración de este informe se han considerado las recomendaciones contenidas en la "*Guía para para la elaboración del Informe de Gestión de las entidades cotizadas*", que la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) publicó en 2013.

ANEXO I: MEDIDAS ALTERNATIVAS DE RENDIMIENTO

La información financiera de Repsol contiene magnitudes y medidas preparadas de acuerdo con la normativa contable aplicable, así como otras medidas preparadas de acuerdo con el modelo de Reporting del Grupo[1] denominadas Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR). Las MAR se consideran magnitudes "*ajustadas*" respecto a aquellas que se presentan de acuerdo con NIIF-UE o con la Información de las actividades de Exploración y Producción de hidrocarburos (en adelante "*Información E&P*")[2], y por tanto deben ser consideradas por el lector como complementarias pero no sustitutivas de éstas.

Las MAR son importantes para los usuarios de la información financiera porque son las medidas que utiliza la Dirección de Repsol para evaluar el rendimiento financiero, los flujos de efectivo o la situación financiera en la toma de decisiones financieras, operativas o estratégicas del Grupo.

Para información adicional ver https://www.repsol.com.

1. Medidas del rendimiento financiero

Resultado neto ajustado

El Resultado Neto Ajustado es la principal medida de rendimiento financiero que la Dirección (Comité Ejecutivo Corporativo, Comité Ejecutivo de E&P y Comité Ejecutivo de *Downstream*) revisa para la toma de decisiones de acuerdo con la NIIF 8 "*Segmentos de operación*".

Repsol presenta los resultados de los segmentos incluyendo los correspondientes a negocios conjuntos[3] y otras sociedades gestionadas operativamente como tales, de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo, considerando sus magnitudes operativas y económicas bajo la misma perspectiva y con el mismo nivel de detalle que las de las sociedades consolidadas por integración global. De esta manera, el Grupo considera que queda adecuadamente reflejada la naturaleza de sus negocios y la forma en que se analizan sus resultados para la toma de decisiones.

El Resultado Neto Ajustado se calcula como el ***Resultado de operaciones continuadas a coste de reposición*** ("*Current Cost of Supply*" o CCS[4]) neto de impuestos y minoritarios y sin incluir ciertos ingresos y gastos (***Resultados específicos***), ni el denominado ***Efecto patrimonial***. El ***Resultado financiero*** se asigna al Resultado Neto Ajustado del segmento "*Corporación y otros*".

El Resultado Neto Ajustado es una MAR útil para el inversor a efectos de poder evaluar el rendimiento de los segmentos de operación y permitir una mejor comparabilidad con las compañías del sector de Oil & Gas que utilizan distintos métodos de valoración de existencias (ver apartado siguiente).

---

1 Véase la Nota 2.3 de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2016.

2 La Información de las actividades de Exploración y Producción de hidrocarburos que se elabora y difunde con carácter anual por el Grupo, se prepara de acuerdo con los principios habitualmente utilizados en la industria del petróleo y gas, que utiliza como referencia los criterios de desglose recogidos en el Topic 932 del Financial Accounting Standards Board (FASB).

3 Véase la Nota 8 "Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación" y el Anexo I "Principales sociedades que configuran el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2016" donde se identifican los principales negocios conjuntos del Grupo.

4 El resultado a coste de reposición (CCS), comúnmente utilizado en la industria para presentar los resultados de los negocios *Downstream* que deben trabajar con importantes inventarios sujetos a fluctuación constante de precios, no es aceptado en la normativa contable europea pero facilita la comparabilidad con otras compañías del sector y el seguimiento de los negocios con independencia del impacto de las variaciones de precios sobre sus inventarios. Como consecuencia de lo anterior, el Resultado Neto Ajustado no incluye el denominado Efecto Patrimonial.

Efecto Patrimonial

Es la diferencia entre el **Resultado de operaciones continuadas a coste de reposición (CCS)** y el resultado calculado a Coste Medio Ponderado (CMP, método de valoración de inventarios utilizado por la compañía para determinar sus resultados conforme a la normativa contable europea). Afecta únicamente al segmento *Downstream*, de forma que en el **Resultado de operaciones continuadas a CCS**, el coste de los volúmenes vendidos en el periodo se determina de acuerdo con los costes de aprovisionamiento y de producción del propio periodo. Además del efecto anterior, el ***Efecto Patrimonial*** incluye otros ajustes a la valoración de existencias (saneamientos, coberturas económicas…) y se presenta neto de impuestos y minoritarios. La Dirección de Repsol considera que esta es una medida útil para los inversores considerando las variaciones tan significativas que se producen en los precios de los inventarios entre periodos.

El CMP es un método contable de valoración de existencias aceptado por la normativa contable europea, por el que se tienen en cuenta los precios de compra y los costes de producción históricos, valorando los inventarios por el menor entre dicho coste y su valor de mercado.

Resultados específicos

Partidas significativas cuya presentación separada se considera conveniente para facilitar el seguimiento de la gestión ordinaria de las operaciones de los negocios. Incluye plusvalías/minusvalías por desinversiones, costes de reestructuración de personal, deterioros y provisiones para riesgos y gastos. Los Resultados específicos se presentan netos de impuestos y minoritarios.

En el apartado 4.1 "*Resultados*" se incluyen los Resultados específicos acumulados de los ejercicios 2015 y 2016. A continuación se presentan los Resultados específicos del cuarto trimestre de 2015 y 2016.

	Cuarto trimestre							
	Upstream		**Downstream**		**Corporación**		**TOTAL**	
Millones de euros	**4T 2016**	**4T 2015**	**4T 2016**	**4T 2015**	**4T 2016**	**4T 2015**	**4T 2016**	**4T 2015**
Desinversiones	(13)	-	150	19	(33)	(5)	104	14
Reestructuración plantillas	(9)	(5)	(12)	(1)	(1)	(1)	(22)	(7)
Deterioros	(259)	(2.525)	(141)	(28)	-	(39)	(400)	(2.592)
Provisiones y otros	(236)	(75)	(3)	(18)	338	125	99	32
TOTAL	**(517)**	**(2.605)**	**(6)**	**(28)**	**304**	**80**	**(219)**	**(2.553)**

A continuación se presenta la reconciliación de los Resultados Ajustados bajo el modelo de Reporting del Grupo con los Resultados preparados bajo NIIF-UE:

	Cuarto trimestre											
			AJUSTES									
	Resultado Ajustado		Reclasif. de Negocios Conjuntos		Resultados específicos		Efecto Patrimonial[2]		Total ajustes		Resultado NIIF-UE	
Millones de euros	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Resultado de explotación	564 [1]	144[1]	214	444	(478)	(3.608)	193	(202)	(71)	(3.366)	493	(3.222)
Resultado financiero	70	11	(63)	57	47	151	-	-	(16)	208	54	219
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	77	129	(135)	(453)	-	-	-	-	(135)	(453)	(58)	(324)
Resultado antes de impuestos	**711**	**284**	**16**	**48**	**(431)**	**(3.457)**	**193**	**(202)**	**(222)**	**(3.611)**	**489**	**(3.327)**
Impuesto sobre beneficios	(3)	191	(16)	(48)	(90)	903	(50)	54	(156)	909	(159)	1.100
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	**708**	**475**	**-**	**-**	**(521)**	**(2.554)**	**143**	**(148)**	**(378)**	**(2.702)**	**330**	**(2.227)**
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(10)	(22)	-	-	3	1	(6)	18	(3)	19	(13)	(3)
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	**698**	**453**	**-**	**-**	**(518)**	**(2.553)**	**137**	**(130)**	**(381)**	**(2.683)**	**317**	**(2.230)**
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	299	-	-	-	299	-	299	-
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOC. DOMINANTE	**698**	**453**	**-**	**-**	**(219)**	**(2.553)**	**137**	**(130)**	**(82)**	**(2.683)**	**616**	**(2.230)**

	A 31 de diciembre											
			AJUSTES									
	Resultado Ajustado		Reclasif. de Negocios Conjuntos		Resultados específicos		Efecto Patrimonial[2]		Total ajustes		Resultado NIIF-UE	
Millones de euros	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Resultado de explotación	2.067 [1]	1.764 [1]	98	355	(448)	(4.147)	194	(696)	(156)	(4.488)	1.911	(2.724)
Resultado financiero	(315)	244	(68)	44	149	173	-	-	81	217	(234)	461
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	371	469	(177)	(558)	-	-	-	-	(177)	(558)	194	(89)
Resultado antes de impuestos	**2.123**	**2.477**	**(147)**	**(159)**	**(299)**	**(3.974)**	**194**	**(696)**	**(252)**	**(4.829)**	**1.871**	**(2.352)**
Impuesto sobre beneficios	(164)	(539)	147	159	(323)	1.182	(51)	194	(227)	1.535	(391)	996
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	**1.959**	**1.938**	**-**	**-**	**(622)**	**(2.792)**	**143**	**(502)**	**(479)**	**(3.294)**	**1.480**	**(1.356)**
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(37)	(86)	-	-	4	1	(10)	43	(6)	44	(43)	(42)
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	**1.922**	**1.852**	**-**	**-**	**(618)**	**(2.791)**	**133**	**(459)**	**(485)**	**(3.250)**	**1.437**	**(1.398)**
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	299	-	-	-	299	-	299	-
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOC. DOMINANTE	**1.922**	**1.852**	**-**	**-**	**(319)**	**(2.791)**	**133**	**(459)**	**(186)**	**(3.250)**	**1.736**	**(1.398)**

(1) Resultado de las operaciones continuadas a costes de reposición (CCS).
(2) El Efecto patrimonial supone un ajuste a los epígrafes de "*Aprovisionamientos*" y "*Variación de existencias de producto*" de la cuenta de pérdidas y ganancias NIIF-UE.

EBITDA:

El ***EBITDA*** ("*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*") es un indicador que mide el margen de explotación de la empresa antes de deducir los intereses, impuestos, deterioros, reestructuraciones y amortizaciones. Al prescindir de las magnitudes financieras y tributarias, así como de gastos contables que no conllevan salida de caja, es utilizado por la Dirección para evaluar los resultados de la compañía a lo largo del tiempo, permitiendo su comparación con otras compañías del sector de *Oil & Gas*.

El ***EBITDA*** se calcula como Resultado operativo + Amortización + Deterioros + Reestructuraciones y otras partidas que no suponen entradas o salidas de caja de las operaciones (plusvalías/minusvalías por desinversiones, provisiones,…). El resultado operativo corresponde al Resultado de las operaciones continuadas a coste medio ponderado (CMP). En caso de que se utilice el ***Resultado de operaciones continuadas*** **a coste de reposición** (CCS) se denomina ***EBITDA a CCS.***

	Cuarto trimestre							
	Modelo de Reporting Grupo		**Reclasif. negocios conjuntos y otros**		**Efecto patrimonial**		**Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE[(1)]**	
	2016	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**
EBITDA	1.668	1.022	(253)	(159)	-	-	1.415	863
EBITDA a CCS	1.475	1.224	(253)	(159)	193	(202)	1.415	863

	A 31 de diciembre							
	Modelo de Reporting Grupo		**Reclasif. negocios conjuntos y otros**		**Efecto patrimonial**		**Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE[(1)]**	
	2016	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**
EBITDA	5.226	4.416	(808)	(687)	-	-	4.418	3.729
EBITDA a CCS	5.032	5.112	(808)	(687)	194	(696)	4.418	3.729

(1) Corresponde a los epígrafes "*Resultados antes de impuestos*" y "*Ajustes de resultado*" de los Estados de Flujos de Efectivo (EFE) consolidados preparados bajo NIIF-UE.

ROACE:

Esta MAR es utilizada por la Dirección de Repsol para evaluar la capacidad que tienen los activos en explotación para generar beneficios, por tanto es una medida de la eficiencia del capital invertido (patrimonio y deuda).

El ROACE se calcula como: (Resultado de explotación ajustado por los resultados de los negocios conjuntos excluyendo los "***Resultados específicos***" + gasto por impuestos + resultado participadas) / (Capital empleado medio del periodo de operaciones continuadas). El ***Capital empleado*** mide el capital invertido en la compañía de origen propio y ajeno, y se corresponde con el Total Patrimonio Neto + la ***Deuda neta***. Incluye el correspondiente a los negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales.

NUMERADOR	2016	2015
Resultado de explotación (NIIF-UE)	**1.911**	**(2.724)**
Ajuste de Negocios Conjuntos	(98)	(355)
Ajuste Resultados específicos	448	4.147
Impuesto sobre beneficios [1]	(340)	(303)
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	371	469
I. Resultado ROACE a coste medio ponderado	**2.292**	**1.234**
DENOMINADOR		
Total Patrimonio Neto	31.111	28.762
Deuda Financiera Neta	8.144	11.934
Capital empleado a final del periodo	**39.255**	**40.696**
II. Capital empleado medio [2]	**39.818**	**41.090**
ROACE (I/II)	5,8	3,0

[1] No incluye el impuesto sobre beneficios correspondiente al resultado financiero.
[2] Corresponde a la media de saldo del capital empleado al inicio y al final del periodo.

2. Medidas de caja

Flujo de caja libre, caja generada y liquidez:

Las dos principales medidas utilizadas por parte de la Dirección del Grupo para evaluar la generación de caja del periodo son el ***Flujo de caja libre*** y la ***Caja generada.***

El ***Flujo de caja libre*** mide la generación de caja correspondiente a las actividades de explotación y de inversión y se utiliza para evaluar los fondos disponibles para pagar dividendos a los accionistas y para atender el servicio de la deuda.

La ***Caja generada*** corresponde con el ***Flujo de caja libre*** una vez deducidos tanto los pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio como los intereses netos y pagos por leasing. Esta MAR mide los fondos generados por la Compañía antes de operaciones financieras (principalmente de emisiones y cancelaciones de deuda).

A continuación se presenta la reconciliación del ***Flujo de caja libre*** y la ***Caja generada*** con los Estados de Flujos de Efectivo consolidados (EFE) preparados bajo NIIF-UE:

	Cuarto trimestre					
	Flujo de caja ajustado		**Reclasif. negocios conjuntos y otros**		**Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE**	
	2016	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación	1.402	2.453	246	(246)	1.648	2.207
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión	29	(1.015)	(482)	896	(453)	(119)
Flujo de caja libre (I+II)	**1.431**	**1.438**	**(236)**	**650**	**1.195**	**2.088**
III. Flujos de efectivo de las actividades de financiación y otros [(1)]	(85)	(1.039)	190	(620)	105	(1.659)
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes (I+II+III)	**1.346**	**399**	**(46)**	**30**	**1.300**	**429**
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	3.572	2.370	(185)	(351)	3.387	2.019
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	4.918	2.769	(231)	(321)	4.687	2.448

	A 31 de diciembre					
	Flujo de caja ajustado		**Reclasif. negocios conjuntos y otros**		**Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE**	
	2016	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**
I. Flujos de efectivo de las actividades de explotación	3.832	5.513	58	(577)	3.890	4.936
II. Flujos de efectivo de las actividades de inversión	491	(11.531)	(100)	2.571	391	(8.960)
Flujo de caja libre (I+II)	**4.323**	**(6.018)**	**(42)**	**1.994**	**4.281**	**(4.024)**
Caja generada	**3.246**	**(7.222)**	**9**	**(35)**	**3.255**	**(7.257)**
III. Flujos de efectivo de las actividades de financiación y otros [(1)]	(2.174)	3.760	132	(1.926)	(2.042)	1.834
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes (I+II+III)	**2.149**	**(2.258)**	**90**	**68**	**2.239**	**(2.190)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	2.769	5.027	(321)	(389)	2.448	4.638
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	4.918	2.769	(231)	(321)	4.687	2.448

[(1)] Incluye pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio, pagos de intereses, otros cobros/(pagos) de actividades de financiación, cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio, cobros/(pagos) por emisión/(devolución) de pasivos financieros y el efecto de las variaciones en los tipos de cambio.

Por otro lado, el Grupo mide la **liquidez** como la suma del "*Efectivo y otros activos líquidos equivalentes*" y las líneas de crédito comprometidas no dispuestas al final del periodo que corresponden a créditos concedidos por entidades financieras que podrán ser dispuestos por la compañía en los plazos, importe y resto de condiciones acordadas en el contrato.

	A 31 de diciembre					
	Modelo de Reporting Grupo		**Reclasif. negocios conjuntos**		**NIIF-UE**	
	2016	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.918	2.771	(231)	(323)	4.687	2.448
Líneas de crédito comprometidas no dispuestas	4.429	6.360	-	0	4.429	6.360
Liquidez	**9.347**	**9.131**	**(231)**	**(323)**	**9.116**	**8.808**

Inversiones netas de explotación:

Esta MAR se utiliza por la Dirección del Grupo para medir el esfuerzo inversor de cada periodo, así como su asignación por negocios, y se corresponde con aquellas inversiones realizadas por los distintos negocios del Grupo netas de las desinversiones. Incluye el correspondiente a los negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales.

	Cuarto trimestre					
	Inversiones netas de explotación		**Reclasif. negocios conjuntos y otros**		**Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE[1]**	
	2016	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**
Upstream	164	918	(77)	(361)	87	557
Downstream	(42)	332	(163)	(322)	(205)	10
Corporación y otros	(15)	14	(5)	(13)	(20)	1
TOTAL	**107 [2]**	**1.264**	**(245)**	**(696)**	**(138)**	**568**

	A 31 de diciembre					
	Inversiones netas de explotación		**Reclasif. negocios conjuntos y otros**		**Estado de Flujos de Efectivo NIIF-UE[1]**	
	2016	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**
Upstream	1.889	11.370	(565)	(1.233)	1.324	10.137
Downstream	(496)	493	1	(9)	(495)	484
Corporación y otros	(1.893)	97	6	1	(1.887)	98
TOTAL	**(500) [2]**	**11.960**	**(558)**	**(1.241)**	**(1.058)**	**10.719**

(1) Corresponde a los epígrafes "*Cobros por desinversiones*" y "*Pagos por inversiones*" de los Estados de Flujos de efectivo consolidados preparados bajo NIIF-UE, sin incluir las partidas correspondientes a "*Otros activos financieros*".

(2) Las inversiones brutas de explotación del ejercicio 2016 ascienden a 3.410 millones de euros (915 millones en el cuarto trimestre).

3. Medidas de la situación financiera

Deuda y ratios de situación financiera:

La **Deuda Neta** es la principal MAR que utiliza la Dirección para medir el nivel de endeudamiento de la Compañía. Se compone de los pasivos financieros menos los activos financieros, el efectivo y otros equivalentes al efectivo y el efecto de la valoración neta a mercado de derivados financieros (ex - tipo de cambio). Incluye además la deuda neta correspondiente a los negocios conjuntos y a otras sociedades gestionadas operativamente como tales.

	Deuda Neta		Reclasif. negocios conjuntos [1]		Magnitud según balance NIIF-UE	
	dic-16	**dic-15**	**dic-16**	**dic-15**	**dic-16**	**dic-15**
Activo no corriente						
Instrumentos financieros no corrientes[2]	424	121	657	512	1.081	633
Activo corriente						
Otros activos financieros corrientes	52	118	1.228	1.119	1.280	1.237
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4.918	2.771	(231)	(323)	4.687	2.448
Pasivo no corriente[3]						
Pasivos financieros no corrientes	(9.540)	(10.716)	58	135	(9.482)	(10.581)
Pasivo corriente[3]						
Pasivos financieros corrientes	(4.085)	(4.320)	(2.824)	(2.753)	(6.909)	(7.073)
Partidas no incluidas en balance						
Valoración neta a mercado de derivados financieros ex tipo de cambio[4]	87	92	-	-	87	92
DEUDA NETA	**(8.144)**	**(11.934)**			**(9.256)**	**(13.244)**

(1) Incluye fundamentalmente la financiación neta del Grupo Repsol Sinopec Brasil desglosada en los siguientes epígrafes:
Diciembre 2015: (Efectivo y otros activos líquidos equivalentes por importe de 11 millones de Euros y Pasivos financieros corrientes por préstamo intra-grupo de importe 2.819 millones de Euros, minorado en 300 millones de Euros por préstamos con terceros).
Diciembre 2016: (Efectivo y otros activos líquidos equivalentes por importe de 43 millones de Euros y Pasivos financieros corrientes por préstamo intra-grupo de importe 2.942 millones de Euros, minorado en 344 millones de Euros por préstamos con terceros).

(2) Corresponde al epígrafe "Activos financieros no corrientes" del balance de situación consolidado sin considerar los activos financieros disponibles para la venta.

(3) No incluye los saldos correspondientes a los arrendamientos financieros.

(4) En este epígrafe se elimina el valor neto a mercado por derivados financieros diferentes a derivados de tipo de cambio.

La **Deuda Bruta** es una magnitud utilizada para analizar la solvencia del Grupo, e incluye los pasivos financieros y el neto de la valoración a mercado de los derivados de tipo de cambio.

	Deuda Bruta		Reclasif. negocios conjuntos		Magnitud según balance NIIF-UE	
	dic-16	**dic-15**	**dic-16**	**dic-15**	**dic-16**	**dic-15**
Pasivos financieros corrientes	(4.061)	(4.252)	(2.824)	(2.752)	(6.885)	(7.004)
Valoración neta a mercado de derivados financieros de tipo de cambio corrientes	7	(1)	-	-	7	(1)
Deuda Bruta corriente	**(4.054)**	**(4.253)**	**(2.824)**	**(2.752)**	**(6.878)**	**(7.005)**
Pasivos Financieros no corrientes	(9.452)	(10.626)	57	135	(9.395)	(10.491)
Deuda Bruta no corriente	**(9.452)**	**(10.626)**	**57**	**135**	**(9.395)**	**(10.491)**
DEUDA BRUTA	**(13.506)**	**(14.879)**	**(2.767)**	**(2.617)**	**(16.273)**	**(17.496)**

Los ratios indicados a continuación se basan en la **Deuda** y son utilizados por la Dirección del Grupo para evaluar tanto el grado de apalancamiento como la solvencia del Grupo.

El ***Apalancamiento*** corresponde a la ***Deuda Neta*** dividida por el ***Capital empleado*** a cierre del periodo. Este ratio sirve para determinar la estructura financiera y el nivel de endeudamiento relativo sobre el capital aportado por los accionistas y entidades que proporcionan financiación. Es la principal medida para evaluar y comparar con otras compañías de Oil & Gas la situación financiera de la compañía.

La ***Cobertura de la deuda*** corresponde a la ***Deuda Neta*** dividida por el ***EBITDA*** y permite evaluar la capacidad de la compañía de devolución de la financiación ajena en número de años (x veces), así como su comparación con otras compañías del sector.

El ***ratio de Solvencia*** se calcula como la ***Liquidez*** (ver apartado 2 de este Anexo) dividida por la ***Deuda Bruta a corto plazo***, y se utiliza para determinar el número de veces que el Grupo podría afrontar sus vencimientos de deuda a corto plazo con la liquidez actual.

La ***Cobertura de intereses*** se calcula como los intereses de la deuda (que se compone de los ingresos y los gastos financieros, ver Nota 23 "*Ingresos y gastos financieros*" de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2016) divididos por el EBITDA. Este ratio es una medida que permite determinar la capacidad de la compañía para atender los pagos por intereses con su EBITDA.

	Modelo Reporting del Grupo		**Reclasif. Negocios Conjuntos**		**Magnitud según Balance NIIF - UE**	
	dic-16	**dic-15**	**dic-16**	**dic-15**	**dic-16**	**dic-15**
Intereses de la deuda	426	443	73	42	353	401
EBITDA	5.226	4.416	(808)	(687)	4.418	3.729
Cobertura de intereses	**8,2%**	**10,0%**			**7,99%**	**10,75%**

ANEXO II: TABLA DE CONVERSIONES Y ABREVIATURAS

			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

			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

[(1)] Media de referencia: 32,35 °API y densidad relativa 0,8636

Término	Descripción	Término	Descripción	Término	Descripción
bbl / bbl/d	Barril/ Barril al día	**kbbl**	Mil barriles de petróleo	**Mm^3/d**	Millón de metros cúbicos por día
bcf	Mil millones de pies cúbicos	**kbbl/d**	Mil barriles de petróleo por día	**Mscf/d**	Millón de pies cúbicos estándar por día
bcm	Mil millones de metros cúbicos	**kbep**	Mil barriles de petróleo equivalentes	**kscf/d**	Mil pies cúbicos estándar por día
bep	Barril equivalente de petróleo	**kbep/d**	Mil barriles de petróleo equivalentes por día	**MW**	Millón de watios
Btu/MBtu	*British termal unit*/ Btu/millones de Btu	**km^2**	Kilómetro cuadrado	**MWh**	Millón de watios por hora
GLP	Gas Licuado de Petróleo	**Kt/Mt**	Mil toneladas/Millones de toneladas	**TCF**	Trillones de pies cúbicos
GNL	Gas Natural Licuado	**Mbbl**	Millón de barriles	**tep**	Tonelada equivalente de petróleo
Gwh	Gigawatios por hora	**Mbep**	Millón de barriles equivalentes de petróleo	**USD / Dólar / $**	Dólar americano

ANEXO III: INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO

Se incluye como Anexo a este informe, y formando parte integrante del mismo, el Informe anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2016, tal y como requiere el artículo 538 de la Ley de Sociedades de Capital.

INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO

SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS

DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR

2016

FECHA FIN DEL EJERCICIO DE REFERENCIA

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
14-07-2016	1.465.644.100	1.465.644.100	1.465.644.100

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 Participaciones Mobiliarias, S.L.	122.208.433	8,34
Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona	0	CaixaBank, S.A.	147.246.412	10,05
Temasek Holdings (Private) Limited	0	Chembra Investments Pte. Ltd	70.207.943	4,79

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	12/01/2016	Se ha superado el 3% del capital social
Temasek Holdings (Private) Limited	15/01/2016	Se ha descendido del 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	462.957			0,03
D. Antonio Massanell Lavilla	10.000	-	-	0,00
D. Manuel Manrique Cecilia	127	Cymofag, S.L.U.	1.121	0,00
D. Josu Jon Imaz	123.346	-	-	0,01
D. Artur Carulla Font	85.922	-	-	0,01
D. Luis Carlos Croissier Batista	1.584			0,00
D. Rene Dahan	35.614	-	-	0,00
D. Ángel Durández Adeva	11.478	-	-	0,00
D. Javier Echenique Landiríbar	-	Bilbao Orvieto, S.L.	22.751	0,00
D. Mario Fernández Pelaz	5.290	-	-	0,00
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	11.092	AMTRAK,S.L.	3.534	0,00
D. José Manuel Loureda Mantiñán	70	Prilou, S.L.	81.024	0,00
D. Gonzalo Gortázar Rotaeche	10.722	-	-	0,00
D. Henri Philippe Reichstul	50	-	-	0
D. J. Robinson West	-	-	-	0
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	41.031	-	-	0,00

% total de derechos de voto en poder del Consejo de Administración	0,05%

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
Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona)	Societaria	Repsol, S.A. participa con Criteria Caixa, S.A.U. (sociedad controlada por Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona) y GIP III Canary 1, S.à r.l. 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, S.A., Criteria Caixa, S.A.U. y GIP III Canary 1, S.à r.l. tienen suscrito un acuerdo en el que asumen ciertos compromisos relativos al gobierno corporativo de Gas Natural SDG, S.A. que tienen por objeto la composición de su Consejo de Administración y de sus Comisiones.

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 5 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
94.185	0	0,01%

(*) A través de:

Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de acciones directas

Detalle las variaciones significativas, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 1362/2007, realizadas durante el ejercicio:

Explique las variaciones significativas

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 primera convocatoria, el 28 de marzo de 2014, adoptó, en su vigésimo 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, S.A., en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de sociedades dependientes, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol, S.A. y cualesquiera de sus sociedades dependientes, 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.*

La autorización incluye la adquisición de acciones que, en su caso, hayan de ser entregadas a los empleados y administradores de la Sociedad o de su Grupo, o como consecuencia del 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 Junta General Ordinaria celebrada el 30 de abril de 2010, bajo el punto sexto del Orden del Día.

Segundo. Autorizar, asimismo, al Consejo de Administración para que éste, a su vez, pueda delegar, al amparo de lo establecido en el artículo 249.2 de la Ley de Sociedades de Capital, las facultades delegadas a que se refiere el apartado primero de este acuerdo."

A.9 bis Capital flotante estimado

	%
Capital flotante estimado	76,78

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 los Mercados y Competencia, 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. Por otro lado, la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC), establece un procedimiento de control sobre determinadas operaciones empresariales en el sector de la energía, entre ellas sobre la toma de participaciones en sociedades que desarrollan determinadas actividades relacionadas con los hidrocarburos líquidos o son titulares de activos del sector de la energía de carácter estratégico (refinerías de petróleo, oleoductos y almacenamientos de productos petrolíferos). En particular, en caso de adquisición de participaciones en un porcentaje de capital social de una empresa energética afectada por esta Ley, que conceda una influencia significativa en la gestión de esa sociedad, el adquirente tendrá la obligación de comunicar la operación a la CNMC, la cual, si el adquirente no es nacional de la Unión Europea o del EEE y considerase que existe una amenaza real y suficientemente grave de que nazcan riesgos para la garantía de suministro de hidrocarburos, podrá establecer condiciones relativas al ejercicio de la actividad de las sociedades afectadas o al adquirente.

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 2016, 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. • 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. • La modificación de la presente norma especial.		

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, 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**	
30-04-2015	21,40	35,79	0	4,05	61,24
20-05-2016	20,44	32,43	0,02	1,53	54,42

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 Apartado derogado

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.

Los contenidos de gobierno corporativo y otra información sobre las últimas juntas generales son directamente accesibles a través de la página web corporativa de Repsol, S.A., www.repsol.com, en el apartado Accionistas e Inversores, Gobierno Corporativo, http://www.repsol.com/es_es/corporacion/accionistas-inversores/gobierno-corporativo/default.aspx.

C ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN DE LA SOCIEDAD

C.1 Consejo de Administración

C.1.1 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	Categoría del consejero	Cargo en el Consejo	Fecha primer nombramiento	Fecha último nombramiento	Procedimiento de elección
D. Antonio Brufau Niubó		Externo	Presidente	23-07-1996	30-04-2015	Votación en Junta de Accionistas
D. Gonzalo Gortázar Rotaeche		Dominical	Vicepresidente 1º	30-04-2015	20-05-2016	Votación en Junta de Accionistas
D. Manuel Manrique Cecilia		Dominical	Vicepresidente 2º	25-04-2013	31-05-2013	Votación en Junta de Accionistas
D. Josu Jon Imaz		Ejecutivo	Consejero Delegado	30-04-2014	30-04-2015	Votación en Junta de Accionistas
D. Artur Carulla Font		Independiente	Vocal	16-06-2006	28-03-2014	Votación en Junta de Accionistas
D. Luis Carlos Croissier Batista		Independiente	Vocal	09-05-2007	30-04-2015	Votación en Junta de Accionistas
D. Rene Dahan		Dominical	Vocal	31-05-2013	31-05-2013	Votación en Junta de Accionistas
D. Ángel Durández Adeva		Independiente	Vocal	09-05-2007	30-04-2015	Votación en Junta de Accionistas
D. Javier Echenique Landiríbar		Independiente	Vocal	16-06-2006	28-03-2014	Votación en Junta de Accionistas
D. Mario Fernández Pelaz		Independiente	Vocal	15-04-2011	30-04-2015	Votación en Junta de Accionistas
Dña. María Isabel Gabarró Miquel		Independiente	Vocal	14-05-2009	31-05-2013	Votación en Junta de Accionistas
D. José Manuel Loureda Mantiñán		Dominical	Vocal	31-01-2007	30-04-2015	Votación en Junta de Accionistas
D. Antonio Massanell Lavilla		Dominical	Vocal	28-09-2016	28-09-2016	Cooptación
D. Henri Philippe Reichstul		Independiente	Vocal	29-12-2005	28-03-2014	Votación en Junta de Accionistas
D. J. Robinson West		Independiente	Vocal	28-01-2015	30-04-2015	Votación en Junta de Accionistas
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla		Ejecutivo	Vocal y Secretario	02-02-2005	31-05-2013	Votación en Junta de Accionistas

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
D. Isidro Fainé Casas	Dominical	21-09-2016

C.1.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo y su distinta categoría:

CONSEJEROS EJECUTIVOS

Nombre o denominación del consejero	Cargo en el organigrama de la sociedad
D. Josu Jon Imaz San Miguel	Consejero Delegado
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	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	Nombre o denominación del accionista significativo a quien representa o que ha propuesto su nombramiento
D. Gonzalo Gortázar Rotaeche	CaixaBank, S.A.
D. Antonio Massanell Lavilla	CaixaBank, S.A.
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr, S.A.
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr, S.A.
D. Rene Dahan	Temasek Holdings (Private) Limited

Número total de consejeros dominicales	5
% total del Consejo	31,25

CONSEJEROS EXTERNOS INDEPENDIENTES

Nombre o denominación del consejero	**Perfil**
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.,The GB Foods, S.A. y Roger Goulart, S.A.; miembro del Consejo Asesor de EXEA Empresarial, S.L. y miembro del Consejo Asesor de Roca Junyent. Es asimismo miembro de la Junta Directiva del Instituto de la Empresa Familiar y Patrono de la Fundación MACBA (Museo de Arte Contemporáneo de Barcelona).
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 Adveo, S.A., Alantra Partners, 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, 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. Asimismo ha sido Presidente Ejecutivo de Kutxabank, S.A., Presidente de su Comisión Delegada de Riesgos y Presidente de la Comisión Ejecutiva, Vicepresidente de CECA Tiene los títulos de 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., Presidente de Arcadia Capital, S.L., Miembro de 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., Consejero de Telefónica, S.A., Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A., Grupo Empresarial ENCE, S.A. Es asimismo Delegado del Consejo de Telefónica, S.A en el País Vasco, miembro del Patronato de la Fundación Novia Salcedo 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	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, 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 Asesor de Lhoist do Brasil Ltda., Miembro del Consejo Asesor de AES Brasil, Miembro del Consejo de Vigilancia de Peugeot Citroen, S.A., Presidente y Miembro del Consejo de Vigilancia de Fives Goup, Miembro del Consejo de Administración de LATAM Airlines Group, Miembro del Consejo de administración de BRF S/A, Miembro del Consejo de Administración de Semco Partners y Vicepresidente de la Fundación brasileña para el Desarrollo Sostenible.
D. J. Robinson West	Licenciado por la University of North Carolina Chapel Hill y Jurist Doctor por la Temple University Law School de Filadelfia. West es un reconocido experto internacional del mercado energético, especialmente en todas aquellas áreas relacionadas con el oil&gas. En 1984 fundó PFC Energy, compañía de la que también ha sido presidente hasta 2013. Con anterioridad desempeñó cargos de alta responsabilidad en el gobierno, en diversas administraciones. Así, bajo el gobierno de Ronald Reagan, trabajando en la Secretaria de Interior, desarrolló e implementó el plan quinquenal de arrendamiento de la plataforma continental exterior estadounidense, organizando para ello la mayor subasta no financiera del mundo. Durante la presidencia de Gerald Ford trabajó para la Casa Blanca y en la Secretaria de Defensa para Asuntos Económicos Internacionales, por lo que recibió la medalla de Defensa en reconocimiento a sus

	servicios civiles. En la actualidad es Director General del BCG Center for Energy Impact, con sede en Washington, que asesora a la industria energética internacional, Consejero de Magellan Petroleum y de Paragon Offshore. Es también miembro del Consejo Nacional del Petróleo, Co-Presidente del German Marshall Fund of the US y Presidente emérito del Instituto de Paz de los Estados Unidos.

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

Se identificará a los otros consejeros externos y se detallaran los motivos por los que no se puedan considerar dominicales o independientes y sus vínculos, ya sea con la sociedad, sus directivos, o sus accionistas:

Nombre o denominación social del consejero	Motivos	Sociedad, directivo o accionista con el que mantiene el vínculo
D. Antonio Brufau Niubo	El Sr. Brufau fue Presidente Ejecutivo de Repsol hasta el 30 de abril de 2015.	Repsol, S.A.

Número total de otros consejeros externos	**1**
% total del Consejo	**6,25**

Indique las variaciones que, en su caso, se hayan producido durante el periodo en la categoría de cada consejero:

Nombre o denominación social del consejero	Fecha del cambio	Categoría anterior	Categoría actual

C.1.4 Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras al cierre de los últimos 4 ejercicios, así como la categoría de tales consejeras:

	Número de Consejeras				% sobre el total de consejeros de cada categoría			
	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	1	1	1	2	12,5%	12,25%	14,28%	25%
Otras Externas	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	1	1	1	2	6,25%	6,25%	6,67%	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 políticas de diversidad profesional, de conocimientos y experiencias, internacional y de género. El Reglamento del Consejo de Administración recoge asimismo la previsión anterior y además otorga expresamente a la Comisión de Nombramientos, las funciones de: (i) velar para que la política de selección de Consejeros favorezca la diversidad de conocimientos, experiencias y género; y (ii) establecer un objetivo de representación para el género menos representado en el consejo de Administración y elaborar orientaciones sobre cómo alcanzar dicho objetivo. En este sentido, el Consejo de Administración aprobó el 16 de diciembre de 2015, con el informe previo favorable de la Comisión de Nombramientos, la Política de Selección de Consejeros de Repsol, S.A. que recoge el objetivo específico relativo a la presencia de un 30% de mujeres en el Consejo de Administración en el año 2020 y las funciones de la Comisión de Nombramientos a lo largo del proceso de selección. Durante el ejercicio 2016 las únicas vacantes que se han producido en el Consejo de Administración han correspondido a Consejeros Dominicales, por

lo que la función de la Comisión de Nombramientos se ha limitado a informar las propuestas de nombramiento o reelección de Consejeros, formuladas por los accionistas significativos, para cubrir dichas vacantes.

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 que 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 es la encargada de velar para que la Política de Selección de Consejeros favorezca la diversidad de conocimientos, experiencias y género. En este sentido, la Política recoge, entre otras directrices, que los candidatos a Consejero deberán ser personas cuyo nombramiento favorezca la diversidad referida en el seno del Consejo de Administración, así como el objetivo específico relativo a la presencia de mujeres en el Consejo de Administración en el año 2020.

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 Apartados anteriores.

C.1.6 bis Explique las conclusiones de la comisión de nombramientos sobre la verificación del cumplimiento de la política de selección de consejeros. Y en particular, sobre cómo dicha política está promoviendo el objetivo de que en el año 2020 el número de consejeras represente, al menos, el 30% del total de miembros del consejo de administración.

La Comisión de Nombramientos ha verificado el cumplimiento de la Política de Selección de Consejeros, que recoge el objetivo específico relativo a la presencia de un 30% de mujeres en el Consejo de Administración en el año 2020. Las únicas vacantes que se han producido en el Consejo de Administración durante el ejercicio 2016 han correspondido a Consejeros Dominicales, habiendo informado la Comisión de Nombramientos las propuestas de nombramiento o reelección de Consejeros, formuladas por los accionistas significativos, para cubrir dichas vacantes, de acuerdo con la normativa aplicable y con la Política de Selección de Consejeros.

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 3% del capital:

Nombre o denominación social del accionista	Justificación

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
Isidro Fainé Casas	Carta de 21 de septiembre de 2016 comunicando su renuncia por motivos profesionales.

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
D. Josu Jon Imaz	Todas las facultades del Consejo de Administración, salvo las legal o estatutariamente indelegables.

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
D. Josu Jon Imaz	Repsol Oil & Gas Canada, Inc.	Presidente

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. Josu Jon Imaz San Miguel	Gas Natural SDG, S.A.	Vicepresidente
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Gas Natural SDG, S.A.	Consejero
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr, S.A.	Presidente y Consejero Delegado
D. Gonzalo Gortázar Rotaeche	CaixaBank, S.A.	Consejero Delegado
D. Antonio Massanell Lavilla	CaixaBank, S.A.	Vicepresidente
D. Antonio Massanell Lavilla	Telefónica, S.A.	Consejero
D. Antonio Massanell Lavilla	ERSTE Group Bank	Consejero
D. Luis Carlos Croissier Batista	Adveo,S.A.	Consejero
D. Luis Carlos Croissier Batista	Alantra Partners, 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	Telefónica,S.A.	Consejero
D. Javier Echenique Landiríbar	Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A.	Consejero
D. Javier Echenique Landiríbar	ENCE Energía y Celulosa, S.A.	Consejero
D. Henri Philippe Reichstul	BRF,S.A.	Consejero
D. J. Robinson West	Magellan Petroleum	Consejero
D. J. Robinson West	Paragon Offshore	Consejero

C.1.13 Indique y en su caso explique si el reglamento del consejo establece reglas sobre el número máximo de consejos de sociedades de los que puedan formar parte sus consejeros:

Sí [X] No [ ]

Explicación de las reglas
El artículo 18 del Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. establece en su apartado 3 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 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 Apartado derogado

C.1.15 Indique la remuneración global del Consejo de Administración:

Remuneración del Consejo de Administración (miles de euros)	12.965
Importe de los derechos acumulados por los consejeros actuales en materia de pensiones (miles de euros)	3.840
Importe de los derechos acumulados por los consejeros antiguos en materia de pensiones (miles de euros)	0

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. Luis Cabra Dueñas	D.G. de Exploración y Producción
Dña. Begoña Elices García	D. G. Comunicación y de Presidencia
D. Pedro Fernández Frial	D. G. Estrategia, Sostenibilidad y Secretaría Técnica (hasta el 30 de abril de 2016)
D. Arturo Gonzalo Azpiri	D.C. Personas y Organización (desde el 1 de abril de 2016)
D. Miguel Klingenberg Calvo	D.C. Asuntos Legales
D. Antonio Lorenzo Sierra	D.C. Estrategia, Planificación y Global Solutions
D. Isidoro Mansilla Barreiro	D.C. Auditoría y Control
D. Jaime Martín Juez	D. Sostenibilidad y Tecnología (desde el 1 de abril de 2016)
D. Miguel Martínez San Martín	D.G. Económico Financiero (CFO)
Dña. Cristina Sanz Mendiola	D. G. Personas y Organización (hasta el 30 de abril de 2016)
Dña. Mª Victoria Zingoni	D.G. Downstream

Remuneración total alta dirección (en miles de euros)	13.885

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 de accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero	Denominación social del accionista significativo	Cargo
D. Gonzalo Gortázar Rotaeche	VidaCaixa,S.A.	Presidente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Valoriza Gestión, S.A. (Grupo Sacyr)	Presidente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr, S.A.U. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr, S.A.	Presidente y Consejero Delegado
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Construcción, S.A.U (Grupo Sacyr)	Presidente y Consejero Delegado
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Concesiones, S.L. (Grupo Sacyr)	Presidente y Consejero Delegado
D. Manuel Manrique Cecilia	Valoriza Gestión, S.A. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Fluor, S.A. (Grupo Sacyr)	Consejero

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. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr , S.A.	Es titular indirecto del 7,81% 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 persona física de Prilou, S.L., Consejero de Sacyr, S.A.
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr, S.A.	Es titular indirecto del 1,864% 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 representante persona física de Sacyr, S.A., Administrador Único de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias,S.L.
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Gestión de Activos, S.L.	Es representante persona física de Sacyr, S.A., Administrador Único de Sacyr Gestión de Activos, S.L.
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Finance, S.A.	Es representante persona física de Sacyr, S.A., Administrador Único de Sacyr Finance, S.A.

C.1.18 Indique, si se ha producido durante el ejercicio alguna modificación en el reglamento del consejo:

Sí [X] No [ ]

Descripción modificaciones
El 27 de julio de 2016, el Consejo de Administración acordó modificar el Reglamento del Consejo de Administración con el fin de adaptar la redacción de su

artículo 19.1.f) a lo dispuesto en el Reglamento (UE) nº 596/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de abril de 2014, sobre el abuso de mercado, modificando el plazo de notificación a la Sociedad de determinadas operaciones sobre acciones o instrumentos financieros conforme a lo previsto en la nueva normativa europea.

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, que está compuesta exclusivamente por Consejeros Externos, evalúa las competencias, conocimientos y experiencias necesarios en el Consejo y define las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, así como el tiempo y dedicación precisos para un adecuado desempeño de su cometido.

A su vez, esta Comisión vela para que la política de selección de consejeros favorezca la diversidad de conocimientos, experiencias y género y es la responsable de establecer un objetivo de representación para el género menos representado en el Consejo de Administración y de elaborar orientaciones sobre cómo alcanzar dicho objetivo.

Asimismo, el Consejo de Administración aprobó el 16 de diciembre de 2015 la Política de Selección de Consejeros.

Nombramiento: La designación de los Consejeros corresponde a la Junta General, sin perjuicio de la facultad del Consejo de designar, por cooptación, a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan, hasta que se reúna la siguiente Junta General.

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 personas incursas en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos ni a sociedades, entidades o personas que se hallen en una situación de conflicto permanente de intereses con la Compañía, incluyendo a las entidades competidoras, a sus administradores, directivos o empleados y a las personas vinculadas o propuestas por ellas.

El nombramiento habrá de recaer además en personas que cumplan con 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.

Asimismo, no podrán ser propuestos o designados como Consejeros Independientes las personas que se indican en el apartado 2 del artículo 13 del Reglamento del Consejo de Administración. Por otro lado, los Consejeros 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 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 Independiente siempre que cumpla con todas las condiciones establecidas en el Reglamento del Consejo de Administración y su participación no sea significativa.

Las propuestas de nombramiento o ratificación de Consejeros que se eleven a la Junta General, así como los nombramientos por cooptación, se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos, en el caso de Consejeros Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos, en el caso de los restantes Consejeros.

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. Los Consejeros designados por cooptación ejercerán su cargo hasta la fecha en que se reúna la siguiente Junta General en la que, en su caso, se someterá a ratificación su nombramiento.

La Comisión de Nombramientos 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 a la Junta General se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos, en el caso de Consejeros Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos, 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.

El Consejo de Administración encargará una evaluación externa de su rendimiento a una compañía independiente especializada en la materia, al menos una vez cada tres años.

Cese: Los Consejeros cesarán en el cargo cuando haya transcurrido el período para el que fueron nombrados y en los demás supuestos en que así proceda conforme a la Ley, los Estatutos y el Reglamento del Consejo.

El Consejo de Administración no propondrá 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 (i) hubiere incumplido los deberes inherentes a su cargo; (ii) se encuentre en alguna de las situaciones descritas en el apartado C.1.21 siguiente; o (iii) incurra en alguna de las circunstancias en virtud de las cuales no pueda ser calificado como Consejero Independiente.

También podrá proponerse el cese de Consejeros Independientes a resultas de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que conlleven un cambio en la estructura accionarial de la Sociedad, en la medida en que resulte preciso para establecer un equilibrio razonable entre Consejeros Dominicales y Consejeros Independientes.

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 Explique en qué medida la evaluación anual del Consejo ha dado lugar a cambios importantes en su organización interna y sobre los procedimientos aplicables a sus actividades:

Descripción modificaciones
En lo relativo al ejercicio 2016, la autoevaluación del Consejo de Administración no ha dado lugar a cambios importantes en la organización interna y en los procedimientos aplicables a sus actividades.

C.1.20. bis Describa el proceso de evaluación y las áreas evaluadas que ha realizado el consejo de administración auxiliado, en su caso, por un consultor externo, respecto de la diversidad en su composición y competencias, del funcionamiento y la composición de sus comisiones, del desempeño del presidente del consejo de administración y del primer ejecutivo de la sociedad y del desempeño y la aportación de cada consejero.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 45*quáter* de los Estatutos Sociales y en el artículo 11 del Reglamento del Consejo de Administración, 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. Asimismo, al menos una vez cada tres años, el Consejo de Administración será auxiliado para la realización de la evaluación por un consultor externo.

Con respecto a la evaluación anual del Consejo de Administración y de sus

Comisiones, correspondiente al ejercicio 2016, el Consejo de Administración ha realizado, con fecha 22 de febrero de 2016, la evaluación sobre su funcionamiento y eficacia, así como el de sus Comisiones, y sobre el desempeño del Presidente del Consejo de Administración, el Consejero Delegado y el resto de Consejeros. Dicha evaluación se realiza a través de los respectivos cuestionarios que abarcan distintas cuestiones relacionadas con la composición de los órganos, su organización y funcionamiento, sus funciones y las conclusiones.

C.1.20. ter Desglose, en su caso, las relaciones de negocio que el consultor o cualquier sociedad de su grupo mantengan con la sociedad o cualquier sociedad de su grupo.

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 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:

(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 Apartado derogado

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 20 y 23 del Reglamento del Consejo de Administración relativos, respectivamente, a la obligación de no competencia y a las operaciones vinculadas 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. También 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 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]

C.1.27 Indique si los estatutos o el reglamento del Consejo 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 alguna limitación en cuanto a las categorías en que es posible delegar, más allá de las limitaciones impuestas por la legislación. 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, y todo ello con sujeción a lo previsto en la Ley.

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 asistencias las representaciones realizadas con instrucciones específicas:

Número de reuniones del Consejo	11
Número de reuniones del Consejo sin la asistencia del Presidente	0

Si el presidente es consejero ejecutivo, indíquese el número de reuniones realizadas, sin asistencia ni representación de ningún consejero ejecutivo y bajo la presidencia del consejero coordinador

Número de reuniones	

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	8
Número de reuniones de la comisión de auditoría	8
Número de reuniones de la comisión de nombramientos	5
Número de reuniones de la comisión de retribuciones	3
Número de reuniones de la comisión de sostenibilidad	3

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:

Número de reuniones con la asistencia de todos los consejeros	10
% de asistencias sobre el total de votos durante el ejercicio	99,43%

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. Josu Jon Imaz San Miguel	Consejero Delegado
D. Miguel Martínez San Martín	Director General CFO

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 preceptiva 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, la auditoria interna y los sistemas de gestión de riesgos, incluidos los fiscales, 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. De modo particular cuidará de que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas en los términos que requiera la normativa interna o externa aplicable en cada momento.

- Velar por que el Consejo de Administración presente las cuentas a la Junta General sin limitaciones ni salvedades en el informe de Auditoría y que, en los supuestos excepcionales en los que existan salvedades, tanto el presidente de esta Comisión como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y el alcance de las limitaciones o salvedades.

- 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 o de riesgos 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 Apartado derogado

C.1.35 Indique, si los hubiera, los mecanismos concretos 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.

El artículo 34 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 su independencia .

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 34 del Reglamento del Consejo 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 y los correspondientes honorarios percibidos de 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 contener, en todo caso, la valoración de la prestación de los servicios distintos de la auditoría legal, individualmente considerados y en su conjunto, en relación con el régimen de independencia o con la normativa reguladora de auditoría.

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 e inversores institucionales, 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.

Asimismo, el Grupo Repsol ha aprobado y publicado en su página web, su Política de comunicación y contacto con accionistas, inversores institucionales y asesores de voto, donde se define y establecen los principios y criterios que rigen las actuaciones de comunicación y contactos con los mismos.

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 [ ]

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)	797	817	1.614
Importe trabajos distintos de los de auditoría / Importe total facturado por la firma de auditoría (en %)	17	18	22

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 de la Comisión 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	15	15

	Sociedad	Grupo
Nº de ejercicios auditados por la firma actual de auditoría / Nº de ejercicios que la sociedad	58%	58%

ha sido auditada (en %)		

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 25: - 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, la Comisión de Retribuciones y la Comisión de Sostenibilidad 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 25:

- 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, 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 19 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 usualmente 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 en los casos en que éste pretenda transmitir directamente, total o parcialmente, su participación. También en los supuestos de transmisión indirecta, esto es, cuando se produzca en el socio un cambio de control y el valor de dicha participación es 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 o exploración, 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.

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	244
Tipo de beneficiario	**Descripción del acuerdo**
Directivos: 4 Directores Generales (excluidos Consejeros Ejecutivos) y 238 Directivos.	La Sociedad tiene establecido un estatuto jurídico único para el personal directivo, que se concreta en el Contrato Directivo, que regula el régimen indemnizatorio aplicable a los supuestos de extinción de la relación

	laboral, y que contempla como causas indemnizatorias las previstas en la legislación vigente. En el caso de los Directores Generales se incluye entre dichas causas el desistimiento del Directivo como consecuencia de la sucesión de empresa o de un 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 Directores Generales y del resto de directivos designados con anterioridad a diciembre de 2012 se calcula en función de la edad, la antigüedad y el salario del directivo. En el caso de aquellos designados con posterioridad a esta fecha, el importe de la misma se calcula en función del salario y antigüedad del directivo, dentro de un rango entre 12 y 24 mensualidades, o la legal, de ser esta superior. Adicionalmente se establece una compensación al compromiso de no competencia post-contractual de una anualidad de la retribución anual total en el caso de los Directores Generales (seis mensualidades en el caso de uno de ellos) y una anualidad de la retribución, total o fija, según antigüedad del contrato, para el resto de Directivos. Los contratos de directivos de algunos países no contemplan el compromiso de no competencia postcontractual o no establecen compensación alguna por el mismo.
Consejeros Ejecutivos (2)	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 la compensación económica diferida consta en el Informe Anual de Remuneraciones de los Consejeros.

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 ejecutivos, dominicales, independientes y otros externos que las integran:

COMISIÓN DELEGADA

Nombre	Cargo	Categoría
D. Antonio Brufau Niubó	Presidente	Otro Externo
D. Josu Jon Imaz	Vocal	Ejecutivo
D. Gonzalo Gortázar Rotaeche	Vocal	Dominical
D. Manuel Manrique Cecilia	Vocal	Dominical
D. Rene Dahan	Vocal	Dominical
D. Artur Carulla Font	Vocal	Independiente
D. Henri Philippe Reichstul	Vocal	Independiente
D. J. Robinson West	Vocal	Independiente
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Vocal y Secretario	Ejecutivo

% de consejeros ejecutivos	22,22%
% de consejeros dominicales	33,33%
% de consejeros independientes	33,33%
% de otros externos	11,11%

Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.

La Comisión Delegada está compuesta por el Presidente del Consejo de Administración (CdA) y un máximo de 8 Consejeros pertenecientes a las distintas categorías existentes, manteniendo una proporción semejante a la del CdA. La designación de sus miembros requiere el voto favorable de 2/3 de los Consejeros. Actúan como Presidente y Secretario quienes a su vez lo son del CdA.

Esta Comisión tiene delegadas permanentemente todas las facultades del CdA excepto las legal o estatutariamente indelegables. En aquellos casos en los que, a juicio del Presidente o de 3 miembros, la importancia del asunto lo aconsejara o así viniera impuesto por el Reglamento del CdA, los acuerdos se someterán a ratificación del CdA. Lo mismo será de aplicación para aquellos asuntos que el CdA hubiese remitido a la Comisión para su estudio reservándose la última decisión. En el resto de casos, los acuerdos adoptados por la Comisión serán válidos y vinculantes sin necesidad de ratificación posterior.

Durante el ejercicio 2016, la Comisión Delegada ha analizado, entre otras cuestiones, la venta parcial de la participación en Gas Natural SDG, S.A., los informes y propuestas de inversión de las Direcciones Generales Corporativas y de Negocio, el Programa de Transformación y el Programa de Eficiencia, así como las líneas estratégicas de los diferentes negocios.

Indique si la composición de la comisión delegada o ejecutiva refleja la participación en el consejo de los diferentes consejeros en función de su categoría:

Sí [X] No [ ]

En caso negativo, explique la composición de su comisión delegada o ejecutiva

COMISIÓN DE AUDITORIA Y CONTROL

Nombre	Cargo	Categoría
D. Javier Echenique Landiríbar	Presidente	Independiente
D. Ángel Durández Adeva	Vocal	Independiente
D. Luis Carlos Croissier Batista	Vocal	Independiente
D. Mario Fernández Pelaz	Vocal	Independiente

% de consejeros dominicales	-
% de consejeros independientes	100%
% de otros externos	-

Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.

La Comisión de Auditoría y Control está integrada por un mínimo de 3 Consejeros, debiendo ser todos Independientes. Son designados por el Consejo de Administración (CdA), teniendo presentes sus conocimientos y

experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos. El ejercicio del cargo es por un periodo de 4 años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo, cuando lo hagan en su condición de Consejero o de Independientes o cuando así lo acuerde el CdA, previo informe de la Comisión de Nombramientos. Los miembros nombrarán de entre ellos al Presidente que ejercerá el cargo por un período máximo de 4 años, al término del cual no podrá ser reelegido hasta pasado 1 año desde su cese, sin perjuicio de su continuidad como miembro de la Comisión. El Secretario será el del CdA.

Esta Comisión apoya al CdA 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 a la Sociedad. Asimismo, esta Comisión es competente para formular las propuestas sobre designación de los Auditores de Cuentas Externos, prórroga de su nombramiento y cese y elabora un Informe anual sobre sus actividades del que da cuenta al CdA y que es de carácter público.

La Comisión establece un calendario anual de sesiones, así como un Plan de Actuación para cada ejercicio. En todo caso, habrá de convocarse reunión si así lo considera su Presidente o lo solicitan 2 de sus miembros.

En el año 2016, la Comisión ha analizado, entre otras cuestiones, los estados financieros de la Sociedad y su Grupo Consolidado, ha formulado la propuesta de reelección de Deloitte como Auditor de Cuentas Externo para el ejercicio 2016, ha supervisado los sistemas de información y control interno de riesgos y ha informado el nuevo Código de Ética y Conducta del Grupo Repsol.

Identifique al consejero miembro de la comisión de auditoría que haya sido designado teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o en ambas e informe sobre el número de años que el Presidente de esta comisión lleva en el cargo.

Nombre del consejero con experiencia	D. Ángel Durández Adeva
Nº de años del presidente en el cargo	2

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS

Nombre	Cargo	Categoría
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. Antonio Massanell Lavilla	Vocal	Dominical

% de consejeros dominicales	40%
% de consejeros independientes	60%
% de otros externos	-

Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.

La Comisión de Nombramientos está compuesta por un mínimo de 3 Consejeros Externos, debiendo ser la mayoría Independientes. Se designan por el Consejo de Administración (CdA) teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. El ejercicio del cargo es por un periodo de 4 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 CdA, previo informe de la Comisión de Auditoría y Control. El cargo de Presidente de esta Comisión será desempeñado por uno de sus miembros, que deberá ser Independiente, y el de Secretario por el del CdA.

Corresponden a esta Comisión, entre otras, funciones de propuesta e informe al CdA sobre la selección, nombramiento, reelección y cese de los Consejeros, el establecimiento de un objetivo de representación para el género menos representado, informar las propuestas de nombramiento y cese de Altos Directivos y sobre el cumplimiento por los Consejeros de los principios de Gobierno Corporativo o de otras obligaciones.

La Comisión se reunirá cada vez que el CdA o su Presidente 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 2 de sus miembros o sea procedente la emisión de informes.

Durante el ejercicio 2016 la Comisión ha analizado, entre otras cuestiones, la selección del Consejero D. Antonio Massanell Lavilla y la evolución de la estructura organizativa del Grupo.

COMISIÓN DE RETRIBUCIONES

Nombre	**Cargo**	**Categoría**
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. Gonzalo Gortázar Rotaeche	Vocal	Dominical

% de consejeros dominicales	40%
% de consejeros independientes	60%
% de otros externos	-

Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.

La Comisión de Retribuciones está compuesta por un mínimo de 3 Consejeros Externos, debiendo ser la mayoría Independientes. Se designan por el Consejo de Administración (CdA) teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. El ejercicio del cargo es por un periodo de 4 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 CdA, previo informe de la Comisión de Auditoría y Control. El cargo de Presidente de esta Comisión será desempeñado por uno de sus miembros, que deberá ser Independiente, y el de Secretario por el del CdA.

Corresponden a esta Comisión, entre otras, funciones de propuesta e informe al CdA sobre la política de retribución del mismo y de la Alta Dirección, sobre las condiciones básicas de los contratos de los Altos Directivos, de comprobación de la observancia de la política retributiva establecida por la Sociedad, de verificación de la información sobre remuneraciones contenida en los distintos documentos corporativos o de informe sobre el uso de información y activos sociales con fines privados.

La Comisión se reunirá cada vez que el CdA o su Presidente 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 2 de sus miembros o sea procedente la emisión de informes.

Durante el ejercicio 2016 la Comisión ha informado y propuesto al CdA, entre otras cuestiones, el Informe Anual de Remuneraciones correspondiente a 2015, la inclusión de un objetivo referenciado al valor de la acción en la retribución variable anual 2016 del Consejero Delegado y el Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Retribución Variable Plurianual.

COMISIÓN DE SOSTENIBILIDAD

Nombre	**Cargo**	**Categoría**
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Presidenta	Independiente
D. Luis Carlos Croissier Batista	Vocal	Independiente
D. Antonio Massanell	Vocal	Dominical
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical
D. Javier Echenique Landiríbar	Vocal	Independiente

% de consejeros ejecutivos	-
% de consejeros dominicales	40%
% de consejeros independientes	60%
% de otros externos	-

Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.

La Comisión de Sostenibilidad está compuesta por un mínimo de 3 Consejeros, debiendo ser la mayoría Externos. Se designan por el Consejo de Administración (CdA), teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. El ejercicio del cargo es por un periodo de 4 años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el CdA, previo informe de la Comisión de Nombramientos. Actuará como Presidente de esta Comisión uno de sus miembros y como Secretario el del CdA.

A esta Comisión le corresponde, entre otras funciones, conocer y orientar la política, objetivos y directrices del Grupo en el ámbito medioambiental, de seguridad y de Responsabilidad Social, analizar e informar al CdA acerca de las expectativas de los distintos grupos de interés de la Compañía y supervisar los procesos de relación con éstos, proponer al CdA la aprobación de una Política de Sostenibilidad y revisar y evaluar los sistemas de gestión y control de riesgos no financieros.

Las reuniones se celebrarán con la periodicidad que se determine, cada vez que la convoque su Presidente o lo soliciten 2 de sus miembros.

Los respectivos Presidentes de las Comisiones informan al CdA periódicamente sobre el desarrollo de las actuaciones de éstas. Asimismo, al menos una vez al año, las Comisiones evalúan su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al CdA. El Secretario de las Comisiones levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, entregándose copia de los mismos a los miembros del CdA.

Durante el ejercicio 2016 la Comisión ha revisado, entre otras cuestiones, el Informe de Sostenibilidad correspondiente al ejercicio 2015, el mapa de riesgos del Grupo, el nuevo Código de Ética y Conducta del Grupo Repsol y el seguimiento de los indicadores de seguridad y medio ambiente.

C.2.2 Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras que integran las comisiones del consejo de administración al cierre de 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%
Comisión de Nombramientos	1 – 20%	1-20%	N.A.	N.A.
Comisión de Retribuciones	1 – 20%	1-20%	N.A.	N.A.
Comisión de Sostenibilidad	1-20%	1-20%	N.A.	N.A.

C.2.3 Apartado derogado

C.2.4 Apartado derogado

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 2016 que se pondrá a disposición de los accionistas con ocasión de la Junta General de 2017.

Comisión de Nombramientos

La regulación interna de la Comisión de Nombramientos 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).

Comisión de Retribuciones

La regulación interna de la Comisión de 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).

Comisión de Sostenibilidad

La regulación interna de la Comisión de Sostenibilidad 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 Apartado derogado

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:

Procedimiento para informar la aprobación de operaciones vinculadas
De acuerdo con lo previsto en el artículo 22 bis de los Estatutos Sociales y en el artículo 23 del Reglamento del Consejo de Administración, 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 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 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 del experto independiente previstos en la letra (b) precedente y, si lo considerase oportuno, su propio informe al respecto.

Las operaciones vinculadas distintas de las anteriores requerirán únicamente la autorización del Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Nombramientos. Excepcionalmente, las operaciones vinculadas cuya autorización corresponde al Consejo podrán ser autorizadas por la Comisión Delegada, con posterior ratificación del Consejo en pleno, cuando razones de urgencia así lo aconsejen.

La autorización anterior no será precisa en aquellas operaciones vinculadas que cumplan simultáneamente las tres condiciones siguientes:

i. que las operación se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen en masa a un elevado número de clientes;
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.

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.

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	Contratos de Arrendamiento Operativo	89
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Recepciones de servicios	13.299
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Compra de bienes terminados o no	133
SACYR, S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Prestaciones de servicios	4.051
SACYR, S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Venta de bienes terminados o no	5.705
SACYR, S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Otras	244.531
SACYR, S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Compras de inmovilizado material	67.066
SACYR, S.A	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y avales	47.837
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	92.634
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Intereses abonados	6.901
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Contratos de arrendamiento operativo	1
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Recepciones de servicios	5.035
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Aportaciones a planes de pensiones y seguros de vida	22.771
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Intereses cargados	593
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Intereses devengados pero no cobrados	24

CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Prestaciones de servicios	3.348
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Venta de bienes terminados o no	7
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Ventas de inmovilizado financiero	30.085
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Acuerdos de financiación: préstamos	453.719
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y avales	305.412
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	119.365
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Otras	1.008.807
TEMASEK HOLDINGS (PRIVATE) LIMITED	GRUPO REPSOL	Comercial	Venta de bienes terminados o no	119.760
TEMASEK HOLDINGS (PRIVATE) LIMITED	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	54.135

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: préstamos	99

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)**
Greenstone Assurance Ltd.	Garantías y avales prestados	1.125
Greenstone Assurance Ltd.	Otros ingresos	6

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 abstenerse de participar en la deliberación y votación de acuerdos o decisiones en las que él o una persona vinculada tenga un conflicto de intereses, directo o indirecto. Asimismo, los Consejeros deben adoptar las medidas necesarias para evitar incurrir en situaciones en las que sus intereses, sean por cuenta propia o ajena, puedan entrar en conflicto con el interés social y con sus deberes para con la Sociedad.

Los Consejeros deberán comunicar también al Consejo de Administración, a través de su Presidente o Secretario, cualquier situación de conflicto, directo o indirecto, que ellos o personas vinculadas a ellos pudieran tener con el interés de la Sociedad.

Adicionalmente, el Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos de sus restantes obligaciones profesionales y actividades retribuidas que realice cualquiera que sea su naturaleza, 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 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.

Los artículos 19 a 23 del Reglamento del Consejo recogen las obligaciones que deben cumplir los Consejeros en cumplimiento del deber de lealtad, 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.

Asimismo, 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 el procedimiento que debe seguirse en aquellas situaciones que potencialmente puedan suponer la aparición de conflictos de intereses con el Grupo Repsol, estableciendo como regla general el principio de la abstención y el deber de actuar en todo momento con lealtad al Grupo Repsol, anteponiendo el interés de éste a los intereses propios.

Por último, el Código de Ética y Conducta del Grupo Repsol, que es de aplicación a todos los empleados de Repsol incluyendo los Directivos así como a los Consejeros de la Compañía, también define y regula el procedimiento de actuación ante situaciones que puedan dar lugar a un potencial conflicto de interés.

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, incluidos los de naturaleza fiscal.

El Grupo Repsol desarrolla actividades en múltiples países, condiciones y entornos, y en todas las fases de la cadena de valor del negocio energético. De esta forma se encuentra expuesta a riesgos de diferente naturaleza (estratégicos, operacionales y financieros) que pueden afectar al desempeño futuro de la organización y que deben mitigarse de la forma más efectiva posible.

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, tanto en el ámbito de los órganos de gobierno corporativos como en la gestión de los negocios.

Repsol viene trabajando desde hace años en un modelo de gestión integrada de riesgos con el objetivo de anticipar, gestionar y controlar los riesgos con visión de conjunto. El Sistema de Gestión Integrada de Riesgos de Repsol (SGIR) proporciona una visión global y

fidedigna de todos los riesgos que pueden afectar a la Compañía, independientemente de su naturaleza.

El compromiso de Repsol de implantar el SGIR se plasma en la Política de Gestión de Riesgos de Repsol y sus principios se concretan en una Norma de Gestión Integrada de Riesgos aprobada por el Comité Ejecutivo Corporativo de la Compañía. Este modelo de gestión está inspirado en el estándar internacional de referencia ISO 31000 y el Modelo de las Tres Líneas de Defensa.

Los pilares fundamentales del SGIR son:

- La Alta Dirección lidera la gestión integrada de riesgos.

- Se integra en todos los procesos de gestión y actividades de la compañía, siempre con el enfoque global aportado por la Dirección de Riesgos.

- Participan los negocios y las áreas corporativas, convirtiéndose en unidades con distintos niveles de responsabilidad y especialización (unidades gestoras de riesgos, unidades supervisoras y unidades auditoras) así como la Dirección de Riesgos que ejerce funciones de coordinación y gobierno del sistema.

- Asegura que todos los riesgos son gestionados conforme a un proceso común de identificación, valoración y tratamiento.

- Promueve la mejora continua para ganar en eficiencia y capacidad de respuesta.

E.2 Identifique los órganos de la sociedad responsables de la elaboración y ejecución del Sistema de Gestión de Riesgos, incluido el fiscal.

Consejo de Administración

El Consejo de Administración en pleno se reserva la facultad de aprobar las políticas y estrategias generales de la Sociedad, entre las que se encuentra la política de control y gestión de riesgos, incluidos los fiscales, y la supervisión de los sistemas internos de información y control.

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, la Auditoría interna y los sistemas de gestión de riesgos, incluidos los fiscales, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

Comisión de Sostenibilidad

De acuerdo con el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, la Comisión de Sostenibilidad revisa y evalúa los sistemas de gestión y control de riesgos en materia no financiera, especialmente relacionados con asuntos de su competencia.

Comité Ejecutivo Corporativo

El Comité Ejecutivo Corporativo aprueba los elementos de gobierno necesarios en el ámbito de la gestión de riesgos, vigila su correcta aplicación y realiza el seguimiento del desempeño de la Compañía en materia de riesgos.

La Alta Dirección entiende el Sistema de Gestión Integrada de Riesgos no sólo como una herramienta para definir la estrategia de la Compañía, sino también para mejorar las operaciones y asumir con flexibilidad situaciones críticas y salir fortalecidos de las mismas.

El Sistema de Gestión Integrada de Riesgos 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. Para ello, asegura que 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, que permite caracterizar de una forma sencilla, entendible y robusta los riesgos y cuantificar su frecuencia o probabilidad y sus potenciales consecuencias según los tres tipos de impacto (económico, en la reputación / imagen y en las personas) que puede sufrir la unidad de negocio o área en caso de materializarse.

Cada año, y con el propósito de obtener un Mapa de Riesgos consolidado a nivel de Grupo, la Dirección de Riesgos coordina la elaboración de los mapas individuales de riesgos de cada una de las Unidades Gestoras. En esta tarea participan grupos de expertos de las Unidades Gestoras, lo que permite obtener una visión de conjunto de los riesgos claves con una métrica común e identificar medidas de mitigación eficientes. Para Repsol, el Mapa de Riesgos es la pieza central que identifica los riesgos relevantes y los clasifica de acuerdo a su importancia.

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, incluidos los fiscales, que pueden afectar a la consecución de los objetivos de negocio.

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
- Cambio climático
- Fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol
- Elevada complejidad del 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 las actividades de Repsol, tanto en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos (Upstream), donde se depende de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y el posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas, como en los negocios industriales y de comercialización de productos derivados del petróleo (Downstream). Algunos de estos riesgos son:
  - Ataques a activos /personas
  - Guerras, conflictos armados e inestabilidad sociopolítica
  - Accidentes
  - Catástrofes naturales
  - Desvíos en la ejecución del proyectos de inversión
  - Alteraciones del suministro de bienes o prestación de servicios por proveedores o contratistas
  - Errores y fallos en sistemas productivos o elementos de transporte
- 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 potenciales discrepancias interpretativas y a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje
- La tecnología de la información y su fiabilidad y robustez son un factor fundamental en el mantenimiento de nuestras operaciones
- Conductas indebidas o incumplimientos de la normativa aplicable por parte de nuestros empleados puede dañar la reputación del Grupo Repsol
- Repsol está expuesto a corrientes de opinión negativas que pueden dañar su imagen y reputación, afectando a sus oportunidades de negocio

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: Ver capítulo Gestión del Riesgo (apartado "Factores de riesgo") del Informe de Gestión Consolidado 2016 de Repsol.

E.4 Identifique si la entidad cuenta con un nivel de tolerancia al riesgo, incluido el fiscal.

La Compañía ha establecido niveles de tolerancia, que en función de cada tipo de riesgo se expresan sobre la base de indicadores numéricos (p.ej para los riesgos de mercado, crédito, etc) o bien como directrices de gestión que establecen obligaciones o limitaciones sobre actividades o comportamientos (p.ej, en riesgos operacionales).

E.5 Indique qué riesgos, incluidos los fiscales, se han materializado durante el ejercicio.

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.

Para más información, véase el Informe de Gestión Consolidado 2016 de Repsol, donde se describen con detalle los acontecimientos del período.

E.6 Explique los planes de respuesta y supervisión para los principales riesgos de la entidad, incluidos los fiscales.

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; Modelo de Prevención de Delitos de las sociedades españolas del Grupo.
- Contratación de coberturas de seguro.

En este sentido, durante el proceso de elaboración del Mapa de Riesgos 2016 se ha trabajado en la identificación de nuevas líneas de respuesta y consolidación de las ya existentes, principalmente mediante acciones de mitigación, para aquellos riesgos más relevantes para la Compañía.

Especialmente, en algunos riesgos de alta criticidad, la organización trabaja con una metodología que permite obtener una visión integrada de los factores que inciden en la materialización del evento de riesgo y en sus consecuencias, con el objetivo de prevenir su ocurrencia y/o reducir sus impactos. Esto permite orientar el esfuerzo hacia el tratamiento del riesgo poniendo foco en la detección y gestión de las barreras y controles (medidas preventivas y de contingencia).

Adicionalmente, 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
- Políticas Fiscales, Entorno y Control de Riesgos fiscales
- Control de Reservas
- Seguros
- Cumplimiento

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.

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 formulación de las Cuentas Anuales e Informe de Gestión, tanto individuales como consolidadas y su presentación a la Junta General de Accionistas. 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, incluidos los fiscales, la supervisión de los sistemas internos de información y control y la aprobación de la información financiera que, por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente.

El Reglamento atribuye además al Consejo la aprobación de los códigos éticos y de conducta de la Sociedad, el desarrollo 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.

El apartado C. 1 de este Informe recoge la información relativa a la estructura del Consejo de Administración y a su composición.

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 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.

La Comisión de Auditoría y Control se encuentra formada en su totalidad por Consejeros Externos Independientes, con conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría y/o en gestión de riesgos. Su Presidente cuenta además con una gran experiencia en gestión empresarial, de riesgos y financiera y tiene amplios conocimientos sobre los procedimientos contables. La estructura y funcionamiento de esta Comisión vienen recogidos en el apartado C.2.1 de este Informe, donde se hace referencia expresa al régimen de nombramiento del Presidente de esta Comisión.

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, la auditoría interna y los sistemas de gestión de riesgos, incluidos los fiscales, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

Asimismo, de acuerdo con el citado Reglamento, corresponden a la Comisión de Auditoría y Control las siguientes funciones relacionadas con el proceso de elaboración de la información financiera:

- Supervisar el proceso de elaboración y presentación de la información financiera preceptiva 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.

- 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.

- Cuidar que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas 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.

- Velar por que el Consejo de Administración presente las cuentas a la Junta General sin limitaciones ni salvedades en el informe de Auditoría y que, en los supuestos excepcionales en que existan salvedades, tanto el presidente de la Comisión como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y alcance de las limitaciones o salvedades.

- 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.

- 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.

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 Corporativa de Personas y Organización las funciones y responsabilidades asociadas al estudio, diseño, aprobación, 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 estructura organizativa se representa en un organigrama y dimensionamiento definidos. Para la aprobación de una estructura se requieren dos roles aprobadores, el aprobador de línea y el de la Dirección Corporativa de Personas y Organización, según los niveles establecidos en la normativa.

El principio organizativo que rige la aprobación de estructuras se sustenta en la premisa de que una estructura no debe ser aprobada por su responsable directo, sino por el superior jerárquico de éste.

Por su parte, existe una unidad organizativa responsable de reflejar en el sistema informático los cambios organizativos aprobados, según el plan de implantación definido, lo que permite asegurar el cumplimiento de los requerimientos establecidos en materia de control interno.

- **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.**

Repsol dispone de un “Código de Ética y Conducta”, aprobado por el Consejo de Administración, previo informe favorable de la Comisión de Auditoría y Control, de la Comisión de Sostenibilidad y de la Comisión de Ética y Cumplimiento, que es de aplicación a todos los consejeros, directivos y empleados del Grupo Repsol. El Código establece las pautas mínimas de

conducta que deben orientar el comportamiento de todos los empleados en su forma de actuar durante el desarrollo de su actividad profesional y el régimen aplicable en caso de incumplimiento del mismo.

El citado Código contempla, entre otros aspectos, los principios básicos de actuación en materia de integridad y conducta, fiabilidad de la información y control de registros, así como el tratamiento de la información sensible y propiedad intelectual, recogiendo obligaciones específicas en materia de derechos humanos, relación con comunidades, lucha contra el soborno, la corrupción, el blanqueo de capitales y el compromiso de desarrollar sus actividades de acuerdo con la legislación en vigor en todos los ámbitos de actuación y países.

La Compañía cuenta asimismo con un Manual de Bienvenida 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 su incorporación, independientemente del área o negocio en que estén trabajando o vayan a trabajar, incluyendo un acceso directo a cada una de ellas para su consulta. La primera de dichas normas es el "Código de Ética y Conducta".

Asimismo, se realizan, entre los empleados, acciones de comunicación y cursos formativos sobre el "Código de Ética y Conducta", con el fin de reforzar el conocimiento del mismo y su adecuado cumplimiento.

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, con especial atención al "Código de Ética y Conducta".

Existe un canal de comunicación, el "Canal de Ética y Cumplimiento de Repsol", que permite a los empleados de la Compañía y a cualquier tercero formular consultas o comunicar, entre otras cuestiones, posibles incumplimientos del Código de Ética y Conducta y del Modelo de Prevención de Delitos, de manera confidencial y sin temor a represalias. Está administrado por una compañía independiente y se encuentra disponible las 24 horas del día, los 7 días a la semana, por teléfono y online.

La Comisión de Ética y Cumplimiento vela por la vigilancia y el cumplimiento del citado Código y es la encargada de resolver sobre las comunicaciones que se reciben a través del canal.

De conformidad con lo previsto en el Reglamento de la Comisión de Ética y Cumplimiento, ésta tiene carácter multidisciplinar y se encuentra compuesta por representantes de la Dirección General de Secretaría General y del Consejo de Administración, de la Dirección Corporativa de Personas y

Organización, de la Dirección Corporativa de Auditoría y Control, de la Dirección Corporativa de Servicios Jurídicos y de la Dirección Corporativa de Relaciones Laborales, Gestión Jurídico Laboral y Seguridad en el Trabajo.

La Compañía 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.

Adicionalmente, dispone también de 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 comunitaria y 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 misma 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, 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.

Repsol cuenta además con una "Política Fiscal", de obligatorio cumplimiento para todos los empleados y sociedades del Grupo, que recoge varios compromisos dirigidos a asegurar la gestión de los asuntos fiscales mediante buenas prácticas tributarias y actuando con transparencia, incluyendo el pago de impuestos de manera responsable y eficiente, la promoción de relaciones cooperativas con los gobiernos, y la pretensión firme de trabajar para evitar riesgos significativos y conflictos innecesarios.

Por último, en el ámbito de las sociedades españolas y conforme al marco regulatorio español sobre la responsabilidad penal de la persona jurídica, se ha designado a la Comisión de Ética y Cumplimiento como Órgano de Prevención Penal. Asimismo, se ha aprobado la norma del "Modelo de Prevención de Delitos" y el procedimiento de "Investigaciones Internas" a través de los que se estructura el modelo de prevención y respuesta frente a posibles conductas ilícitas, relacionadas, entre otros, con aspectos éticos imputables a la persona jurídica, con el fin de prevenir y, al menos, reducir el riesgo de su eventual comisión.

- **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 establecer un mecanismo que permita a los empleados comunicar de manera confidencial y, si resulta posible, anónima, las posibles irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables.

En este sentido, la Compañía cuenta con el "Canal de Ética y Cumplimiento" a través del cual los empleados de la Compañía y cualquier tercero pueden comunicar de manera confidencial y, si resulta posible en función de las diferentes jurisdicciones, anónima, cuestiones relacionadas con la contabilidad, control interno y auditoría. Está administrado por una compañía externa independiente y se encuentra disponible las 24 horas del día, los 7 días a la semana, por teléfono y online.

- **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 o de concienciación en seguridad.

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 riesgos y auditoría y control interno. Para ello, se elabora una planificación de las necesidades formativas a cubrir tanto a corto como a medio plazo y se diseña el plan anual correspondiente, identificando y prestando atención no solo a la acción formativa más ajustada a cada colectivo, sino también

facilitando el seguimiento del grado de cumplimiento de los objetivos establecidos y de la calidad de la formación impartida a cada empleado. Dentro de esta planificación, se contempla la realización de diferentes acciones de divulgación de los modelos formalizados de Cumplimiento y Control, en particular del Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF), a las diferentes áreas y personas implicadas en estos modelos.

Para dar respuesta a estas necesidades se utilizan tanto recursos internos, con acciones formativas 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.**

El Grupo Repsol dispone de un proceso de gestión integrada de riesgos, tal y como se indica en el apartado E.1. de este Informe. Dicho proceso establece una metodología homogénea para la identificación y valoración de los mismos por parte de las áreas responsables en la Organización. Como resultado de dicho proceso, se elabora el Mapa de Riesgos del Grupo Repsol, del que forman parte los riesgos de reporte financiero.

La identificación de los principales riesgos que pudieran afectar, a los objetivos de la información financiera relacionados con la integridad, valoración, presentación de las operaciones, derechos y obligaciones 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.

El riesgo de fraude sobre el reporte financiero, integrado en el inventario de riesgos de reporte financiero dentro de la categoría "Entorno general de control", se analiza de forma específica 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 fraude en la evaluación de riesgos, se contemplan en el marco metodológico de COSO 2013, ("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). Al respecto se han definido las siguientes categorías de riesgo de fraude de reporte financiero:

- Capacidad de la gerencia para eludir el control interno.
- Error intencionado en los Estados Financieros.
- Uso inadecuado de activos.

- **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.**

El inventario de riesgos de reporte financiero cubre los principales riesgos asociados al proceso de elaboración de los estados financieros, así como aquellos otros riesgos de distinta tipología (operativos, financieros, de cumplimiento fiscal, laboral, regulatorio,etc.) en la medida en la que los mismos puedan impactar de forma relevante 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.

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. de este Informe.

- **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.**

Existe un proceso mediante el cual se identifican los cambios en las participaciones accionariales en las sociedades del Grupo. Una vez comunicados los cambios se analiza la estructura de control, teniendo en cuenta los principios recogidos en las normas contables de aplicación y se determina el método mediante el cual esa sociedad debe formar parte del perímetro de consolidación.

A partir del perímetro de consolidación y de forma coordinada con el proceso de identificación y actualización periódica del inventario de riesgos de reporte financiero, se determina el modelo de alcances, y los procesos y sociedades que deben ser alcanzados por su relevancia y materialidad. Dicha identificación se realiza en base a criterios tanto cuantitativos como cualitativos.

En la determinación de las sociedades que forman parte del modelo se tienen en cuenta aquéllas en las que se ejerce, directa o indirectamente el control. A estos efectos se considera que una sociedad controla a una participada cuando por su implicación en ella, el Grupo esté expuesto, o tenga derecho, a unos rendimientos variables y tenga la capacidad de influir en dichos rendimientos a través del poder que ejerce sobre dicha participada. Por tanto, no se incluyen en el modelo aquellas sociedades en las que existe control conjunto, ya que las decisiones estratégicas de las actividades, requieren el consentimiento de las partes que están compartiendo el control.

- **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.**

El Grupo Repsol contempla en el proceso de identificación y evaluación de los riesgos de reporte financiero, aquéllos identificados en otras Unidades del Grupo de diferente naturaleza que pueden afectar a la consecución de los objetivos de la Organización, tanto de tipo operacional y estratégico, como de cumplimiento, e igualmente de forma significativa a la elaboración de los estados financieros.

- **Qué órgano de gobierno de la entidad supervisa el proceso.**

El Consejo de Administración se reserva la competencia de aprobar la política de control y gestión de riesgos, incluidos los de reporte financiero y los fiscales, y la supervisión de los sistemas internos de información y control.

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, la auditoría interna y los sistemas de gestión de riesgos, incluidos los fiscales, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

El Comité Ejecutivo Corporativo aprueba los elementos de gobierno necesarios en el ámbito de la gestión de riesgos, vigila su correcta aplicación y realiza el seguimiento del desempeño de la Compañía en materia de riesgos.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control tiene la responsabilidad de evaluar el diseño y el funcionamiento de los sistemas de gestión de riesgos del Grupo.

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 Grupo Repsol dispone de un sistema de control interno sobre la información financiera (SCIIF) que permite atender los requisitos 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 Ministerial ECC/461/2013, de 20 de marzo, por la que se determinan el contenido y la estructura del informe anual de gobierno corporativo, la Ley 31/2014, de 3 de diciembre, por la que se modifica la Ley de Sociedades de Capital para la mejora del gobierno corporativo y la Circular 7/2015, de 22 de diciembre, por la que se modifica 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 de SCIIF está definido a partir del marco metodológico de COSO (2013) (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*) recogido en su informe *Internal Control-Integrated Framework*, 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 mediante un proceso integrado que consta de cinco componentes desarrollados a través de diecisiete principios de acuerdo a lo establecido en el marco COSO 2013.

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.

El SCIIF está integrado en la Organización mediante el establecimiento de un esquema de roles y responsabilidades para los distintos órganos y funciones, recogidos en los procedimientos que se encuentran debidamente aprobados y difundidos dentro del Grupo. Adicionalmente a lo descrito en el apartado F.1.1 de este Informe con 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 **órganos de gobierno y unidades organizativas del Grupo que tienen asignados roles relevantes en esta materia**:

- ***Consejero Delegado y Director General CFO.***

Al cierre del ejercicio, todos los propietarios de los controles que integran el SCIIF, certifican que todos los controles, asociados a procesos y riesgos, de los que son propietarios, se encuentran vigentes. 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 Consejero Delegado (CEO) y del Director General CFO.

- ***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 del Consejo de Administración y al Consejero Delegado.

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 los órganos de Dirección y Administración del Grupo, de forma que permita decidir anticipadamente sobre la información que deba ser 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 diferentes negocios.

- ***Unidades de Negocio y Áreas Corporativas identificadas como "propietarios de los controles":***

Dentro del Grupo, las distintas Unidades de Negocio y Áreas Corporativas identificadas como "propietarios de los controles" son las responsables de asegurar el adecuado diseño 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, así como el reporte económico financiero. Asimismo 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, el asesoramiento de carácter tributario, el seguimiento, evaluación e implantación de los cambios normativos, la identificación, control, seguimiento, evaluación y gestión de los riesgos fiscales, y de la elaboración de la información fiscal para los estados financieros. Asimismo, de conformidad con el Código de Buenas Prácticas Tributarias, con la Ley 31/2014, de reforma de la Ley de Sociedades de Capital para la mejora del

gobierno corporativo y la Política Fiscal del Grupo Repsol, el Consejo de Administración, dentro de sus competencias indelegables en el área fiscal, verifica anualmente la correcta aplicación de las políticas fiscales por parte de 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.

- Las Unidades que garantizan 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, con el objetivo de asegurar la continuidad y el desarrollo de los planes de negocio.

- La Unidad que establece las pautas para la definición de la estructura organizativa y dimensionamiento del Grupo, así como las directrices y criterios que rigen el desarrollo del marco normativo interno y define el Plan Anual de Formación.

- 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 acciones, dentro de un proceso de mejora continua y aplicación de las mejores prácticas.

- Las Unidades responsables de la función jurídica y fiscal en el Grupo que proporcionan el asesoramiento en derecho y la dirección y defensa legal de éste 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.

- La Unidad que define las directrices, criterios e indicadores del control de la gestión, realiza el seguimiento de la actividad de los negocios y de las inversiones aprobadas y el control del cumplimiento de los compromisos asumidos, proponiendo, en su caso, medidas correctoras.

Procesos, actividades y controles

La documentación que integra el SCIIF está constituida, básicamente, por los siguientes elementos:

- Mapa de riesgos de reporte financiero.
- Modelo de alcances.

- Documentación soporte 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.

El modelo SCIIF se apoya en un conjunto de normas y procedimientos y se recoge en el Manual de Control Interno sobre la Información Financiera.

El sistema de control interno sobre la información financiera se articula a través de un proceso en el que a partir de la identificación y evaluación de los riesgos de reporte financiero, se define un modelo de alcances que incluye los epígrafes relevantes de los estados financieros, las sociedades alcanzadas, el conjunto de procesos relevantes y materiales para la elaboración, revisión y posterior divulgación de la información financiera, y las actividades de control orientadas a la prevención y detección de errores, incluidos los de fraude, que pudiesen derivarse de los mismos.

Con el fin de definir las sociedades alcanzadas se parte del proceso de actualización del perímetro de consolidación. Como ha quedado explicado en el apartado F.2.1 de este Informe, existe un proceso de actualización del mismo a partir de los cambios en las participaciones accionariales y los efectos de éstos en la estructura de control de las sociedades participadas, teniendo en cuenta lo establecido en las normas contables aplicables. En el SCIIF se incluyen controles operativos para las sociedades en las que se ejerce, directa o indirectamente el control. Adicionalmente para el resto de las sociedades relevantes no controladas incluidas en el perímetro de consolidación, se establecen, controles orientados a velar por la homogeneidad, validez y fiabilidad de la información financiera facilitada por éstas para su incorporación a los estados financieros consolidados.

Para cada uno de los procesos relevantes y sociedades alcanzadas del perímetro de consolidación, se identifican sus riesgos de reporte financiero significativos y las actividades de control mitigantes de dichos riesgos.

En el SCIIF se distingue la siguiente tipología de controles:

- **Manuales**: aquellos cuya ejecución reside en acciones realizadas por personas, pudiendo utilizar para ello herramientas o aplicaciones informáticas.

- **Automáticos**: aquellos cuya ejecución descansa en el funcionamiento de las herramientas o aplicaciones informáticas.

- **Controles generales del ordenador**: aquellos que garantizan, razonablemente, la confiabilidad, integridad, disponibilidad y confidencialidad de la información contenida en las aplicaciones consideradas relevantes para el reporte financiero.

Estos tres tipos de controles a su vez pueden caracterizarse como:

- **Preventivos**: destinados a prevenir la existencia de errores o de situaciones de fraude que puedan dar lugar a un error en la información financiera del Grupo Repsol.

- **Detectivos:** cuyo objetivo es detectar errores o situaciones de fraude ya acaecidos y que puedan dar lugar a un error en la información financiera del Grupo Repsol.

Juicios, estimaciones, valoraciones y proyecciones relevantes

El proceso de elaboración de la información financiera requiere, en ocasiones, 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 negocio y financieras.

En este sentido, el Grupo dispone de una metodología orientada a identificar áreas responsables y a establecer criterios homogéneos en materia de juicios, estimaciones y valoraciones en los procesos considerados relevantes para la elaboración de información financiera. En concreto y de acuerdo a lo expuesto en la Nota 3 “Estimaciones y juicios” de la Memoria Consolidada del Grupo Repsol correspondiente al ejercicio 2016, las relativas a la determinación de las reservas de crudo y de gas, combinaciones de negocio, las provisiones por litigios, desmantelamientos y otras contingencias, el cómputo del impuesto sobre beneficios y activos y pasivos por impuestos diferidos, el test de deterioro y el cálculo del valor recuperable de los activos y la valoración a mercado de los instrumentos financieros. Los resultados de estas estimaciones son reportados a los órganos de Dirección y Administración del Grupo.

Los órganos antes mencionados son informados de forma regular, sobre cualquier asunto ocurrido que pueda afectar a la marcha de los negocios y que pudiera tener un efecto relevante en los estados financieros del Grupo. Asimismo, periódicamente monitorizan las principales variables de entorno que tengan o puedan 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 sistemas de información, se ha establecido un Marco de Control de los Sistemas de Información, formado por un conjunto de controles denominados "controles generales de ordenador" que garantizan razonablemente la confiabilidad, integridad, disponibilidad y confidencialidad de la información contenida y tratada 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 del Marco de Control de los Sistemas de Información a través de la validación de los controles generales de ordenador que lo conforman.

Estos controles generales de ordenador agrupados en las áreas de: seguridad de acceso, ciclo de vida de desarrollo de sistemas, proceso de aseguramiento de la disponibilidad del dato 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 relevantes para el reporte financiero 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 dispone de un procedimiento para la identificación, el establecimiento de criterios de control y la supervisión de las actividades subcontratadas a terceros en los distintos procesos de negocio. De acuerdo a este procedimiento, se analiza el impacto y la naturaleza de las actividades que desarrollan estos proveedores, concluyendo sobre si las actividades realizadas afectan de modo material a los estados financieros en los siguientes aspectos:

- Transacciones significativas para los estados financieros del Grupo.

- Procedimientos manuales o automáticos para iniciar, registrar, procesar o reportar transacciones significativas desde su inicio hasta su inclusión en los estados financieros.

- Registros contables manuales o automáticos que soportan la captura, registro, procesamiento y reporte de transacciones, información o cuentas específicas de los estados financieros del Grupo.

- Sistemas de Información relevantes en la captura de eventos y condiciones significativas para registrar los resultados de operaciones y la preparación de los estados financieros.

- Proceso de reporte financiero utilizado para preparar los estados financieros, incluyendo las estimaciones contables y los desgloses de información significativos.

Una vez identificadas las actividades subcontratadas que pueden afectar de modo material a los estados financieros, se supervisa el adecuado control interno de los servicios prestados. En este sentido, de acuerdo a la metodología establecida en el marco de COSO 2013 y en la ISA 402

(International Standard on Auditing) el Grupo Repsol opta por los siguientes enfoques:

- Realizar evaluaciones independientes del sistema de control interno del proveedor.

- Solicitar al tercero subcontratado un informe de auditoría independiente con el objetivo de obtener información relevante en relación a su control interno. Entre los ejemplos de informes se incluyen los informes SOC (Service Organization Control) en virtud de la norma SSAE 16 del AICPA (American Institute of Certified Public Accountants) o la norma ISAE 3402 (International Standard on Assurance Engagements 3402).

- Entendimiento por parte del usuario del servicio de la naturaleza del mismo y la identificación de controles mitigantes dentro del proceso de reporte financiero del Grupo Repsol.

La Unidad de Control de Reservas audita las estimaciones de las reservas elaboradas por las unidades de negocio, a través de auditorías internas y externas. Los aspectos significativos identificados sirven de base para ajustar la determinación de las reservas, según la Norma "Sistema de Control de Reservas y Recursos Contingentes", siendo presentados al Comité Ejecutivo Corporativo 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 el marco regulatorio que aplica 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 de forma periódica a las unidades organizativas implicadas en la elaboración de la información financiera.

Asimismo se dispone de manuales de criterios contables en los que se establecen las normas, políticas y criterios contables adoptados por el Grupo. Dichos manuales se revisan y actualizan periódicamente y siempre que se produce un cambio relevante en el marco normativo. Los manuales se encuentran disponibles a través de la red interna de comunicación.

En el ejercicio 2016, los manuales de criterios contables del Grupo se han actualizado como consecuencia fundamentalmente de: (i) los cambios en las Normas Internacionales de Información Financiera adoptados por la Unión Europea de aplicación obligatoria a partir del 1 de enero de 2016 y (ii) el cambio voluntario de política contable referido en el epígrafe 2 "Bases de presentación" de los estados financieros intermedios resumidos consolidados correspondientes al primer trimestre de 2016.

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 de este Informe).

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 de Administración, la Comisión de Auditoría y Control se encarga de supervisar el proceso de elaboración y presentación, así como la integridad de la información financiera 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 efectividad 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 del Grupo.

La planificación anual de auditoría interna está orientada a evaluar y supervisar el correcto funcionamiento y adecuación de los sistemas de control interno y gestión de riesgos del Grupo (operacionales, estratégicos, financieros y de cumplimiento).

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 del 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 Corporativa 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 propietarios 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 dicha evaluación.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control ha realizado su evaluación sobre la efectividad del SCIIF correspondiente al ejercicio 2016, no habiéndose detectado salvedades, concluyendo que el mismo es efectivo basándose en los criterios establecidos por COSO 2013.

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, de este Informe, 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

El 8 de mayo de 2015 Repsol adquirió el 100% de Talisman Energy Inc. (con fecha 1 de Enero de 2016, ha cambiado su denominación social por la de Repsol Oil & Gas Canada Inc.,en adelante "ROGCI"), sociedad constituida de acuerdo a la ley de Sociedades Mercantiles canadiense ("Canada Business Corporations Act"), y cuyas acciones estaban admitidas a cotización en los mercados de valores de Toronto y Nueva York.

Tras el cierre de la transacción se procedió a la exclusión de cotización de las acciones ordinarias de Talisman Energy Inc. en las Bolsas de Toronto y Nueva York y de las acciones preferentes en la Bolsa de Toronto.

No obstante, ROGCI, en virtud de las leyes canadienses y de los acuerdos alcanzados con sus bonistas, mantiene la condición de emisor ("Reporting Issuer") y por tanto sigue sujeto a las obligaciones de información vigentes ante los reguladores canadienses.

En este sentido, ROGCI mantiene la vigencia de su SCIIF con el mismo nivel de exigencia que en años anteriores, habiendo sido verificada su efectividad por el auditor externo Ernst & Young LLP, manifestando que la compañía mantenía, en todos los aspectos materiales, un SCIIF efectivo y basado en las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control Integrated Framework (2013 Framework).

En 2016 se han incluido en el SCIIF del Grupo Repsol aquellos procesos y controles relevantes sobre la información financiera de ROGCI.

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 (Deloitte, S.L.), 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 2016.

G GRADO DE SEGUIMIENTO DE LAS RECOMENDACIONES DE GOBIERNO CORPORATIVO

Indique el grado de seguimiento de la sociedad respecto de las recomendaciones del Código de buen gobierno de las sociedades cotizadas.

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.**

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.**

Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [X]

3. **Que durante la celebración de la junta general ordinaria, como complemento de la difusión por escrito del informe anual de gobierno corporativo, el presidente del consejo de administración informe verbalmente a los accionistas, con suficiente detalle, de los aspectos más relevantes del gobierno corporativo de la sociedad y, en particular:**

a) De los cambios acaecidos desde la anterior junta general ordinaria.

b) De los motivos concretos por los que la compañía no sigue alguna de las recomendaciones del Código de Gobierno Corporativo y, si existieran, de las reglas alternativas que aplique en esa materia.

Cumple [ ] Cumple parcialmente [X] Explique [ ]

La información sobre el cumplimiento por parte de Repsol de las recomendaciones del Código ya viene recogida en el apartado G del Informe Anual de Gobierno Corporativo, el cual se publica como Hecho Relevante y se encuentra a disposición de todos los accionistas y de cualquier parte interesada en la página web de la Compañía y en la de la Comisión Nacional del Mercado de Valores. Asimismo, los accionistas pueden solicitar el envío del Informe Anual de Gobierno Corporativo en formato papel con anterioridad a la celebración de la Junta y se les entrega el propio día de la celebración de la misma. Por todo ello, no se considera que un informe verbal del Presidente durante la Junta sobre el seguimiento de las recomendaciones aporte información adicional relevante para los accionistas.

4. **Que la sociedad defina y promueva una política de comunicación y contactos con accionistas, inversores institucionales y asesores de voto que sea plenamente respetuosa con las normas contra el abuso de mercado y dé un trato semejante a los accionistas que se encuentren en la misma posición.**

   Y que la sociedad haga pública dicha política a través de su página web, incluyendo información relativa a la forma en que la misma se ha puesto en práctica e identificando a los interlocutores o responsables de llevarla a cabo.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

5. **Que el consejo de administración no eleve a la junta general una propuesta de delegación de facultades, para emitir acciones o valores convertibles con exclusión del derecho de suscripción preferente, por un importe superior al 20% del capital en el momento de la delegación.**

   Y que cuando el consejo de administración apruebe cualquier emisión de acciones o de valores convertibles con exclusión del derecho de suscripción preferente, la sociedad publique inmediatamente en su página web los informes sobre dicha exclusión a los que hace referencia la legislación mercantil.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

6. **Que las sociedades cotizadas que elaboren los informes que se citan a continuación, ya sea de forma preceptiva o voluntaria, los publiquen en su página web con antelación suficiente a la celebración de la junta general ordinaria, aunque su difusión no sea obligatoria:**

   a) Informe sobre la independencia del auditor.

b) **Informes de funcionamiento de las comisiones de auditoría y de nombramientos y retribuciones.**

c) **Informe de la comisión de auditoría sobre operaciones vinculadas.**

d) **Informe sobre la política de responsabilidad social corporativa.**

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

7. **Que la sociedad transmita en directo, a través de su página web, la celebración de las juntas generales de accionistas.**

Cumple [X] Explique [ ]

8. **Que la comisión de auditoría vele porque el consejo de administración procure presentar las cuentas a la junta general de accionistas sin limitaciones ni salvedades en el informe de auditoría y que, en los supuestos excepcionales en que existan salvedades, tanto el presidente de la comisión de auditoría como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y alcance de dichas limitaciones o salvedades**

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

9. **Que la sociedad haga públicos en su página web, de manera permanente, los requisitos y procedimientos que aceptará para acreditar la titularidad de acciones, el derecho de asistencia a la junta general de accionistas y el ejercicio o delegación del derecho de voto.**

Y que tales requisitos y procedimientos favorezcan la asistencia y el ejercicio de sus derechos a los accionistas y se apliquen de forma no discriminatoria.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

10. **Que cuando algún accionista legitimado haya ejercitado, con anterioridad a la celebración de la junta general de accionistas, el derecho a completar el orden del día o a presentar nuevas propuestas de acuerdo, la sociedad:**

a) **Difunda de inmediato tales puntos complementarios y nuevas propuestas de acuerdo.**

b) **Haga público el modelo de tarjeta de asistencia o formulario de delegación de voto o voto a distancia con las modificaciones precisas para que puedan votarse los nuevos puntos del orden del día y propuestas alternativas de acuerdo en los mismos términos que los propuestos por el consejo de administración.**

c) **Someta todos esos puntos o propuestas alternativas a votación y les aplique las mismas reglas de voto que a las formuladas por el consejo de administración, incluidas, en particular, las presunciones o deducciones sobre el sentido del voto.**

d) Con posterioridad a la junta general de accionistas, comunique el desglose del voto sobre tales puntos complementarios o propuestas alternativas.

Cumple ☐ Cumple parcialmente ☐ Explique ☐ No aplicable [X]

11. Que, en el caso de que la sociedad tenga previsto pagar primas de asistencia a la junta general de accionistas, establezca, con anterioridad, una política general sobre tales primas y que dicha política sea estable.

Cumple ☐ Cumple parcialmente ☐ Explique ☐ No aplicable [X]

12. Que el consejo de administración desempeñe sus funciones con unidad de propósito e independencia de criterio, dispense el mismo trato a todos los accionistas que se hallen en la misma posición y se guíe por el interés social, entendido como la consecución de un negocio rentable y sostenible a largo plazo, que promueva su continuidad y la maximización del valor económico de la empresa.

Y que en la búsqueda del interés social, además del respeto de las leyes y reglamentos y de un comportamiento basado en la buena fe, la ética y el respeto a los usos y a las buenas prácticas comúnmente aceptadas, procure conciliar el propio interés social con, según corresponda, los legítimos intereses de sus empleados, sus proveedores, sus clientes y los de los restantes grupos de interés que puedan verse afectados, así como el impacto de las actividades de la compañía en la comunidad en su conjunto y en el medio ambiente.

Cumple [X] Cumple parcialmente ☐ Explique ☐

13. Que el Consejo de Administración posea la dimensión precisa para lograr un funcionamiento eficaz y participativo, lo que hace aconsejable que tenga entre cinco y quince miembros.

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 30 de abril de 2014, dentro de los límites máximo y mínimo establecidos en los Estatutos Sociales (9 a 16), establecer en 16 el número de Consejeros.

14. **Que el consejo de administración apruebe una política de selección de consejeros que:**

    a) **Sea concreta y verificable.**

    b) **Asegure que las propuestas de nombramiento o reelección se fundamenten en un análisis previo de las necesidades del consejo de administración.**

    c) **Favorezca la diversidad de conocimientos, experiencias y género.**

    Que el resultado del análisis previo de las necesidades del consejo de administración se recoja en el informe justificativo de la comisión de nombramientos que se publique al convocar la junta general de accionistas a la que se someta la ratificación, el nombramiento o la reelección de cada consejero.

    Y que la política de selección de consejeros promueva el objetivo de que en el año 2020 el número de consejeras represente, al menos, el 30% del total de miembros del consejo de administración.

    La comisión de nombramiento verificará anualmente el cumplimiento de la política de selección de consejeros y se informará de ello en el informe anual de gobierno corporativo.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

15. **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.**

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

16. **Que el porcentaje de consejeros dominicales sobre el total de consejeros no ejecutivos no sea mayor que la proporción existente entre el capital de la sociedad representado por dichos consejeros y el resto del capital. Este criterio podrá atenuarse:**

    a) **En sociedades de elevada capitalización en las que sean escasas las participaciones accionariales que tengan legalmente la consideración de significativas.**

    b) **Cuando se trate de sociedades en las que exista una pluralidad de accionistas representados en el consejo de administración y no tengan vínculos entre sí.**

Cumple [X] Explique [ ]

17. **Que el número de consejeros independientes represente, al menos, la mitad del total de consejeros.**

Que, sin embargo, cuando la sociedad no sea de elevada capitalización o cuando, aun siéndolo, cuente con un accionista o varios actuando concertadamente, que controlen más del 30% del capital social, el número de consejeros independientes represente, al menos, un tercio del total de consejeros.

Cumple [X] Explique [ ]

18. **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 pertenezcan, se trate o no de sociedades cotizadas, así como sobre las demás actividades retribuidas que realice cualquiera que sea su naturaleza.**

c) **Indicación de la categoría de consejero a la que pertenezcan, 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 las posteriores reelecciones.**

e) **Acciones de la compañía, y opciones sobre ellas, de las que sean titulares.**

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

19. **Que en el informe anual de gobierno corporativo, previa verificación por la comisión de nombramientos, se expliquen las razones por las cuales se hayan nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial sea inferior al 3% 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.**

Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [X]

20. **Que los consejeros dominicales presenten su dimisión cuando el accionista a quien representen transmita 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.**

Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [X]

21. Que el consejo de administración no proponga la separación 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 de administración previo informe de la comisión de nombramientos. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el consejero pase a ocupar nuevos cargos o contraiga nuevas obligaciones que le impidan dedicar el tiempo necesario al desempeño de las funciones propias del cargo de consejero, incumpla los deberes inherentes a su cargo o incurra en algunas de las circunstancias que le hagan perder su condición de independiente, de acuerdo con lo establecido en la legislación aplicable.

También podrá proponerse la separación de consejeros independientes como consecuencia de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones corporativas similares que supongan un cambio en la estructura de capital de la sociedad, cuando tales cambios en la estructura del consejo de administración vengan propiciados por el criterio de proporcionalidad señalado en la recomendación 16.

Cumple [X] Explique [ ]

22. 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 administración de las causas penales en las que aparezcan como imputados, así como de sus posteriores vicisitudes procesales.

Y que si un consejero resultara procesado o se dictara contra él auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en la legislación societaria, el consejo de administración 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 administración dé cuenta, de forma razonada, en el informe anual de gobierno corporativo.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

23. Que todos los consejeros expresen claramente su oposición cuando consideren que alguna propuesta de decisión sometida al consejo de administración 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 intereses, cuando se trate de decisiones que puedan perjudicar a los accionistas no representados en el consejo de administración.

Y que cuando el consejo de administración adopte decisiones significativas o reiteradas sobre las que el consejero hubiera formulado serias reservas, este 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 de administración, aunque no tenga la condición de consejero.

Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [X]

24. 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 de administración. 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.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

25. Que la comisión de nombramientos se asegure de que los consejeros no ejecutivos tienen suficiente disponibilidad de tiempo para el correcto desarrollo de sus funciones.

Y que el reglamento del consejo establezca el número máximo de consejos de sociedades de los que pueden formar parte sus consejeros.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

26. Que el consejo de administración se reúna con la frecuencia precisa para desempeñar con eficacia sus funciones y, al menos, ocho veces al año, siguiendo el programa de fechas y asuntos que establezca al inicio del ejercicio, pudiendo cada consejero individualmente proponer otros puntos del orden del día inicialmente no previstos.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

27. Que las inasistencias de los consejeros se reduzcan a los casos indispensables y se cuantifiquen en el informe anual de gobierno corporativo. Y que, cuando deban producirse, se otorgue representación con instrucciones.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

28. Que cuando los consejeros o el secretario manifiesten preocupación sobre alguna propuesta o, en el caso de los consejeros, sobre la marcha de la sociedad y tales preocupaciones no queden resueltas en el consejo de administración, a petición de quien las hubiera manifestado, se deje constancia de ellas en el acta.

Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [X]

29. Que la sociedad establezca los cauces adecuados para que los consejeros puedan obtener el asesoramiento preciso para el cumplimiento de sus funciones incluyendo, si así lo exigieran las circunstancias, asesoramiento externo con cargo a la empresa.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

30. Que, con independencia de los conocimientos que se exijan a los consejeros para el ejercicio de sus funciones, las sociedades ofrezcan también a los consejeros programas de actualización de conocimientos cuando las circunstancias lo aconsejen.

Cumple [X] Explique [ ] No aplicable [ ]

31. Que el orden del día de las sesiones indique con claridad aquellos puntos sobre los que el consejo de administración deberá adoptar una decisión o acuerdo para que los consejeros puedan estudiar o recabar, con carácter previo, la información precisa para su adopción.

Cuando, excepcionalmente, por razones de urgencia, el presidente quiera someter a la aprobación del consejo de administración decisiones o acuerdos que no figuraran en el orden del día, será preciso el consentimiento previo y expreso de la mayoría de los consejeros presentes, del que se dejará debida constancia en el acta.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

32. Que los consejeros sean periódicamente informados de los movimientos en el accionariado y de la opinión que los accionistas significativos, los inversores y las agencias de calificación tengan sobre la sociedad y su grupo.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

33. Que el presidente, como responsable del eficaz funcionamiento del consejo de administración, además de ejercer las funciones que tiene legal y estatutariamente atribuidas, prepare y someta al consejo de administración un programa de fechas y asuntos a tratar; organice y coordine la evaluación periódica del consejo, así como, en su caso, la del primer ejecutivo de la sociedad; sea responsable de la dirección del consejo y de la efectividad de su funcionamiento; se asegure de que se dedica suficiente tiempo de discusión a las cuestiones estratégicas, y acuerde y revise los programas de actualización de conocimientos para cada consejero, cuando las circunstancias lo aconsejen.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

34. Que cuando exista un consejero coordinador, los estatutos o el reglamento del consejo de administración, además de las facultades que le corresponden legalmente, le atribuya las siguientes: presidir el consejo de administración en ausencia del presidente y de los vicepresidentes, en caso de existir; hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros no ejecutivos; mantener contactos con inversores y accionistas para conocer sus puntos de vista a efectos de formarse una opinión sobre sus preocupaciones, en particular, en relación con el gobierno corporativo de la sociedad; y coordinar el plan de sucesión del presidente.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

35. Que el secretario del consejo de administración vele de forma especial para que en sus actuaciones y decisiones el consejo de administración tenga presentes las recomendaciones sobre buen gobierno contenidas en este Código de buen gobierno que fueran aplicables a la sociedad.

Cumple [X] Explique [ ]

36. Que el consejo de administración en pleno evalúe una vez al año y adopte, en su caso, un plan de acción que corrija las deficiencias detectadas respecto de:

a) La calidad y eficiencia del funcionamiento del consejo de administración.

b) El funcionamiento y la composición de sus comisiones.

c) La diversidad en la composición y competencias del consejo de administración.

d) El desempeño del presidente del consejo de administración y del primer ejecutivo de la sociedad.

e) El desempeño y la aportación de cada consejero, prestando especial atención a los responsables de las distintas comisiones del consejo.

Para la realización de la evaluación de las distintas comisiones se partirá del informe que estas eleven al consejo de administración, y para la de este último, del que le eleve la comisión de nombramientos.

Cada tres años, el consejo de administración será auxiliado para la realización de la evaluación por un consultor externo, cuya independencia será verificada por la comisión de nombramientos.

Las relaciones de negocio que el consultor o cualquier sociedad de su grupo mantengan con la sociedad o cualquier sociedad de su grupo deberán ser desglosadas en el informe anual de gobierno corporativo.

El proceso y las áreas evaluadas serán objeto de descripción en el informe anual de gobierno corporativo.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

37. Que cuando exista una comisión ejecutiva, la estructura de participación de las diferentes categorías de consejeros sea similar a la del propio consejo de administración y su secretario sea el de este último.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

38. Que el consejo de administración tenga siempre conocimiento de los asuntos tratados y de las decisiones adoptadas por la comisión ejecutiva y que todos los miembros del consejo de administración reciban copia de las actas de las sesiones de la comisión ejecutiva.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

39. Que los miembros de la comisión 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, y que la mayoría de dichos miembros sean consejeros independientes.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

40. Que bajo la supervisión de la comisión de auditoría, se disponga de una unidad que asuma la función de auditoría interna que vele por el buen funcionamiento de los sistemas de información y control interno y que funcionalmente dependa del presidente no ejecutivo del consejo o del de la comisión de auditoría.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

41. Que el responsable de la unidad que asuma la función de auditoría interna presente a la comisión de auditoría su plan anual de trabajo, informe directamente de las incidencias que se presenten en su desarrollo y someta al final de cada ejercicio un informe de actividades.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

42. Que, además de las previstas en la ley, correspondan a la comisión de auditoría las siguientes funciones:

1. 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) Velar por la independencia de la unidad que asume 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; aprobar la orientación y sus planes de trabajo, asegurándose de que su actividad esté enfocada principalmente hacia los riesgos relevantes de la sociedad; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tenga 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 resulta posible y se considera apropiado, anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa.

2. En relación con el auditor externo:

a) En caso de renuncia del auditor externo, examinar las circunstancias que la hubieran motivado.

b) Velar que la retribución del auditor externo por su trabajo no comprometa su calidad ni su independencia.

c) Supervisar 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.

d) Asegurar que el auditor externo mantenga anualmente una reunión con el pleno del consejo de administración para informarle sobre el trabajo realizado y sobre la evolución de la situación contable y de riesgos de la sociedad.

e) Asegurar que la sociedad y el auditor externo 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 sobre independencia de los auditores.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

43. Que la comisión 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] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

44. Que la comisión de auditoría sea informada sobre las operaciones de modificaciones estructurales y corporativas que proyecte realizar la sociedad para su análisis e informe previo al consejo de administración sobre sus condiciones económicas y su impacto contable y, en especial, en su caso, sobre la ecuación de canje propuesta.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

45. Que la política de control y gestión de riesgos identifique al menos:

a) Los distintos tipos de riesgo, financieros y no financieros (entre otros los operativos, tecnológicos, legales, sociales, medio ambientales, políticos y 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.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

46. Que bajo la supervisión directa de la comisión de auditoría o, en su caso, de una comisión especializada del consejo de administración, exista una función interna de control y gestión de riesgos ejercida por una unidad o departamento interno de la sociedad que tenga atribuidas expresamente las siguientes funciones:

a) Asegurar el buen funcionamiento de los sistemas de control y gestión de riesgos y, en particular, que se identifican, gestionan, y cuantifican adecuadamente todos los riesgos importantes que afecten a la sociedad.

b) Participar activamente en la elaboración de la estrategia de riesgos y en las decisiones importantes sobre su gestión.

c) Velar por que los sistemas de control y gestión de riesgos mitiguen los riesgos adecuadamente en el marco de la política definida por el consejo de administración.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

47. Que los miembros de la comisión de nombramientos y de retribuciones –o de la comisión de nombramientos y la comisión de retribuciones, si estuvieren separadas– se designen procurando que tengan los conocimientos, aptitudes y experiencia adecuados a las funciones que estén llamados a desempeñar y que la mayoría de dichos miembros sean consejeros independientes.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

48. Que las sociedades de elevada capitalización cuenten con una comisión de nombramientos y con una comisión de remuneraciones separadas.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

49. Que la comisión de nombramientos consulte al presidente del consejo de administración 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 encuentra idóneos a su juicio, potenciales candidatos para cubrir vacantes de consejero.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

50. Que la comisión de retribuciones ejerza sus funciones con independencia y que, además de las funciones que le atribuya la ley, le correspondan las siguientes:

a) Proponer al consejo de administración las condiciones básicas de los contratos de los altos directivos.

b) Comprobar la observancia de la política retributiva establecida por la sociedad.

c) Revisar periódicamente la política de remuneraciones aplicada a los consejeros y altos directivos, incluidos los sistemas retributivos con acciones y su aplicación, así como garantizar que su remuneración individual sea proporcionada a la que se pague a los demás consejeros y altos directivos de la sociedad.

d) Velar por que los eventuales conflictos de intereses no perjudiquen la independencia del asesoramiento externo prestado a la comisión.

e) Verificar la información sobre remuneraciones de los consejeros y altos directivos contenida en los distintos documentos corporativos, incluido el informe anual sobre remuneraciones de los consejeros.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

51. 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] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

52. Que las reglas de composición y funcionamiento de las comisiones de supervisión y control figuren en el reglamento del consejo de administración y que sean consistentes con las aplicables a las comisiones legalmente obligatorias conforme a las recomendaciones anteriores, incluyendo:

a) Que estén compuestas exclusivamente por consejeros no ejecutivos, con mayoría de consejeros independientes.

b) Que sus presidentes sean consejeros independientes.

c) Que el consejo de administración designe a 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 que rinda cuentas, en el primer pleno del consejo de administración posterior a sus reuniones, de su actividad y que respondan del trabajo realizado.

d) Que las comisiones puedan recabar asesoramiento externo, cuando lo consideren necesario para el desempeño de sus funciones.

e) Que de sus reuniones se levante acta, que se pondrá a disposición de todos los consejeros.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

53. Que la supervisión del cumplimiento de las reglas de gobierno corporativo, de los códigos internos de conducta y de la política de responsabilidad social corporativa se atribuya a una o se reparta entre varias comisiones del consejo de administración que podrán ser la comisión de auditoría, la de nombramientos, la comisión de responsabilidad social corporativa, en caso de existir, o una comisión especializada que el consejo de administración, en ejercicio de sus facultades de auto-organización, decida crear al efecto, a las que específicamente se les atribuyan las siguientes funciones mínimas:

a) La supervisión del cumplimiento de los códigos internos de conducta y de las reglas de gobierno corporativo de la sociedad.

b) La supervisión de la estrategia de comunicación y relación con accionistas e inversores, incluyendo los pequeños y medianos accionistas.

c) La evaluación periódica de la adecuación del sistema de gobierno corporativo de la sociedad, con el fin de que cumpla su misión de promover el interés social y tenga en cuenta, según corresponda, los legítimos intereses de los restantes grupos de interés.

d) La revisión de la política de responsabilidad corporativa de la sociedad, velando por que esté orientada a la creación de valor.

e) El seguimiento de la estrategia y prácticas de responsabilidad social corporativa y la evaluación de su grado de cumplimiento.

f) La supervisión y evaluación de los procesos de relación con los distintos grupos de interés.

g) La evaluación de todo lo relativo a los riesgos no financieros de la empresa – incluyendo los operativos, tecnológicos, legales, sociales, medio ambientales, políticos y reputacionales.

h) La coordinación del proceso de reporte de la información no financiera y sobre diversidad, conforme a la normativa aplicable y a los estándares internacionales de referencia.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

54. Que la política de responsabilidad social corporativa incluya los principios o compromisos que la empresa asuma voluntariamente en su relación con los distintos grupos de interés e identifique al menos:

a) Los objetivos de la política de responsabilidad social corporativa y el desarrollo de instrumentos de apoyo.

b) La estrategia corporativa relacionada con la sostenibilidad, el medio ambiente y las cuestiones sociales.

c) Las prácticas concretas en cuestiones relacionadas con: accionistas, empleados, clientes, proveedores, cuestiones sociales, medio ambiente, diversidad, responsabilidad fiscal, respeto de los derechos humanos y prevención de conductas ilegales.

d) Los métodos o sistemas de seguimiento de los resultados de la aplicación de las prácticas concretas señaladas en la letra anterior, los riesgos asociados y su gestión.

e) Los mecanismos de supervisión del riesgo no financiero, la ética y la conducta empresarial.

f) Los canales de comunicación, participación y diálogo con los grupos de interés.

g) Las prácticas de comunicación responsable que eviten la manipulación informativa y protejan la integridad y el honor.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

55. Que la sociedad informe, en un documento separado o en el informe de gestión, sobre los asuntos relacionados con la responsabilidad social corporativa, utilizando para ello alguna de las metodologías aceptadas internacionalmente.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

56. Que la remuneración de los consejeros sea la necesaria para atraer y retener a los consejeros del perfil deseado y para retribuir la dedicación, cualificación y responsabilidad que el cargo exija, pero no tan elevada como para comprometer la independencia de criterio de los consejeros no ejecutivos.

Cumple [X] Explique [ ]

57. Que se circunscriban a los consejeros ejecutivos las remuneraciones variables ligadas al rendimiento de la sociedad y al desempeño personal, así como la remuneración mediante entrega de acciones, opciones o derechos sobre acciones o instrumentos referenciados al valor de la acción y los sistemas de ahorro a largo plazo tales como planes de pensiones, sistemas de jubilación u otros sistemas de previsión social.

Se podrá contemplar la entrega de acciones como remuneración a los consejeros no ejecutivos cuando se condicione a que las mantengan hasta su cese como consejeros. Lo anterior no será de aplicación a las acciones que el consejero necesite enajenar, en su caso, para satisfacer los costes relacionados con su adquisición.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

58. Que en caso de remuneraciones variables, las políticas retributivas incorporen los límites y las cautelas técnicas precisas para asegurar que tales remuneraciones guardan relación con el rendimiento profesional de sus beneficiarios y no derivan solamente de la evolución general de los mercados o del sector de actividad de la compañía o de otras circunstancias similares.

Y, en particular, que los componentes variables de las remuneraciones:

a) Estén vinculados a criterios de rendimiento que sean predeterminados y medibles y que dichos criterios consideren el riesgo asumido para la obtención de un resultado.

b) Promuevan la sostenibilidad de la empresa e incluyan criterios no financieros que sean adecuados para la creación de valor a largo plazo, como el cumplimiento de las reglas y los procedimientos internos de la sociedad y de sus políticas para el control y gestión de riesgos.

c) Se configuren sobre la base de un equilibrio entre el cumplimiento de objetivos a corto, medio y largo plazo, que permitan remunerar el rendimiento por un desempeño continuado durante un período de tiempo suficiente para apreciar su contribución a la creación sostenible de valor, de forma que los elementos de medida de ese rendimiento no giren únicamente en torno a hechos puntuales, ocasionales o extraordinarios.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

59. Que el pago de una parte relevante de los componentes variables de la remuneración se difiera por un período de tiempo mínimo suficiente para comprobar que se han cumplido las condiciones de rendimiento previamente establecidas.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

60. 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] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

61. Que un porcentaje relevante de la remuneración variable de los consejeros ejecutivos esté vinculado a la entrega de acciones o de instrumentos financieros referenciados a su valor.

Cumple ☐ Cumple parcialmente ☐ Explique ☒ No aplicable ☐

La Compañía se encuentra analizando diversas fórmulas para la implantación de un sistema que contemple el pago de una parte de la retribución variable de los Consejeros Ejecutivos en acciones.

62. Que una vez atribuidas las acciones o las opciones o derechos sobre acciones correspondientes a los sistemas retributivos, los consejeros no puedan transferir la propiedad de un número de acciones equivalente a dos veces su remuneración fija anual, ni puedan ejercer las opciones o derechos hasta transcurrido un plazo de, al menos, tres años desde su atribución.

Lo anterior no será de aplicación a las acciones que el consejero necesite enajenar, en su caso, para satisfacer los costes relacionados con su adquisición.

Cumple ☐ Cumple parcialmente ☐ Explique ☒ No aplicable ☐

La Compañía se encuentra analizando diversas fórmulas para la implantación de una política de tenencia de acciones para los Consejeros Ejecutivos.

63. Que los acuerdos contractuales incluyan una cláusula que permita a la sociedad reclamar el reembolso de los componentes variables de la remuneración cuando el pago no haya estado ajustado a las condiciones de rendimiento o cuando se hayan abonado atendiendo a datos cuya inexactitud quede acreditada con posterioridad.

Cumple ☒ Cumple parcialmente ☐ Explique ☐ No aplicable ☐

64. Que los pagos por resolución del contrato no superen un importe establecido equivalente a dos años de la retribución total anual y que no se abonen hasta que la sociedad haya podido comprobar que el consejero ha cumplido con los criterios de rendimiento previamente establecidos.

Cumple ☒ Cumple parcialmente ☐ 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 2016, 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 2017, el Consejero Delegado de Repsol, en ejercicio de la delegación de facultades conferida a su favor por el Consejo de Administración de la Sociedad de 30 de abril de 2015 –haciendo uso, a su vez, de las facultades delegadas en el acuerdo de aumento de capital aprobado dentro del punto sexto del orden del día de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 20 de mayo de 2016- procedió 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 1.496.404.851 euros, representado por 1.496.404.851 acciones y 1.496.404.851 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 2016 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).

Adicionalmente, conforme a la última información disponible en la CNMV, Blackrock Inc. ostentaría una participación indirecta del 3,04% del capital social de la Sociedad, según la declaración presentada por dicha entidad el 15 de enero de 2016.

No obstante lo anterior, no se incluye en este apartado la referida participación indirecta de Blackrock, Inc. dado que según el número de derechos de voto declarado por dicha entidad en la CNMV y el capital social recogido en el apartado A.1, la participación actual de Blackrock Inc. en la Sociedad no alcanzaría el 3%.

De acuerdo con la última información disponible por la Sociedad en el momento de formulación de las cuentas anuales, los accionistas con participaciones significativas de la Compañía son:

Nombre o denominación social del accionista	**% sobre el total de derechos de voto**
Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (1)	9,84
Sacyr , S.A. (2)	8,20
Temasek Holdings (Private) Limited (3)	4,49

(1) La Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ostenta su participación a través de CaixaBank, S.A.
(2) Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L.
(3) Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.

3. Nota sobre el apartado A.8

El porcentaje de autocartera a 31 de diciembre de 2016, es del 0,006 %, que ha sido calculado considerando las acciones que fueron emitidas a consecuencia de la ampliación de capital liberada, como parte del programa de retribución al accionista Repsol Dividendo Flexible, que fue inscrita en el Registro Mercantil el 17 de enero de 2017, y que a efectos contables fue registrada en los estados financieros del Grupo con fecha 31 de diciembre de 2016. Como consecuencia de dicha ampliación, y a efectos del 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 C.1.16

En el epígrafe de "Remuneración total alta dirección" se incluye el importe de los siguientes conceptos, por el periodo en el que han formado parte de la Alta Dirección durante 2016:

- Retribución fija y en especie de los miembros de la Alta Dirección durante el ejercicio 2016.
- La retribución variable anual devengada durante 2016 y la variable plurianual correspondiente al Programa de Incentivos a Medio Plazo 2013-2016 y otros conceptos devengados por de los miembros de la Alta Dirección durante 2016.
- Plan de Compra de Acciones por los Beneficiarios de los Programas de Retribución Variable Plurianual: El 31 de mayo de 2016 se cumplió el periodo de consolidación del 3er Ciclo del Plan. Como consecuencia de ello y de acuerdo con lo recogido en la Nota 28 de la Memoria, la Alta Dirección consolidó derechos a la entrega de 7.126 acciones brutas valoradas a un precio de 11,88 euros por acción. Estos importes se han incluido dentro del concepto de retribución en especie.

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 13.107 miles de euros, de los cuales 1.065 miles de euros se han aportado en el ejercicio 2016 en el periodo en el que han formado parte de dicha Alta Dirección.

La cantidad indicada en este epígrafe no incluye los importes abonados al personal Directivo que ha causado baja en concepto de indemnización por extinción de contrato y compensación por el pacto de no concurrencia que ascienden a 13,838 millones de euros.

5. Nota sobre el apartado C.1.37

Asimismo, se detallan los honorarios del año 2016 de EY correspondientes a los trabajos de auditoria y otros servicios del subgrupo Repsol Oil&Gas Canada Inc. (ROGCI) al ser una sociedad controlada al cierre del ejercicio 2016:

EY	ROGCI
Trabajos distintos auditoría (en miles)	376
Trabajos distintos auditoría sobre total facturado por firma auditoria (en %)	11%

6. Nota sobre el apartado D.2

El dato de las operaciones identificadas en la categoría "Arrendamientos" corresponde a aquellos en los que el Grupo actúa como arrendatario neto de aquellos en los que actúa como arrendador.

Respecto a las operaciones identificadas en la categoría "Otras" con el grupo "La Caixa", se incluyen principalmente inversiones y depósitos a corto plazo.

Respecto a las operaciones identificadas en la categoría "Otras" con Sacyr, S.A., corresponden fundamentalmente a compromisos de compra vigentes a 31 de diciembre de 2016.

7. 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 Repsol S.A. 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 mercantil o fiscal esté establecido en alguno de los países o territorios incluidos en la lista de paraísos fiscales contenida en el RD 1080/1991, excluyendo aquellos que, tal y como establece la normativa vigente, hayan firmado con España un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula de intercambio de información o un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria en el que expresamente se establezca que dejan de tener dicha consideración.

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. En particular, hará mención a si se ha adherido al Código de Buenas Prácticas Tributarias, de 20 de julio de 2010.**

   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 22 de febrero de 2017

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 344 folios que preceden reproducen fielmente las Cuentas Anuales Consolidadas y el Informe de Gestión Consolidado de Repsol, S.A. y sus sociedades filiales correspondientes al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2016, en los términos aprobados por el Consejo de Administración el día 22 de febrero de 2017, 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 su aprobación. 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 2016, formuladas en su reunión de 22 de febrero de 2017 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. Gonzalo Gortázar Rotaeche *Vicepresidente*
D. Manuel Manrique Cecilia *Vicepresidente*	D. Josu Jon Imaz San Miguel *Consejero Delegado*
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. Antonio Massanell Lavilla *Consejero*	D. Henri Philippe Reichstul *Consejero*
D. J. Robinson West *Consejero*	D. Luis Suárez de Lezo Mantilla *Consejero y Secretario*

Diligencia que extiende el Secretario del Consejo de Administración para hacer constar que no firman este documento Dña. María Isabel Gabarró Miquel ni D. Artur Carulla Font, quienes no pudieron asistir a la reunión del Consejo de Administración de 22 de febrero de 2017. No obstante, figurarán en el acta correspondiente los votos favorables de la Sra. Gabarró y del Sr. Carulla (ambos por delegación) a la aprobación de las Cuentas Anuales Consolidadas de Repsol, S.A. y sus sociedades filiales e Informe de Gestión Consolidado correspondientes al ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2016.

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla
Consejero y Secretario

Repsol, S.A.

Informe independiente 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

NFORME INDEPENDIENTE REFERIDO AL SISTEMA DE CONTROL INTERNO SOBRE LA INFORMACION FINANCIERA (SCIIF)

A los accionistas de Repsol, S.A:

Alcance del Trabajo

Hemos realizado la revisión de la información relativa al Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) del Grupo Repsol (el "Grupo"), contenida en la Nota F del Informe Anual de Gobierno Corporativo correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016 adjunta.

El objetivo de dicho sistema es contribuir a que se registren fielmente 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 el Consejo de Administración de Repsol, S.A. de acuerdo con las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control-Integrated Framework (2013).

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.

Responsabilidad de los Administradores

El Consejo de Administración de Repsol, S.A. 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

Nuestra responsabilidad es emitir un informe de revisión independiente de seguridad razonable sobre la efectividad del Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) basándonos en el trabajo realizado.

Nuestro trabajo 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 2016, 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.

Hemos realizado nuestro trabajo 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.

Esta norma requiere la planificación y la realización de procedimientos y la obtención de evidencias suficientes que permitan reducir el riesgo del encargo a un nivel bajo aceptable de acuerdo con las circunstancias del mismo, y la emisión de una conclusión en términos positivos.

Independencia

Hemos realizado nuestro trabajo de acuerdo con las normas de independencia requeridas por el Código Ético emitido por el International Ethics Standards Board for Accountants (IESBA), basadas en los principios fundamentales de integridad, objetividad, competencia profesional, diligencia, confidencialidad y profesionalidad.

Deloitte mantiene, de acuerdo con el International Standard on Quality Control1 (ISQC1), un sistema global de control de calidad que incluye políticas y procedimientos documentados en relación con el cumplimiento de requisitos éticos, normas profesionales y regulación aplicable.

Conclusión

En nuestra opinión, el Grupo Repsol mantenía, al 31 de diciembre de 2016, en todos los aspectos significativos, un Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas efectivo, basado en los criterios y políticas definidos por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. de acuerdo con las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control-Integrated Framework (2013). 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 2016 están de acuerdo, en todos los aspectos significativos, con los requerimientos establecidos por la Ley de Sociedades de Capital, la Orden ECC/461/2013, de 20 de marzo y la Circular 7/2015, de 22 de diciembre por la que se modifica la Circular 5/2013 de 12 de junio de la Comisión Nacional del Mercado de Valores.

Tal y como se describe en la Nota F, el SCIIF no incluye controles sobre las sociedades que se integran en sus cuentas anuales consolidadas en las que no se ejerce, directa o indirectamente el control ya que las decisiones estratégicas de las actividades, tanto operativas como financieras, requieren el consentimiento de las partes que están compartiendo el control. No obstante, el Grupo Repsol incluye 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. 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.

DELOITTE, S.L.

Jorge Izquierdo Mazón
22 de febrero de 2017

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 2015.

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 AUDITORÍA INDEPENDIENTE DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los accionistas de Repsol, S.A.:

Informe sobre las cuentas anuales consolidadas

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas adjuntas de Repsol, S.A. (en adelante la Sociedad dominante) y sociedades dependientes (el Grupo Repsol), que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2015, 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 terminado en dicha fecha.

Responsabilidad de los administradores en relación con las cuentas anuales consolidadas

Los administradores de la Sociedad dominante son responsables de formular las cuentas anuales consolidadas adjuntas, de forma que expresen la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera consolidada y de los resultados consolidados del Grupo Repsol, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo en España, que se identifica en la Nota 2 de la memoria consolidada adjunta, y del control interno que consideren necesario para permitir la preparación de cuentas anuales consolidadas libres de incorrección material, debida a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las cuentas anuales consolidadas adjuntas basada en nuestra auditoría. Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con la normativa reguladora de la auditoría de cuentas vigente en España. Dicha normativa exige que cumplamos los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable de que las cuentas anuales consolidadas están libres de incorrecciones materiales.

Una auditoría requiere la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en las cuentas anuales consolidadas. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluida la valoración de los riesgos de incorrección material en las cuentas anuales consolidadas, debida a fraude o error. Al efectuar dichas valoraciones del riesgo, el auditor tiene en cuenta el control interno relevante para la formulación por parte de los administradores de la Sociedad dominante de las cuentas anuales consolidadas, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la entidad. Una auditoría también incluye la evaluación de la adecuación de las políticas contables aplicadas y de la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la dirección, así como la evaluación de la presentación de las cuentas anuales consolidadas tomadas en su conjunto.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión de auditoría.

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.

Opinión

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas 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 2015, así como de sus resultados consolidados y 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 en España.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2015 contiene las explicaciones que los administradores de la Sociedad dominante 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 concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2015. 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

24 de Febrero de 2016

CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

Correspondientes al ejercicio 2015

REPSOL

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

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2015 y 2014

		Millones de euros	
ACTIVO	Nota	**31/12/2015**	**31/12/2014**
Inmovilizado Intangible:	6	4.522	1.859
a) Fondo de Comercio		3.099	498
b) Otro inmovilizado intangible		1.423	1.361
Inmovilizado material	7	28.437	17.141
Inversiones inmobiliarias		26	23
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	8	11.758	11.110
Activos financieros no corrientes	10	715	593
Activos por impuesto diferido	20	4.689	3.967
Otros activos no corrientes	10	179	155
ACTIVO NO CORRIENTE		**50.326**	**34.848**
Activos no corrientes mantenidos para la venta	9	262	98
Existencias	11	2.853	3.931
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	12	5.680	5.685
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios		2.607	3.083
b) Otros deudores		2.060	1.970
c) Activos por impuesto corriente		1.013	632
Otros activos corrientes		271	176
Otros activos financieros corrientes	10	1.237	2.513
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	10	2.448	4.638
ACTIVO CORRIENTE		**12.751**	**17.041**
TOTAL ACTIVO		**63.077**	**51.889**

Las notas 1 a 32 forman parte integrante de este balance de situación consolidado.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2015 y 2014

		Millones de euros	
PASIVO Y PATRIMONIO NETO	Nota	**31/12/2015**	**31/12/2014**
PATRIMONIO NETO			
Capital		1.442	1.375
Prima de Emisión		6.428	6.428
Reserva Legal		259	259
Acciones y participaciones en patrimonio propias		(248)	(127)
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas		19.346	19.524
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		(1.227)	1.612
Dividendos y retribuciones		(228)	(1.569)
Otros Instrumentos de patrimonio		1.017	-
FONDOS PROPIOS	**13**	**26.789**	**27.502**
Activos financieros disponibles para la venta		3	(5)
Operaciones de cobertura		(227)	(163)
Diferencias de conversión		1.896	603
AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR	**13**	**1.672**	**435**
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE Y A OTROS TENEDORES DE INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO	**13**	**28.461**	**27.937**
INTERESES MINORITARIOS	**13**	**228**	**217**
TOTAL PATRIMONIO NETO		**28.689**	**28.154**
Subvenciones		7	9
Provisiones no corrientes	14	5.827	2.386
Pasivos financieros no corrientes:	15	10.581	7.612
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		10.491	7.524
b) Otros pasivos financieros		90	88
Pasivos por impuesto diferido	20	1.554	1.684
Otros pasivos no corrientes	18	1.942	1.801
PASIVO NO CORRIENTE		**19.911**	**13.492**
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	9	8	-
Provisiones corrientes	14	1.377	240
Pasivos financieros corrientes:	15	7.073	4.086
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		7.004	3.952
b) Otros pasivos financieros		69	134
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:	19	6.019	5.917
a) Proveedores		1.799	2.350
b) Otros acreedores		3.975	3.402
c) Pasivos por impuesto corriente		245	165
PASIVO CORRIENTE		**14.477**	**10.243**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		**63.077**	**51.889**

Las notas 1 a 32 forman parte integrante del balance de situación consolidado.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada correspondiente a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014

	Nota	Millones de euros 31/12/2015	31/12/2014
Ventas		39.582	45.433
Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos		155	409
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		(524)	(224)
Reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado		659	290
Otros ingresos de explotación		1.869	1.384
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	21	**41.741**	**47.292**
Aprovisionamientos		(28.833)	(38.254)
Gastos de personal		(2.129)	(1.729)
Otros gastos de explotación		(6.540)	(4.847)
Amortización del inmovilizado		(2.988)	(1.796)
Dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado		(3.691)	(588)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	21	**(44.181)**	**(47.214)**
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		**(2.440)**	**78**
Ingresos financieros		150	134
Gastos financieros		(718)	(576)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		1.052	529
Diferencias de cambio		(204)	(304)
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros		170	369
RESULTADO FINANCIERO	23	**450**	**152**
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	8	**(94)**	**892**
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		**(2.084)**	**1.122**
Impuesto sobre beneficios	20	899	(146)
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES CONTINUADAS		**(1.185)**	**976**
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS NETO DE IMPUESTOS	4	**-**	**597**
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO		**(1.185)**	**1.573**
Resultado atribuido a intereses minoritarios		(42)	39
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		**(1.227)**	**1.612**

BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		**Euros / acción**	**Euros / acción [1]**
Básico	13	(0,87)	1,12
Diluido	13	(0,87)	1,12

[1] Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2014 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 13 "*Patrimonio Neto*", de acuerdo a lo descrito en la Nota 2 "*Bases de presentación*".

Las notas 1 a 32 forman parte integrante de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado correspondiente a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014

		Millones de euros	
		31/12/2015	**31/12/2014**
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO (de la Cuenta de pérdidas y ganancias)	Nota	**(1.185)**	**1.573**
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO:			
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes		11	(5)
Total partidas no reclasificables a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias		**11**	**(5)**
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		7	(223)
Por valoración de otros instrumentos financieros		-	(42)
Por coberturas de flujos de efectivo		(564)	(142)
Diferencias de conversión		1.376	1.486
Entidades valoradas por el método de la participación		(125)	44
Efecto impositivo	13	53	118
Total partidas reclasificables a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias		**747**	**1.241**
TOTAL		**758**	**1.236**
TRANFERENCIAS A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS Y OTROS:			
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		6	(452)
Por valoración de otros instrumentos financieros		-	42
Por coberturas de flujos de efectivo	4	525	18
Diferencias de conversión		(24)	(4)
Entidades valoradas por el método de la participación		4	8
Efecto impositivo	13	1	112
TOTAL		**512**	**(276)**
TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS		**85**	**2.533**
a) Atribuidos a la entidad dominante		29	2.558
b) Atribuidos a intereses minoritarios		56	(25)

Las notas 1 a 32 forman parte integrante del estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado correspondiente a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014

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	Otros instrumentos de patrimonio neto	Ajustes por cambios de valor	Total Patrimonio Neto atribuible a la sociedad dominante	Intereses minoritarios	Total Patrimonio Neto
Saldo final al 31/12/2013	**1.324**	**26.240**	**(26)**	**195**	**-**	**(526)**	**27.207**	**243**	**27.450**
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	**1.324**	**26.240**	**(26)**	**195**	**-**	**(526)**	**27.207**	**243**	**27.450**
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	**-**	**(5)**	**-**	**1.612**	**-**	**951**	**2.558**	**(25)**	**2.533**
Operaciones con socios o propietarios									
Ampliación / (Reducción) de capital	51	(51)	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	(1.324)	-	-	-	-	(1.324)	(1)	(1.325)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	2	(101)	-	-	-	(99)	-	(99)
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-		-	-	-	-	-	-	-
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(400)	-	-	-	-	(400)	-	(400)
Otras variaciones de patrimonio neto									
Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	195	-	(195)	-	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(15)	-	-	-	10	(5)	-	(5)
Saldo final al 31/12/2014	**1.375**	**24.642**	**(127)**	**1.612**	**-**	**435**	**27.937**	**217**	**28.154**
Ajustes	-	-	-	-		-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	**1.375**	**24.642**	**(127)**	**1.612**	**-**	**435**	**27.937**	**217**	**28.154**
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	**-**	**11**	**-**	**(1.227)**	**-**	**1.245**	**29**	**56**	**85**
Operaciones con socios o propietarios					-		-		-
Ampliación / (Reducción) de capital	67	(67)	-	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	3	(121)	-	-	-	(118)	-	(118)
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	49	-	-	-	18	67	(45)	22
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(471)	-	-	-	-	(471)	-	(471)
Otras variaciones de patrimonio neto					-	-	-	-	-
Traspasos entre partidas de patrimonio neto	-	1.612	-	(1.612)	-	-	-	-	-
Emisiones de obligaciones perpetuas subordinadas	-	(22)	-	-	1.017	-	995	-	995
Otras variaciones	-	48	-	-	-	(26)	22	-	22
Saldo final al 31/12/2015	**1.442**	**25.805**	**(248)**	**(1.227)**	**1.017**	**1.672**	**28.461**	**228**	**28.689**

Las notas 1 a 32 forman parte integrante del estado de cambios en el patrimonio neto consolidado.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estado de flujos de efectivo consolidado correspondiente a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014

	Notas	Millones de euros 31/12/2015	31/12/2014
Resultado antes de impuestos		**(2.084)**	**1.122**
Ajustes de resultado:		**5.727**	**1.410**
Amortización del inmovilizado	**6 y 7**	2.988	1.796
Otros ajustes del resultado (netos)		2.739	(386)
Cambios en el capital corriente		**1.370**	**966**
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		**(163)**	**(315)**
Cobros de dividendos	**8**	363	530
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(128)	(611)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(398)	(234)
Flujos de Efectivo de las actividades de explotación [1]	**24**	**4.850**	**3.183**
Pagos por inversiones:	**4, 6 y 7**	**(12.146)**	**(4.200)**
Empresas del grupo y asociadas		(8.974)	(18)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(2.905)	(2.606)
Otros activos financieros		(267)	(1.576)
Cobros por desinversiones:	**4**	**2.778**	**4.792**
Empresas del grupo y asociadas		894	116
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		352	84
Otros activos financieros		1.532	4.592
Otros flujos de efectivo		**494**	**4**
Flujos de Efectivo de las actividades de inversión [1]		**(8.874)**	**596**
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	**13**	**861**	**(82)**
Emisión		996	-
Adquisición		(318)	(171)
Enajenación		183	89
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	**15**	**1.255**	**(3.184)**
Emisión		12.244	4.488
Devolución y amortización		(10.989)	(7.672)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	**13**	**(488)**	**(1.712)**
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación:		**147**	**(474)**
Pagos de intereses		(682)	(610)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		829	136
Flujos de Efectivo de las actividades de financiación [1]		**1.775**	**(5.452)**
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		59	147
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes		**(2.190)**	**(1.526)**
Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas		-	(86)
Flujos de efectivo de las actividades de inversión de operaciones interrumpidas		-	535
Flujos de efectivo de las actividades de financiación de operaciones interrumpidas		-	(1)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio op. interrumpidas		-	-
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes operaciones interrumpidas		**-**	**448**
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	**10**	4.638	5.716
Efectivo y equivalentes al final del periodo	**10**	2.448	4.638
COMPONENTES DEL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO		**31/12/2015**	**31/12/2014**
Caja y bancos		2.311	2.210
Otros activos financieros		137	2.428
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO		**2.448**	**4.638**

[1] No incluye los flujos de efectivo correspondientes a operaciones discontinuadas.

Las notas 1 a 32 forman parte integrante del estado de flujos de efectivo consolidado.

MEMORIA CONSOLIDADA CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO 2015
Repsol S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

INDICE

Nota nº	Asunto	Página
(1)	INFORMACIÓN GENERAL	9
(2)	BASES DE PRESENTACIÓN	10
(3)	ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES	27
	DESGLOSES DE INFORMACIÓN	
(4)	PRINCIPALES ADQUISICIONES Y DESINVERSIONES	31
(5)	INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO	35
(6)	INMOVILIZADO INTANGIBLE	39
(7)	INMOVILIZADO MATERIAL	41
(8)	INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN	42
(9)	ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA	45
(10)	ACTIVOS FINANCIEROS	46
(11)	EXISTENCIAS	49
(12)	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR	50
(13)	PATRIMONIO NETO	50
(14)	PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES	56
(15)	PASIVOS FINANCIEROS	57
(16)	GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL	62
(17)	OPERACIONES CON DERIVADOS	68
(18)	OTROS PASIVOS NO CORRIENTES	70
(19)	ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR	72
(20)	SITUACIÓN FISCAL	73
(21)	INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN	80
(22)	DETERIORO DE ACTIVOS	83
(23)	INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS	85
(24)	FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	86
(25)	INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS	86
(26)	RETRIBUCIONES A LOS MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO	88
(27)	OBLIGACIONES CON EL PERSONAL	93
(28)	CONTINGENCIAS LEGALES	96
(29)	COMPROMISOS Y GARANTÍAS	99
(30)	INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE	101
(31)	OTRA INFORMACIÓN	104
(32)	HECHOS POSTERIORES	105
	ANEXOS	
	ANEXO I: PRINCIPALES SOCIEDADES QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2015	106
	ANEXO Ib: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN	111
	ANEXO II: OPERACIONES CONJUNTAS DEL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2015	114
	ANEXO III: CONCILIACIÓN MAGNITUDES (NIIF-UE) Y MODELO DE REPORTING	121
	ANEXO IV: MARCO REGULATORIO	123

(1) INFORMACIÓN GENERAL

1.1) Sobre el Grupo Repsol

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 y distribución de electricidad.

1.2) Sobre la sociedad matriz

La denominación social de la entidad matriz del Grupo Repsol 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 70.10.

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 a la Ley de Sociedades de Capital, cuyo Texto Refundido fue aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, y a la demás normativa aplicable 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 (American Depositary Shares), 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.

1.3) Sobre las cuentas anuales consolidadas

Repsol elabora sus estados financieros consolidados incluyendo sus inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y acuerdos conjuntos. En los Anexos I y II se detallan las sociedades dependientes, asociadas y acuerdos conjuntos más significativos que han sido incluidos en el perímetro de consolidación durante el ejercicio 2015.

Estas cuentas anuales muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera del Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2015, 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.

Las presentes cuentas anuales han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. en su reunión de 24 de febrero de 2016 y 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[1].

[1] Las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2014 fueron aprobadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 30 de abril de 2015.

(2) BASES DE PRESENTACIÓN

Las cuentas anuales se presentan en millones de euros, se han preparado a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y de sus sociedades participadas y se han elaborado de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el Internacional Accounting Standards Board (IASB), adoptadas por la Unión Europea (UE) a 31 de diciembre de 2015[1] y demás disposiciones del marco normativo aplicable.

La preparación de las cuentas anuales consolidadas es responsabilidad de los administradores de la sociedad matriz del Grupo y requiere efectuar estimaciones y juicios en la aplicación de las normas contables. Las áreas en las que dichos juicios y estimaciones resultan más significativos se detallan en la Nota 3 "*Estimaciones y juicios contables*". Los principales criterios y políticas contables utilizados por Repsol se recogen a continuación.

Las novedades en la normativa contable que han sido aplicadas por el Grupo a partir del 1 de enero de 2015 no han supuesto impactos o desgloses significativos en sus estados financieros [2] .

Por último hay que advertir que, de acuerdo con la normativa contable, el beneficio por acción correspondiente al 31 de diciembre de 2014 se ha re-expresado con respecto a la información publicada en los estados financieros consolidados formulados correspondientes al ejercicio 2014, 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 13 "*Patrimonio Neto*".

Criterios y políticas para la elaboración de la información financiera

1. *Principios de consolidación*

Repsol elabora sus estados financieros consolidados incluyendo las inversiones en todas sus sociedades dependientes, acuerdos conjuntos y asociadas.

Las sociedades dependientes, que son aquellas sobre las que Repsol ejerce, directa o indirectamente su control, son consolidadas siguiendo el método de integración global. Esta capacidad se manifiesta con carácter general, por la titularidad, directa o indirecta, del 50% o más de los derechos políticos de la sociedad, otorgándole la capacidad presente de dirigir las actividades relevantes e influir en el importe de los rendimientos variables de las actividades, a los cuales el Grupo está expuesto como consecuencia de su implicación en las actividades de la participada.

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes integradas globalmente 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 atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas*" dentro de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Las participaciones en acuerdos sobre los que Repsol ostenta el control conjunto, en virtud de un acuerdo de accionistas con terceros, están articuladas de la siguiente manera:

- Participaciones en operaciones conjuntas que están articuladas a través de un *Joint Operating*

---

[1] Las NIIF adoptadas 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.

[2] Las normas aplicadas a partir del 1 de enero de 2015 son: i) Interpretación CNIIF 21 "*Gravámenes*", ii) Mejoras anuales a las NIIF "*Ciclo 2011-2013*", iii) Mejoras anuales a las NIIF "*Ciclo 2010-2012*" (aplicación anticipada) y iv) Modificaciones a la NIC 19 "*Planes de beneficios definidos: Aportaciones de empleados*" (aplicación anticipada).

Agreement (JOA), o bien a través de una Unión Temporal de Empresas (UTE) o un vehículo similar que no limita los derechos a los activos, ni las obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo. El Grupo ha clasificado como operación conjunta determinados acuerdos conjuntos articulados a través de sociedades de capital o vehículos similares en los que, a pesar de su forma legal, los socios tienen sustancialmente derecho a todos los beneficios económicos de los activos mantenidos por el vehículo, y el mismo depende de forma continuada de los socios para atender los pasivos relacionados con la actividad realizada a través del acuerdo. Todas estas participaciones en operaciones conjuntas son mantenidas por el Grupo a través de la participación en sociedades dependientes que son consolidadas siguiendo el método de integración global.

- Participaciones en acuerdos conjuntos sobre los que Repsol tiene únicamente derecho a los activos netos del acuerdo (negocios conjuntos), son registradas por el método de la participación. 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 el negocio conjunto. 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*".

Por otro lado las participaciones en asociadas sobre las que Repsol mantiene influencia significativa (que se presume en aquellas sociedades en las que la participación es igual o superior al 20%) se contabilizan por el método de la participación anteriormente indicado.

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 2015 que han sido incluidas en el perímetro de consolidación, así como las variaciones del perímetro de consolidación en los ejercicios 2015 y 2014.

En el proceso de consolidación se han eliminado los saldos, transacciones y resultados generados entre sociedades consolidadas por integración global. Los resultados por operaciones entre empresas del Grupo y negocios conjuntos y empresas asociadas se han eliminado en el porcentaje de participación que el Grupo posee en éstas últimas.

Los criterios contables 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 apartado 5) 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*", en el apartado "*Ajustes por cambios de valor"* del Patrimonio Neto.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2015 y 2014 han sido:

	31 de diciembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano	1,09	1,11	1,21	1,33
Real brasileño	4,25	3,70	3,22	3,12

2. *Clasificación de los activos y los pasivos entre corrientes y no corrientes*

En el balance de situación, 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. *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.

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 del Grupo 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 apartado 25).

5. *Combinaciones de negocio*

Las combinaciones de negocios en las que el Grupo adquiere el control de uno o varios negocios mediante la fusión o escisión de varias empresas o por la adquisición de todos los elementos patrimoniales de una empresa o de una parte que constituya uno o más negocios, se registran por el método de adquisición de acuerdo a lo dispuesto en la NIIF 3 *Combinaciones de Negocio*. El método de adquisición implica, salvo por las excepciones de reconocimiento y medición establecidas en la NIIF 3, la contabilización en la fecha de adquisición de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos por su valor razonable en dicha fecha, siempre y cuando este valor pueda ser medido con fiabilidad. Dentro de los pasivos asumidos en la combinación de negocios, también se contabiliza en la fecha de adquisición cualquier pasivo contingente identificado, aunque el mismo no hubiese sido reconocido de acuerdo a los criterios generales de registro contable de provisiones por no ser probable la salida de beneficios económicos, siempre y cuando se corresponda con una obligación presente surgida de sucesos pasados y su valor razonable puede ser medido con fiabilidad. Los costes relacionados con la adquisición se registran como gastos en la cuenta de resultados.

La diferencia entre el coste de la combinación de negocios y el valor de los activos identificables adquiridos menos el de los pasivos asumidos se registra como fondo de comercio, en el caso en que sea positiva, o como un ingreso en la cuenta de pérdidas y ganancias, en el caso en que sea negativa.

Las combinaciones de negocios para las que en la fecha de cierre del ejercicio no se ha concluido el proceso de valoración necesario para aplicar el método de adquisición se contabilizan utilizando valores provisionales. Estos valores deben ser ajustados en el plazo máximo de un año desde la fecha de adquisición para reflejar la nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de la adquisición y que, si hubieran sido conocidas, habrían afectado a la medición de los importes reconocidos en esa fecha. Los referidos ajustes serán reconocidos de forma retroactiva, de forma que los valores resultantes sean los que se derivarían de haber tenido inicialmente dicha información, ajustándose, en la medida en que sea necesario, la información comparativa presentada en los estados financieros de periodos anteriores.

6. *Fondo de comercio*

Corresponde a la diferencia positiva existente entre la participación de la entidad adquirente en el valor razonable de los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la fecha de adquisición y el coste de una combinación de negocios. 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.

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 3).

El fondo de comercio es asignado a una o varias unidades generadoras de efectivo a efectos de la evaluación de su recuperabilidad. En el caso de venta o disposición de una operación que forma parte de una unidad generadora de efectivo, el fondo de comercio correspondiente a la operación dispuesta es dado de baja de balance en el momento de la venta formando parte de la determinación del resultado de la misma. El importe del fondo de comercio que es dado de baja es determinado de forma proporcional a los valores relativos de la operación vendida y del resto de la unidad generadora de efectivo retenida, siempre y cuando, no exista una evidencia de asignación no arbitraria más adecuada.

7. *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 c) 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) Permisos de exploración

Los costes de adquisición de permisos de exploración 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 apartado 8 c) por su valor neto contable en el momento que así se determine.

c) Derechos de emisión de CO_2

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 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 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. Los derechos de emisión están sujetos a un análisis de deterioro de valor (ver Nota 3). El valor recuperable 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 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 son entregados 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 30), la cartera de derechos para negociación es clasificada contablemente como existencias para trading.

d) 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.

ii. Los gastos de desarrollo incurridos se activan solo 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.

iii. Otros costes, tales como los relativos a aplicaciones informáticas y 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.

8. *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, incluirá 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.

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 apartado 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	8-25
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	5-20
Otro Inmovilizado Material:	
Mobiliario y enseres	9-15

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 los mismos.

ii. Los *costes de exploración* (fundamentalmente costes de geología y geofísica) 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 que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas, los costes de perforación inicialmente capitalizados son registrados en la cuenta de resultados. En aquellos casos en los que se encuentran reservas pero las mismas están en evaluación para su clasificación como probadas, su registro contable depende de las siguientes circunstancias:

- Si el área requiere inversiones adicionales previas al inicio de 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*".

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 14).

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. 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.

iii. 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.

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 Notas 3, 6, 7, y 21).

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 9.a) y 9.b) de este epígrafe.

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, el activo esté disponible para la venta inmediata en su estado actual y 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.

Por otra parte, 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*".

10. *Inversiones contabilizadas por el método de la participación*

En relación al registro de estas inversiones véase el apartado 1 de este Anexo.

La evaluación de la recuperabilidad de las participaciones en asociadas o negocios conjuntos del Grupo, se lleva a cabo comprobando el deterioro del valor para la totalidad del importe en libros de la inversión, de acuerdo con la NIC 36 "*Deterioro en el valor de los activos*", incluyendo cualquier fondo de comercio que pudiese estar implícito en la inversión, mediante la comparación de su importe recuperable con su importe en libros. El importe recuperable de una inversión en una asociada o negocio conjunto se evalúa de manera individual, a menos que la misma no genere entradas de efectivo por su uso continuo que sean en gran medida independientes de las procedentes de otros activos o unidades generadoras de efectivo del Grupo.

11. *Activos financieros*

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 apartado 25), el cual incluye los costes de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión del mismo, 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. 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.

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.

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 iso margen) 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.

13. *Estado de flujos de efectivo*

De acuerdo a las opciones de presentación incluidas en la NIC 7 "*Estado de Flujos de Efectivo*", el Grupo presenta la información relativa a los flujos de efectivo de las operaciones siguiendo el denominado "método indirecto", según el cual se comienza presentando el "*Resultado antes de impuestos*" de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias del periodo, cifra que se corrige posteriormente por los efectos de las transacciones no monetarias y devengos realizados en el periodo, así como de las partidas de pérdidas o ganancias asociadas con flujos de efectivo de operaciones clasificadas como de inversión o financiación.

14. *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.

15. *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 y 13).

16. *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.

17. *Pasivos financieros*

Salvo que formen parte de alguna operación de contabilidad de coberturas, los pasivos financieros no derivados son reconocidos inicialmente a su valor razonable y posteriormente son registrados a coste amortizado. 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 15 corresponden a esta categoría de pasivo.

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 de los pasivos financieros cuando las obligaciones son canceladas o expiran.

18. *Provisiones y pasivos contingentes*

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.

   Los pasivos contingentes no se reconocen como provisión en los estados financieros. No obstante lo anterior, de acuerdo a su relevancia se informa de los mismos siempre que la probabilidad de salida de recursos económicos para su cancelación no sea remota (ver Nota 28).

19. *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 27).

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.

20. *Planes de pensiones de aportación definida*

Repsol tiene reconocidos planes de pensiones de aportación definida para algunos colectivos (ver Nota 27).

El coste anual de estos planes se registra en la línea "*Gastos de personal*" de la cuenta de resultados.

21. *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.

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.

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 apartado 7 c)).

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 los contratos clasificados contablemente como arrendamientos existen las siguientes categorías:

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.

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. 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.

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 20).

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.

24. *Reconocimiento de ingresos y gastos*

Los ingresos se valoran por el valor razonable de la contraprestación cobrada o 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. Estas transacciones no se registran en la cuenta de resultados del ejercicio como compras y ventas individuales, sino que cualquier diferencia económica es registrada 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. 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.

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.

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*.

Los métodos de valoración y los datos de entrada se describen en las Notas 10 "*Activos financieros*" y 15 "*Pasivos financieros*".

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.

26. *Nuevos estándares emitidos de aplicación obligatoria futura*

A) 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 futuros ejercicios:

Aplicación obligatoria en 2016:

- Modificaciones a la NIIF 11 *Contabilización de adquisiciones de un interés en una operación conjunta.*
- Modificaciones a la NIC 16 y NIC 41 *Plantas productoras de frutos.*
- Modificaciones a la NIC 16 y NIC 38 *Aclaración de los métodos aceptables de depreciación y amortización.*
- Mejoras Anuales a las NIIF, Ciclo 2012-2014.
- Modificaciones a la NIC 1 *Iniciativa sobre información a revelar.*
- Modificaciones a la NIC 27 *Método de la participación en estados financieros separados.*

En lo relativo a las modificaciones a la NIIF 11 *Contabilización de adquisiciones de un interés en una operación conjunta,* dado el carácter prospectivo de su primera aplicación, cualquier potencial impacto dependerá de las transacciones que, en su caso, pudiesen ser llevadas a cabo en el futuro.

Respecto al resto de modificaciones de normas detalladas en este apartado A), dada la naturaleza y alcance de las mismas, el Grupo considera que su aplicación no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros consolidados, a excepción de mejoras concretas de presentación que pudieran introducirse en aplicación de las Modificaciones a la NIC 1.

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

Aplicación obligatoria en 2016:

- NIIF 14 *Cuentas de diferimiento regulatorio*[1].
- Modificaciones a la NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28 *Entidades de inversión: Aplicación de la excepción de consolidación.*

Aplicación obligatoria en 2017:

- Modificaciones a la NIC 12 *Reconocimiento de Activos por Impuesto Diferido por Pérdidas No Realizadas.*
- Modificaciones a la NIC 7 - *Iniciativa sobre Información a revelar.*

Aplicación obligatoria en 2018:

- NIIF 9 *Instrumentos financieros.*
- NIIF 15 *Ingresos de contratos con clientes* [(2)].

Aplicación obligatoria en 2019:

- NIIF 16 *Arrendamientos.*

Diferimiento indefinido de la aplicación obligatoria:

- Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28 *Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto* [(3)].

[1] Esta Norma es únicamente aplicable por aquellas entidades que lleven a cabo actividades reguladas y adicionalmente que apliquen por primera vez las NIIF.

[2] Incluye la Modificación a la NIIF 15 emitida por el IASB el 11 de septiembre de 2015, la cual difiere en un año la primera aplicación de la Norma, hasta el 1 de enero de 2018.

[3] La aplicación de estas modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28, que fueron emitidas en septiembre de 2014, han sido diferidas de forma indefinida en diciembre de 2015, hasta el momento en que el IASB finalice el Proyecto relativo al Método de la Participación.

En lo referente a las normas y modificaciones detalladas en el presente apartado B), el Grupo está evaluando el impacto que la aplicación de las mismas pudiese tener en sus estados financieros consolidados. En este sentido, los cambios normativos de los cuales el Grupo estima que, en su caso, pudieran derivarse efectos significativos en sus estados financieros consolidados, serían los siguientes:

i.) la aplicación del modelo de pérdida esperada de la NIIF 9 *Instrumentos financieros*, en la medida en que dicho modelo, a diferencia del modelo de la NIC 39 en vigor, supondría el reconocimiento anticipado de pérdidas de crédito desde el mismo momento del reconocimiento inicial de un activo financiero, sin necesidad de que se haya puesto de manifiesto una pérdida de valor del mismo. En lo relativo a los costes de implementación de la NIIF 9, el Grupo estima que los mismos no serán significativos, en la medida de que en la actualidad ya dispone de la información necesaria para la adecuada aplicación del referido modelo de pérdida esperada, y

ii.) la aplicación de la NIIF 16 *Arrendamientos*, en la medida en que los contratos de arrendamiento en los que el Grupo mantiene la posición de arrendatario, y que con los criterios de la NIC 17 en vigor son clasificados como arrendamientos operativos (ver Nota 29.1 "*Compromisos contractuales*"), serían registrados en el balance con criterios similares a los de los actuales arrendamientos financieros. Como consecuencia de dicho registro contable, se incrementaría el activo y el pasivo en balance por arrendamientos. Adicionalmente, cambiaría el criterio de registro del gasto por arrendamientos, en la medida en que el mismo sería registrado como gasto por amortización del activo arrendado y gasto financiero por actualización del pasivo por arrendamiento. En lo relativo a los costes de implementación de la NIIF 16, el Grupo está evaluando el impacto que la aplicación de la Norma pudiese tener en los sistemas de información.

(3) ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES

La preparación de los estados financieros de acuerdo con principios contables generalmente aceptados requiere que se realicen juicios y estimaciones que afectan a la valoración 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 de manera significativa dependiendo de las estimaciones realizadas.

Los principios contables y las áreas que principalmente requieren juicios y estimaciones para la preparación de los estados financieros son: (i) reservas de crudo y de gas natural; (ii) combinaciones de negocios (ver Nota 4); (iii) provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias (ver Nota 14), (iv) impuesto sobre beneficios, créditos fiscales y activos por impuestos diferidos (ver Nota 20), (v) test de deterioro y cálculo del valor recuperable de los activos (ver Notas 6, 7, 14 y 22) y (vi) valor de mercado de los instrumentos financieros derivados (ver apartado 25 de la Nota 2 y Nota 17).

Reservas de crudo y gas

La estimación de las reservas de crudo y gas es un proceso clave para la 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 dichos activos del *Upstream* (ver "*Test de deterioro y cálculo del valor recuperable de los activos*" en esta Nota). Cualquier modificación en los volúmenes de reservas podría tener un impacto significativo sobre los resultados del Grupo.

Hasta el ejercicio 2014 Repsol venía aplicando de forma voluntaria las directrices y el marco conceptual de la Securities and Exchange Commission (SEC) para las estimaciones de las reservas probadas, así como el "SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resource Management System" referido normalmente por su acrónimo SPE-PRMS (SPE - Society of Petroleum Engineers) para las reservas probables y posibles. A cierre del ejercicio 2015, tras la adquisición del grupo Talisman (que para la estimación de sus reservas utiliza las directrices y el marco conceptual del COGEH "Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook"

conforme a lo establecido en la normativa NI 51-101 del mercado de valores canadiense) y para facilitar su integración y permitir una gestión de reservas y recursos homogénea y consistente, el Grupo Repsol ha decidido adoptar los criterios establecidos por el sistema SPE-PRMS para el reporte de reservas probadas. El SPE-PRMS es uno de los sistemas aceptados por la European Securities and Markets Authority (ESMA). Este cambio, de acuerdo con las políticas contables del Grupo impactará de manera prospectiva en el cálculo de amortizaciones (ver Nota 2 "*Bases de presentación*").

Combinaciones de negocios

El proceso de valoración de los activos y pasivos de Talisman tras la adquisición realizada el pasado 8 de mayo, ha requerido por parte de la Dirección del Grupo Repsol de juicios y estimaciones significativas que se reflejan en la Nota 4.1.

Provisiones por litigios, desmantelamiento y otras contingencias

El coste final de la liquidación de denuncias, reclamaciones y litigios puede variar de las estimaciones previamente realizadas debido a diferencias en la identificación de fechas, interpretación de las normas, opiniones técnicas y evaluaciones de la cuantía de los daños.

Repsol realiza juicios y estimaciones para el registro de provisiones de desmantelamiento asociadas a sus actividades de producción de hidrocarburos. La complejidad del cálculo radica tanto en el registro inicial del valor actual de los costes futuros estimados como de los ajustes posteriores para reflejar el paso del tiempo, así como los cambios en las estimaciones por modificación de las hipótesis inicialmente utilizadas como consecuencia de avances tecnológicos, cambios regulatorios, factores económicos, políticos y de seguridad medioambiental, variaciones en el calendario o en las condiciones de las operaciones, etc. Las provisiones por desmantelamiento se actualizan periódicamente en función de la evolución de las estimaciones de costes y de las tasas de descuento. Estas tasas tienen en cuenta la tasa libre de riesgo por plazo y moneda, el riesgo país y un diferencial en función de la estructura de endeudamiento y del plazo de los flujos de caja. En concreto, la media ponderada de las tasas que utiliza el Grupo es del 4,75% (4,03% en 2014).

Adicionalmente, Repsol realiza juicios y estimaciones al registrar costes y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales, para lo que se basa en la información actual relativa a costes y planes esperados de remediación en función de las leyes y regulaciones aplicables, la identificación y evaluación de los efectos causados sobre el medio ambiente, así como 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 que las afectan, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas para estos costes (ver Notas 14, 20 y 28).

Cómputo del impuesto sobre beneficios, los créditos fiscales y los 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 realización de los créditos fiscales y de los activos por impuestos diferidos, así como de la periodificación de los pagos del impuesto sobre beneficios. Los cobros y pagos pueden diferir materialmente de estas estimaciones como resultado de cambios en la evolución prevista de los negocios de la compañía o en las normas impositivas o en su interpretación, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los saldos de impuestos de la compañía (ver Nota 20).

Test de deterioro y cálculo del valor recuperable de los activos

Para revisar si los activos han sufrido una pérdida por deterioro de valor, el Grupo compara su valor en libros con su valor recuperable siempre que existen indicios de que algún activo pudiera haber sufrido un deterioro y al menos una vez al año.

A tal efecto, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGE) cuando dicho activos, individualmente considerados, no generan flujos de efectivo independientes de los generados por los otros activos de la 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 de 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 Gas & Power se mantiene una UGE única que incluye fundamentalmente los activos de Norteamérica.

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.

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 en 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.

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. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en periodos posteriores.

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.

La metodología utilizada por el Grupo 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, que se realizan empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. Las variables macroeconómicas utilizadas son las establecidas en el presupuesto anual y en el plan estratégico, que definen un marco macroeconómico para los países en los que el Grupo tiene actividad que contempla variables como inflación, PIB, tipo de cambio, etc. 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 (West Texas Intermediate) 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. La senda de precios del Grupo se elabora 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. Esta senda es coherente con el presupuesto anual y con el plan estratégico actualizado. Finalmente, si la vida productiva de los campos excede el periodo cubierto por los cinco años de la senda corporativa, los precios futuros se escalan en línea con los costes operativos e inversiones. En concreto, el Grupo ha utilizado a 31 de diciembre de 2015 la siguiente senda de precios para el cálculo del valor en uso de sus activos:

Escenario Base	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**Siguientes**
Brent/WTI ($/ barril)	40	55	65	75	85	+ 2%
HH ($/ Mbtu)	2,6	3,2	3,7	4,2	4,8	+ 2%

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, no probadas y los recursos. Para la estimación de reservas probadas, no probadas y recursos de petróleo y gas, Repsol utiliza los criterios establecidos por el sistema SPE-PRMS (Society of Petroleum Engineers - Petroleum Resources Management System).

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 hasta el año 2020. A partir del 2021 el factor de escalación que se ha aplicado al elaborar el test de deterioro de valor ha sido del 2%.

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 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:

a) En el negocio de 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.

b) Los flujos de caja en los negocios de Gas&Power han sido estimados conforme a las siguientes hipótesis más representativas:

   i. Precios del gas y del GNL. Las referencias internacionales que utiliza el Grupo son: Brent, HH, Algonquin y NBP (National Balancing Point), ajustándose 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 *Upstream* estos precios se obtienen de la senda de precios elaborada de acuerdo con informes internos de entorno global energético y son consistentes con los utilizados en el presupuesto anual y en el plan estratégico actualizado.

ii. 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 y a la actividad prevista de Trading, todo ello conforme al presupuesto y 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 se descuentan a su valor actual a partir de una tasa específica para cada UGE, determinada 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 después de impuestos 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 la tasa libre de riesgo, el riesgo-país, la moneda en la que se generan los flujos de caja y el riesgo de negocio y crediticio. Para que los cálculos sean consistentes, las estimaciones de flujos de caja futuros no reflejan los riesgos que ya se han ajustado en la tasa de descuento utilizada, o viceversa. La tasa de descuento utilizada considera el apalancamiento medio del sector durante los últimos cinco años, como aproximación razonable de la estructura de capital óptima, tomando como referencia empresas petroleras comparables.

Las tasas utilizadas en los ejercicios 2015 y 2014, por segmento y por región son las siguientes:

	2015	**2014**
UPSTREAM [(1)]		
Sudamérica	7,7% - 14,4%	7,2% - 11,1%
Europa, África y Brasil	6,9% - 12,2%	7,5% - 9,5%
Norteamérica	8,0% - 8,2%	7,5%
Asia y Rusia	8,4% - 12,2%	10,3%
DOWNSTREAM [(2)]	4,2% - 9,9%	3,4% - 9,6%

[(1)] Tasas de descuento en dólares.
[(2)] Tasas de descuento en euros y en dólares.

El aumento de tasas en 2015 respecto a 2014 se debe fundamentalmente a un mayor riesgo-país, riesgo de negocio y riesgo crediticio.

(4) PRINCIPALES ADQUISICIONES Y DESINVERSIONES

4.1) Adquisición de Talisman Energy Inc.

El 8 de mayo de 2015 Repsol, a través de su filial canadiense Repsol Energy Resources Canada Inc., ha adquirido el 100% de las acciones ordinarias de Talisman Energy Inc. (en adelante "Talisman")[1] por un importe de 8 dólares americanos por acción y el 100% de sus acciones preferentes por un importe de 25 dólares canadienses por acción preferente.

[1] Con fecha 1 de Enero de 2016 ha cambiado su denominación social por la de Repsol Oil & Gas Canada Inc, (véase Nota 32).

Tras el cierre de la transacción se ha procedido a la exclusión de cotización de las acciones ordinarias de Talisman en las Bolsas de Toronto y Nueva York y de las acciones preferentes en la Bolsa de Toronto, estas últimas convertidas en acciones ordinarias con posterioridad. Talisman está constituida de acuerdo a la ley de Sociedades Mercantiles canadiense ("*Canada Business Corporations Act*").

El importe total pagado para la adquisición asciende a 8.005[1] millones de euros, que incluye 8.289 millones de dólares estadounidenses pagados por sus acciones ordinarias y 201 millones de dólares canadienses pagados por sus acciones preferentes.

Para la integración de Talisman en los estados financieros del Grupo, de acuerdo con la normativa contable (ver Nota 2 "*Bases de presentación*"), el precio de compra se ha asignado a los activos adquiridos y a los pasivos asumidos en función de la estimación de sus valores razonables a la fecha de adquisición.

El valor razonable de los activos y pasivos de *Upstream* se ha calculado siguiendo un enfoque de ingresos ("*Income approach*", descuento de flujos de caja considerando variables no observables en el mercado[2]) y de mercado ("*Market metrics*", precios de transacciones comparables). Las hipótesis más sensibles incorporadas en las proyecciones de flujos de caja de los activos son: i) precios de los hidrocarburos[3], ii) reservas y perfiles de producción, iii) costes operativos e inversiones, incluidos costes de abandono y iv) tasas de descuento. El valor razonable estimado de la deuda financiera a largo plazo se ha calculado tomando como base precios observables en el mercado[4].

Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra, se han revaluado los siguientes activos y pasivos a partir del balance consolidado de Talisman de fecha 8 de mayo:

- Inmovilizado material del segmento *Upstream*, principalmente en Estados Unidos, Canadá, Indonesia, Vietnam, Colombia y Argelia (3.888 millones de euros).

- Provisiones para cubrir los desembolsos futuros derivados de los negocios adquiridos, así como contingencias de naturaleza legal, fiscal y medioambiental, por un importe agregado de - 2.883 millones de euros (Ver Nota 14 "*Provisiones corrientes y no corrientes*", Nota 20 "*Situación fiscal*" y Nota 28 "*Contingencias Legales*").

- Pasivo neto por impuesto diferido por importe de -782 millones de euros que surgen como consecuencia, principalmente, de la revalorización de los activos del segmento *Upstream* mencionados anteriormente. Incluye la activación de créditos fiscales en Estados Unidos por importe de 320 millones de euros.

- Pasivos financieros correspondientes a la diferencia entre la estimación del valor de mercado de la deuda financiera y su valor en libros, por importe de -222 millones de euros.

Se asigna al fondo de comercio (2.510 millones de euros) la diferencia entre el precio de adquisición de Talisman y el valor razonable de los activos y pasivos que se registran, incluyendo los impuestos diferidos que surgen por las diferencias entre el nuevo valor razonable de los activos adquiridos y su valor fiscal. El valor del fondo de comercio se justifica con las sinergias que se espera materializar tras la adquisición, como consecuencia de las mejoras en la eficiencia de las operaciones, la disminución de los

[1] Incluye el efecto de las operaciones de cobertura del riesgo de tipo de cambio sobre el precio de adquisición (ver Nota 17).

[2] Datos de entrada de nivel 3 de acuerdo a las jerarquías de valor razonable definidas por la NIIF13 "*Medición del valor razonable*".

[3] Correspondiente a la senda de precios utilizada para el Plan Estratégico 2016 -2020 (Brent 65; 75; 85; 90 y 91,8 $/barril y HH 3,5; 4; 4,6; 4,7 y 4,8 $/MBtu) publicado el 15 de octubre de 2015.

[4] Datos de entrada de nivel 2 de acuerdo a las jerarquías de valor razonable definidas por la NIIF13 "*Medición del valor razonable*".

gastos generales y de administración, así como por la existencia de otros activos intangibles no reconocidos de acuerdo con la normativa contable. El fondo de comercio no es fiscalmente deducible y no se amortiza, pero se somete a test de deterioro para evaluar periódicamente su recuperabilidad.

Repsol ha solicitado dos informes de valoradores independientes para la revisión de la asignación del precio de adquisición de Talisman a los activos adquiridos y a los pasivos asumidos en función de su valor razonable. Las conclusiones de estos informes han sido consideradas en la valoración de los activos y pasivos de Talisman. Las valoraciones incluidas en estos informes no difieren significativamente de las utilizadas por Repsol.

La contabilización de esta combinación de negocios, dado que aún no ha finalizado el plazo de doce meses desde la adquisición, sería revisada si se dieran las circunstancias previstas en la NIIF 3 "*Combinaciones de negocios*".

El detalle de los activos netos adquiridos al 8 de mayo de 2015 y el fondo de comercio generado tras esta adquisición es el siguiente:

Millones de euros	Valor razonable	Valor en libros de la sociedad adquirida
Inmovilizado intangible	87	412
Inmovilizado material	13.817	9.929
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	452	505
Activos por impuesto diferido	2.348	2.022
Otros activos no corrientes	106	106
Otros activos corrientes	735	765
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	491	458
Total Activos	**18.036**	**14.197**
Provisiones no corrientes	(4.606)	(1.820)
Pasivos financieros no corrientes	(3.613)	(3.391)
Pasivos por impuesto diferido	(1.875)	(767)
Otros pasivos no corrientes	(108)	(108)
Provisiones corrientes	(661)	(564)
Pasivos financieros corrientes	(985)	(985)
Otros pasivos corrientes	(693)	(693)
Total Pasivos	**(12.541)**	**(8.328)**
ACTIVOS NETOS ADQUIRIDOS	**5.495**	**5.869**
COSTE DE ADQUISICIÓN	**8.005**	
FONDO DE COMERCIO	**2.510**	

Los ingresos de explotación y los resultados obtenidos por Talisman en el período, desde la fecha de adquisición, han ascendido a 1.596 y -1.385 millones de euros, respectivamente. Si la adquisición hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2015, los ingresos de explotación y el resultado neto consolidado que hubiese aportado Talisman en el periodo ascenderían a 2.276 y a -1.438 millones de euros, respectivamente.

Los gastos por la transacción incurridos en el periodo ascienden a 44 millones de euros, que se registran en el epígrafe "*Otros gastos de explotación*".

4.2) Otras desinversiones significativas de sociedades en 2015

El 24 de septiembre de 2015, Repsol alcanzó un acuerdo con el grupo inversor Ardian para la venta del 10% del capital que mantenía en la Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. ("CLH") por un precio de 325 millones de euros. Esta transacción ha generado una plusvalía de 293 millones de euros, registrada en el epígrafe "*Reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado*".

Para más información sobre cambios en la composición del Grupo en 2015, véase el Anexo Ib "*Principales variaciones del perímetro de consolidación*".

4.3) Desinversiones en 2014

4.3.1) Desinversión en YPF S.A. e YPF GAS S.A

Acciones expropiadas

El 7 de mayo de 2012 en la República Argentina, entró en vigor la Ley 26.741 (la "*Ley de Expropiación*"), que declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A., pertenecientes a Repsol, sus controlantes o controladas de forma directa o indirecta, así como el 51% del patrimonio de YPF Gas S.A., pertenecientes a Repsol Butano, S.A., sus controlantes o controladas ("*Acciones Expropiadas*").

El 27 de febrero de 2014 Repsol, S.A., Repsol Capital S.L. y Repsol Butano, S.A. de una parte y la República Argentina, de otra, firmaron el Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación (el "*Convenio*"), con el que se pretendía poner fin a la controversia originada por la expropiación. Simultáneamente, Repsol, de un lado, e YPF S.A. e YPF Gas S.A., de otro, suscribieron el "*Convenio de Finiquito*" por el que, principalmente, las partes acordaban el desistimiento de las acciones y/o reclamos iniciados y otorgaban una serie de renuncias e indemnidades mutuas.

En virtud del Convenio, la República Argentina reconocía una deuda, en firme, a Repsol de 5.000 millones de dólares a título de indemnización por la expropiación de las Acciones Expropiadas y por cualquier otro concepto contemplado en el Convenio (la "*Compensación*"), junto con las correlativas indemnidades y las garantías legales y de otro tipo que asegurarían el pago efectivo. Para el pago de la Compensación, la República Argentina entregaría a Repsol títulos de deuda pública argentina ("*Títulos Públicos*") en dólares, si bien la República no quedaba liberada de su obligación de pago con su sola entrega sino cuando Repsol cobrara el importe total de la Compensación.

El 8 de mayo de 2014 entró en vigor el Convenio y la República Argentina entregó a Repsol como pago de la Compensación una cartera de Títulos Públicos con valor nominal total de 5.317 millones de dólares. Contablemente se dieron de baja los derechos correspondientes a las Acciones Expropiadas (5.000 millones de dólares reconocidos en el epígrafe "Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación) y se registró el derecho de cobro de la Compensación reconocida en el Convenio por su valor razonable, de acuerdo al valor recuperable esperado, por un importe de 5.000 millones de dólares (en el epígrafe de "*Activos financieros no corrientes*"). También se transfirió a la cuenta de pérdidas y ganancias ("Resultado del ejercicio por operaciones interrumpidas") un importe negativo de 28 millones de euros, previamente registrado en el epígrafe "Ajustes por cambios de valor" del patrimonio neto, correspondiente al impacto del tipo de cambio dólar/euro sobre las Acciones Expropiadas.

Entre el 9 y el 22 de mayo de 2014 Repsol formalizó con JP Morgan Securities varias operaciones de venta de la totalidad de los Títulos Públicos por un precio total de 4.997 millones de dólares. Con estas ventas quedó extinguida la deuda reconocida, cancelándose el derecho de cobro reconocido por la República Argentina. El importe total de los intereses, gastos y diferencias de cambio asociadas a la adquisición, tenencia y venta de estos bonos supuso un resultado financiero negativo de 59 millones de euros antes de impuestos.

Acciones no expropiadas

En 2014 Repsol vendió las acciones no expropiadas del Grupo en YPF, S.A., representativas del 12,38% del capital social de YPF S.A., por un precio de 1.316 millones de dólares. Estas operaciones generaron una plusvalía antes de impuestos de 453 millones de euros, registrada en el epígrafe "*Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros*" del resultado financiero. En 2015 se han vendido las acciones no expropiadas de YPF Gas S.A. a YPF S.A. por un importe de 14 millones de euros.

4.3.2) Otras desinversiones de 2014

Venta de parte de los activos y negocios del GNL

En el marco del compromiso de desinversiones recogido en el anterior Plan Estratégico 2012-2016, el 1 de enero de 2014 se culminó la venta de la última parte de los activos y negocios de GNL a Shell que se había iniciado el 26 de febrero de 2013.

En esta última transacción se vendió Repsol Comercializadora de Gas, S.A. por 730 millones de dólares, sociedad dedicada a las actividades de comercialización, transporte y trading de gas natural licuado. A 31 de diciembre de 2013 los activos y pasivos de esta sociedad se encontraban clasificados como mantenidos para la venta hasta su venta definitiva en enero de 2014.

El valor 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	1.110
TOTAL ACTIVO	**1.556**
Pasivo corriente	1.172
Pasivo no corriente	284
TOTAL PASIVO Y MINORITARIOS	**1.456**
ACTIVOS NETOS	**100**

Esta operación generó en 2014 una plusvalía antes de impuestos de 433 millones de euros (este importe incluyó las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe "*Ajustes por cambios de valor*" del patrimonio neto, que ascendían a 3 millones de euros) que se registró en el epígrafe de "*Resultado de operaciones interrumpidas*".

Por otro lado en el mes de marzo de 2014 Repsol vendió a Enagás su participación del 10% en el gaseoducto de Transportadora de Gas del Perú, S.A. (TGP) por 109 millones de euros una vez deducidos los ajustes al precio.

(5) INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE NEGOCIO [1]

5.1 Definición de 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*.

[1] Toda la información presentada a lo largo de esta Nota incluye todas las magnitudes de Talisman desde su toma de control, y salvo que se indique expresamente lo contrario, ha sido elaborada de acuerdo al modelo de reporting del Grupo.

La definición de los segmentos de negocio del Grupo Repsol se basa en la delimitación de las diferentes actividades desarrolladas que generan ingresos y gastos, así como de la estructura organizativa aprobada por el Consejo de Administración para la gestión de los negocios. Tomando como referencia estos segmentos, el equipo directivo (Comité Ejecutivo Corporativo, Comité Ejecutivo de E&P y Comité Ejecutivo de *Downstream* 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.

A 31 de diciembre de 2015, los segmentos de operación del Grupo son:

- *Upstream*, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de las reservas de crudo y gas natural.
- *Downstream*, correspondiente, principalmente, a (i) las actividades de refino, trading y transporte de crudo y productos, así como de comercialización de productos petrolíferos, productos químicos y GLP (ii) la comercialización, transporte y regasificación de gas natural y gas natural licuado (GNL) y (iii) los proyectos de generación renovable.
- *Gas Natural Fenosa*, correspondiente a la participación en Gas Natural SDG, S.A., cuyas actividades principales son la distribución y comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

Por último *Corporación y ajustes* incluye las actividades no imputadas a los anteriores segmentos de negocio y, en particular, los gastos de funcionamiento de la corporación y el resultado financiero, así como los ajustes de consolidación intersegmento.

Como consecuencia de la culminación en enero de 2014 de la venta de gran parte de los activos y negocios de GNL (ver Nota 4), el segmento GNL perdió su consideración de segmento de operación. A partir de dicha fecha los activos y negocios del GNL retenidos por el Grupo se consideran de manera conjunta con el resto de actividades del *Downstream*.

5.2 Modelo de presentación de los resultados de los segmentos

Repsol presenta los resultados de los segmentos incluyendo los de negocios conjuntos[1] u otras sociedades gestionadas operativamente como tales[2], de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo, considerando sus magnitudes operativas y económicas bajo la misma perspectiva y con el mismo nivel de detalle que las de las sociedades consolidadas por integración global. De esta manera, el Grupo considera que queda adecuadamente reflejada la naturaleza de sus negocios y la forma en que se analizan sus resultados para la toma de decisiones.

Por otra parte, el Grupo, atendiendo a la realidad de sus negocios y a la mejor comparabilidad con las compañías del sector, utiliza como medida del resultado de cada segmento el denominado Resultado Neto Ajustado, que se corresponde con el resultado recurrente de operaciones continuadas a coste de reposición ("*Current Cost of Supply*" o CCS) y neto de impuestos.

El método de valoración de existencias a coste de reposición (CCS), comúnmente utilizado en la industria, difiere del criterio aceptado en la normativa contable europea Coste Medio Ponderado (MIFO). El método CCS se utiliza para facilitar la comparabilidad con otras compañías del sector. De acuerdo con el mismo, los precios de compra de los volúmenes vendidos en el periodo se determinan de acuerdo con

[1] Véase la Nota 8 "*Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación*" y el Anexo I "*Principales sociedades que configuran el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2015*" donde se identifican los principales negocios conjuntos del Grupo.

[2] Corresponde a Petrocarabobo, S.A., (Venezuela) entidad asociada del Grupo (ver Nota 8).

los precios actuales de las compras de dicho periodo. Como consecuencia de lo anterior, el Resultado Neto Ajustado no incluye el denominado Efecto Patrimonial. Este Efecto Patrimonial se presenta de forma independiente, neto de impuestos y minoritarios y se corresponde con la diferencia entre el resultado a CCS y el resultado a Coste Medio Ponderado.

Asimismo, el Resultado Neto Ajustado tampoco incluye los denominados Resultados No Recurrentes, esto es, aquellos que se originan por hechos o transacciones de características excepcionales o que no son operaciones ordinarias o típicas de la empresa. El Resultado No Recurrente se presenta de forma independiente, neto de impuestos y minoritarios.

No obstante, en el Resultado Neto Ajustado del segmento Gas Natural Fenosa se incluye la totalidad del resultado de la sociedad de acuerdo con el método de puesta en equivalencia[1].

En cualquier caso, para cada una de las magnitudes que se presentan por segmentos (resultado neto ajustado, efecto patrimonial, resultado no recurrente…), se indican en el Anexo III "*Conciliación magnitudes (NIIF-UE) y modelo de reporting*" las partidas y los conceptos que permiten su conciliación con las magnitudes correspondientes preparadas de acuerdo con las NIIF-UE.

5.3 Resultados del periodo por segmentos

	Millones de euros	
SEGMENTOS	**31/12/2015**	**31/12/2014**
Upstream	(909)	589
Downstream	2.150	1.012
Gas Natural Fenosa	453	441
Corporación y ajustes	166	(335)
Resultado neto ajustado de los segmentos sobre los que se informa	**1.860**	**1.707**
Efecto patrimonial	(459)	(606)
Resultado no recurrente	(2.628)	(86)
Resultado de operaciones interrumpidas	-	597
RESULTADO NETO	**(1.227)**	**1.612**

NOTA: Las magnitudes presentadas en la tabla se ha preparado de acuerdo a los criterios señalados anteriormente. Para la conciliación de estas magnitudes con las magnitudes NIIF-UE, véase Anexo III.

Para la explicación de los resultados acumulados por segmentos, véase el apartado 5 del Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio 2015.

5.4 Información por áreas geográficas y segmentos

La distribución geográfica de las principales magnitudes a 31 de diciembre de 2015 y 2014, en los segmentos de actividad en los que este desglose resulta significativo, son los siguientes:

[1] El resto de magnitudes (cifra de negocios, capital empleado, inversiones de explotación…) únicamente incluyen los flujos de efectivo que se hayan generado en el Grupo Repsol como accionista de Gas Natural SDG, S.A. (dividendos…).

	Millones de euros							
	Importe neto de la cifra de negocios		Resultado neto ajustado [1]		Inversiones Netas de explotación		Activos no corrientes [2]	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Upstream	**4.781**	**4.282**	**(909)**	**589**	**11.270**	**2.675**	**28.239**	**12.293**
Europa, África y Brasil	1.088	985	(124)	205	774	417	2.922	2.213
Sudamérica	1.912	2.372	(27)	653	1.139	730	6.317	4.872
Norteamérica	989	765	(112)	195	225	507	9.429	2.706
Asia y Rusia	792	160	19	22	112	23	3.348	178
Exploración y otros	-	-	(665)	(486)	9.020 [3]	998	6.223	2.324
Downstream	**37.763**	**44.721**	**2.150**	**1.012**	**493**	**671**	**10.720**	**11.307**
Europa	34.979	41.527	2.046	784	272	546	9.085	9.447
Resto del Mundo	4.715	5.935	104	228	221	125	1.635	1.861
Ajustes	(1.931)	(2.741)	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Fenosa	**-**	**-**	**453**	**441**	**-**	**-**	**4.769**	**4.567**
Corporación y otros ajustes	**(1.084)**	**(1.343)**	**166**	**(335)**	**97**	**79**	**757**	**816**
TOTAL	**41.460**	**47.660**	**1.860**	**1.707**	**11.860**	**3.425**	**44.485**	**28.983**

NOTA: Las magnitudes presentadas en la tabla se ha preparado de acuerdo a los criterios señalados anteriormente. Para la conciliación de estas magnitudes con las magnitudes NIIF-UE véase el Anexo III.

(1) Incluye las inversiones devengadas en el período netas de desinversiones, pero no incluye inversiones en "*Otros activos financieros*".
(2) Se excluyen las "*Inversiones financieras no corrientes*", "*Activos por impuestos diferidos*" y "*Otros activos no corrientes*".
(3) Incluye principalmente el precio pagado por la adquisición de Talisman por importe de 8.005 millones de euros.

Otras magnitudes relevantes atribuidas a cada segmento a 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Millones de euros									
	Upstream		Downstream		Gas Natural Fenosa		Corporación y Ajustes		Total	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Inv. Cont. por el método de la participación	350	206	203	100	4.769	4.567	-	-	5.322	4.873
Rdo. Inv. Cont. por el método de la participación	-	63	16	14	453	439	(0)	-	469	516
Dotación de amortización de inmov.	(2.852)	(1.563)	(737)	(704)	-	-	(64)	(59)	(3.653)	(2.326)
Ingresos / (gastos) por deterioros [1]	(3.669)	(788)	(438)	152	-	-	(46)	(2)	(4.153)	(638)
Impuesto sobre beneficios	1.256	(446)	(503)	(204)	-	-	61	97	814	(553)
Capital Empleado [2]	23.202	11.167	9.758	11.492	4.769	4.567	2.894	2.863	40.623	30.089

NOTA: Las magnitudes presentadas en la tabla se ha preparado de acuerdo a los criterios señalados anteriormente. Para la conciliación de estas magnitudes con las magnitudes NIIF-UE véase Anexo III.

(1) Ver Nota 6, 7, 14 y 22.
(2) Incluye el capital empleado (ver Nota 16.2) correspondiente a los negocios conjuntos, las partidas correspondientes al activo no corriente no financiero, el fondo de maniobra operativo y otras partidas del pasivo no financieras.

(6) INMOVILIZADO INTANGIBLE

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2015 y 2014 son los siguientes:

Millones de euros	Fondo de Comercio	Otro Inmovilizado Intangible [6]							Total
		Upstream			*Downstream y Corporación*				
		Permisos exploración	Aplicaciones informáticas	Otro inmov.	Derechos vinculación EE.S y otros derechos [3]	Aplicaciones informáticas	Derechos de emisión CO_2 [2]	Concesiones y otros [4]	
COSTE									
Saldo a 1 de enero de 2014	490	770	45	68	729	388	73	201	2.764
Inversiones [1]	-	38	9	-	31	50	-	3	131
Retiros o bajas	(2)	-	(1)	-	(16)	(1)	-	(3)	(23)
Diferencias de conversión	10	97	3	-	14	3	-	2	129
Variación del perímetro de consolidación	11	-	-	-	-	3	-	1	15
Reclasificaciones y otros movimientos	(4)	12	1	-	13	3	(16)	6	15
Saldo a 31 de diciembre de 2014	**505**	**917**	**57**	**68**	**771**	**446**	**57**	**210**	**3.031**
Inversiones [1]	-	75	17	-	28	60	-	9	189
Retiros o bajas	(32)	(10)	-	-	(46)	-	-	(1)	(89)
Diferencias de conversión	114	98	7	-	11	3	-	(1)	232
Variación del perímetro de consolidación	2.668	-	-	-	-	-	-	89	2.757
Reclasificaciones y otros movimientos	9	42	88	9	19	2	27	(19)	177
Saldo a 31 de diciembre de 2015	**3.264**	**1.122**	**169**	**77**	**783**	**511**	**84**	**287**	**6.297**
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS									
Saldo a 1 de enero de 2014	-	(113)	(30)	-	(446)	(278)	(17)	(151)	(1.035)
Amortizaciones	-	(54)	(4)	-	(42)	(23)	-	(2)	(125)
Retiros o bajas	-	-	-	-	14	1	-	2	17
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor [5]	(7)	(20)	-	-	-	-	(1)	1	(27)
Diferencias de conversión	-	(16)	(1)	-	(7)	(2)	-	(2)	(28)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	(2)	(2)
Reclasificaciones y otros movimientos	-	-	-	-	4	-	18	6	28
Saldo a 31 de diciembre de 2014	**(7)**	**(203)**	**(35)**	**-**	**(477)**	**(302)**	**-**	**(148)**	**(1.172)**
Amortizaciones	-	(58)	(22)	(3)	(44)	(32)	-	(1)	(160)
Retiros o bajas	-	12	-	-	44	-	-	-	56
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor [5]	(158)	(228)	-	(66)	(1)	-	-	(11)	(464)
Diferencias de conversión	-	(24)	(2)	-	(6)	(2)	-	(2)	(36)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reclasificaciones y otros movimientos	-	-	-	-	-	(2)	-	3	1
Saldo a 31 de diciembre de 2015	**(165)**	**(501)**	**(59)**	**(69)**	**(484)**	**(338)**	**-**	**(159)**	**(1.775)**
Saldo neto a 31 de diciembre de 2014	**498**	**714**	**22**	**68**	**294**	**144**	**57**	**62**	**1.859**
Saldo neto a 31 de diciembre de 2015	**3.099**	**621**	**110**	**8**	**299**	**173**	**84**	**128**	**4.522**

(1) Las inversiones en 2015 y 2014 proceden de la adquisición directa de activos. Las inversiones en permisos de exploración corresponden principalmente a bonos exploratorios en Norteamérica en 2015 y en Gabón y Rumania en 2014.

(2) En el ejercicio 2015, incluye, fundamentalmente, 62 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO_2 asignados de manera gratuita para el 2015 de acuerdo con el Plan de Asignación Nacional y a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2014 por importe de 54 millones de euros. En el ejercicio 2014, incluye, fundamentalmente, 43 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO_2 asignados de manera gratuita para el 2014 de acuerdo con el Plan de Asignación Nacional y a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2013 por importe de 54 millones de euros.

(3) Los derechos para la vinculación de estaciones de servicio (EE.S) y otros derechos, son derechos legales cuya titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan (ver el apartado 7 de la Nota 2 "*Bases de presentación*").

(4) En *Downstream* incluye principalmente en 2015 las concesiones correspondientes a los permisos de construcción y explotación de los proyectos de energía eólica marina en Reino Unido y las concesiones en el puerto de A Coruña y Tarragona.

(5) Ver Nota 22.

(6) En 2015 y 2014, "Otro inmovilizado intangible" incluye activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero por importe de 151 y 140 millones de euros, respectivamente, correspondientes fundamentalmente a los derechos de vinculación de estaciones de servicio. Por otro lado, dicho epígrafe incluye en 2015 y 2014 activos con vida útil indefinida (no amortizados, si bien se someten al test de deterioro de valor al menos anualmente) por importe de 3 y 7 millones de euros, respectivamente.

Fondo de comercio

El epígrafe "*Variaciones del perímetro de consolidación*" incluye fundamentalmente la asignación del fondo de comercio asociado a la combinación de negocios de Talisman correspondiente a la diferencia entre el precio y el valor razonable de los activos y pasivos reconocidos en la fecha de adquisición (ver Nota 4.1).

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

	Millones de euros	
Fondo de comercio	2015	2014
Talisman Energy Inc. [1]	2.574	-
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	118	118
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	98	89
Otras compañías	155	137
TOTAL [2]	**3.099**	**498**

(1) Adquisición de Talisman el 8 de mayo por parte del Grupo Repsol, ver Nota 4.1.
(2) Incluye pérdidas de valor acumuladas por importe de 169 y 11 millones de euros en 2015 y 2014 respectivamente (ver Nota 22).

La asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2015 y 2014 por segmentos y área geográfica es la siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Upstream [1]	**2.589**	**-**
Downstream [2]	**510**	**498**
Europa	422	420
Resto del Mundo	88	78
TOTAL	**3.099**	**498**

(1) Corresponde en su práctica totalidad al fondo de comercio que surge de la adquisición de Talisman (ver Nota 4.1), que se ha asignado al segmento *Upstream*. Las sinergias que surgen de la integración de esta compañía, tanto por mayor eficiencia de las operaciones como por reducción de gastos, benefician al segmento en su conjunto, no son asignables a ninguna UGE de forma invidualizada y es intención de la Dirección de Repsol evaluar la recuperabilidad del fondo de comercio a ese nivel.
(2) Corresponde a un total de 12 UGE siendo el importe individualmente más significativo no superior al 23% del total del segmento.

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 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)	5%
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 tasa de descuento	100 p.b

Repsol considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente previsibles en los supuestos clave para la determinación del valor razonable de las UGE que tienen asignado fondo de comercio no conllevarían impactos significativos en los estados financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2015.

(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 2015 y 2014 es la siguiente:

	Upstream			Downstream y Corporación				
COSTE	Inversión en zonas con reservas	Inversiones de exploración	Otro inmovilizado	Terrenos, edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Otro inmovilizado	Inmovilizado en curso	Total
Saldo a 1 de enero de 2014	**8.563**	**1.724**	**256**	**2.383**	**17.873**	**1.218**	**912**	**32.929**
Inversiones	691	901	115	44	12	22	598	2.383
Retiros o bajas	-	(38)	(7)	(19)	(194)	(16)	(124)	(398)
Diferencias de conversión	1.134	177	36	56	283	27	17	1.730
Variación del perímetro de consolidación (1)	-	(1)	-	11	28	-	-	38
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(43)	(48)	(21)	30	564	32	(689)	(175)
Saldo a 31 de diciembre de 2014	**10.345**	**2.715**	**379**	**2.505**	**18.566**	**1.283**	**714**	**36.507**
Inversiones	912	884	84	14	11	40	732	2.677
Retiros o bajas	(362)	(254)	(39)	(8)	(62)	(9)	(14)	(748)
Diferencias de conversión	1.551	262	43	54	273	27	21	2.231
Variación del perímetro de consolidación (1)	12.532	1.344	92	-	1	2	14	13.985
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	(210)	12	12	32	(37)	40	(522)	(673)
Saldo a 31 de diciembre de 2015	**24.768**	**4.963**	**571**	**2.597**	**18.752**	**1.383**	**945**	**53.979**
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS								
Saldo a 1 de enero de 2014	**(3.721)**	**(1.161)**	**(88)**	**(909)**	**(9.990)**	**(1.034)**	**-**	**(16.903)**
Amortizaciones (4)	(627)	(343)	(12)	(43)	(587)	(59)	-	(1.671)
Retiros o bajas	-	16	5	13	184	119	-	337
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor (5)	(383)	(103)	-	21	121	18	-	(326)
Diferencias de conversión	(526)	(98)	(9)	(42)	(125)	(17)	-	(817)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	(18)	-	-	(18)
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	1	14	1	2	10	4	-	32
Saldo a 31 de diciembre de 2014	**(5.256)**	**(1.675)**	**(103)**	**(958)**	**(10.405)**	**(969)**	**-**	**(19.366)**
Amortizaciones (4)	(1.476)	(599)	(37)	(47)	(609)	(60)	-	(2.828)
Retiros o bajas	35	246	11	6	52	8	-	358
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor (5)	(2.182)	(405)	(24)	(24)	(496)	(23)	-	(3.154)
Diferencias de conversión	(592)	(112)	(10)	(40)	(128)	(17)	-	(899)
Variación del perímetro de consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-
Reclasificaciones y otros movimientos (2)	2	90	(3)	-	268	(10)	-	347
Saldo a 31 de diciembre de 2015	**(9.469)**	**(2.455)**	**(166)**	**(1.063)**	**(11.318)**	**(1.071)**	**-**	**(25.542)**
Saldo neto a 31 de diciembre de 2014	**5.089**	**1.040**	**276**	**1.547**	**8.161**	**314**	**714**	**17.141**
Saldo neto a 31 de diciembre de 2015 (3)	**15.299**	**2.508**	**405**	**1.534**	**7.434**	**312**	**945**	**28.437**

(1) Ver en Nota 4 *"Principales adquisiciones y desinversiones"*.

(2) En 2015 y 2014 incluye reclasificaciones del epígrafe "*Inmovilizado en curso*" fundamentalmente a "*Maquinaria e instalaciones*", por diversos proyectos de mejora, reparación y remodelación de las refinerías del Grupo. Adicionalmente en 2015 incluye reclasificaciones del epígrafe "*Maquinaria e instalaciones*" al epígrafe de "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*" por los activos correspondientes a los negocios de gas canalizado en España (ver Nota 9).

(3) A 31 de diciembre de 2015 y 2014 el importe de las provisiones por deterioro de activos acumuladas ascendía a 4.466 y 1.267 millones de euros, respectivamente.

(4) El incremento en 2015 en el segmento *Upstream* respecto al ejercicio anterior se explica fundamentalmente por mayores amortizaciones de bonos y sondeos exploratorios, fundamentalmente en Angola, Estados Unidos y Noruega, y la amortización de los activos productivos incorporados en la combinación de negocios de Talisman Energy (ver Nota 4.1).

(5) Ver Nota 22.

Las principales inversiones del Grupo por área geográfica se detallan en el apartado 5.4 "*Información por áreas geográficas y segmentos*" que se presenta siguiendo el modelo de reporting del Grupo.

En diciembre de 2015, Repsol ha alcanzado un acuerdo con Statoil para la venta del 13% de su participación en el bloque de activos de Eagle Ford en EEUU (ver Anexo II) y la compra del 15% de la participación en el campo en producción de Gudrun en Noruega. Los activos asociados a ambas transacciones han sido valorados por un importe similar equivalente de 354 millones de euros y por tanto sin impacto significativo en la cuenta de resultados.

En el epígrafe "*Inmovilizado Material*" en los ejercicios 2015 y 2014 se incluyen 918 millones de euros y 1.477 millones de euros respectivamente, correspondientes a activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero. Entre los activos adquiridos en arrendamiento financiero al cierre del ejercicio 2015 destacan los gasoductos y otros activos para el transporte de gas en Norteamérica y Canadá cuyo importe ascendía a 848 millones de euros y a 1.410 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 y 2014 respectivamente (ver Nota 18).

También incluye inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 261 y 245 millones de euros al 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2016 y 2054.

Repsol capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en la Nota 2. En 2015 y 2014, el coste medio de activación ha sido 3,55% y 3,33% y el gasto activado por este concepto ha ascendido a 104 y 57 millones de euros, respectivamente, registrados en el epígrafe "*Resultado financiero*" de la cuenta de resultados adjunta.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, a 634 y 1.042 millones de euros a 31 de diciembre de 2015, respectivamente y 626 y 774 millones de euros a 31 de diciembre de 2014, respectivamente.

El epígrafe "*Inmovilizado material*" incluye elementos totalmente amortizados por importe de 9.170 y 8.412 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 y 2014 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.

(8) INVERSIONES CONTABILIZADAS APLICANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN[1]

El detalle de las principales inversiones que han sido contabilizadas aplicando el método de la participación así como sus resultados, en cada uno de los periodos correspondientes son:

	Millones de euros			
	Valor contable de la inversión		Resultado por integración [(1)]	
	2015	2014	2015	2014
Negocios conjuntos	11.632	10.857	(32)	816
Asociadas [(2)]	126	253	(62)	76
TOTAL	**11.758**	**11.110**	**(94)**	**892**

(1) Corresponde a los resultados del periodo de operaciones continuadas e interrumpidas. No incluye el Otro resultado integral por importe de 462 millones de euros en 2015 (452 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos y 11 millones de euros correspondientes a asociadas) y de 660 millones de euros en 2014 (636 millones de euros correspondientes a negocios conjuntos y 25 millones de euros correspondientes a asociadas).

(2) En 2015 incluye fundamentalmente las participaciones en Petrocarabobo, S.A. En octubre de 2015 se ha completado la alianza entre Repsol y el mexicano Grupo KUO en el negocio conjunto Dynasol, en el que Repsol ha aportado, entre otros, la compañía asociada Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V. clasificada en este epígrafe a 31 de diciembre de 2014.

[1] Véase Anexo III.

Variaciones del período

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2015 y 2014 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Saldo al inicio del ejercicio	**11.110**	**10.340**
Inversiones netas [1]	496	11
Variaciones del perímetro de consolidación	400	(3)
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia [2]	(94)	892
Dividendos repartidos	(451)	(635)
Diferencias de conversión	462	660
Reclasificaciones y otros movimientos [3]	(165)	(155)
Saldo al cierre del ejercicio	**11.758**	**11.110**

(1) En 2015 incluye operaciones de compra y venta de acciones de Gas Natural SDG, S.A (ver Nota 21).

(2) En 2015 incluye 291 millones de euros por los deterioros de activos en Venezuela y 40 millones de euros en Colombia (ver Nota 22).

(3) En 2015 incluye fundamentalmente la reclasificación de la participación del 17,5% en el área de Cardón IV desde el epígrafe "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*" (ver Nota 9). En 2014 incluye la devolución de parte de los fondos propios de Repsol Sinopec Brasil, S.A. por importe de 64 millones de euros.

En 2015 incluye principalmente la incorporación de las inversiones en los negocios conjuntos de Talisman Sinopec Energy United Kingdom Limited (TSEUK) y Equion Energia Limited (Equion) como consecuencia de la combinación de negocios de Talisman del 8 de mayo; así como la venta de la participación del 10% en la asociada Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. "CLH" (ver Nota 4).

Entidades filiales de Talisman Energy Inc.

TSEUK se encuentra participada por las sociedades Talisman Energy Inc. y Addax Petroleum UK Limited, filial del Grupo Sinopec, al 51% y 49% respectivamente, siendo las principales actividades de esta sociedad la exploración y explotación de hidrocarburos en el Mar del Norte. Este negocio conjunto se gobierna a través de un acuerdo de accionistas, que requiere del consentimiento unánime de ambos accionistas para todas las decisiones significativas financieras y operativas. Repsol ha reconocido una provisión por las obligaciones asociadas a su participación en TSEUK (ver Nota 14), siendo el valor en libros de dicho negocio nulo.

Equion es una compañía participada al 51% y 49% por Ecopetrol, S.A. y Talisman Energy Inc., respectivamente. Equion realiza principalmente actividades de exploración, investigación, explotación, desarrollo y comercialización de hidrocarburos y productos derivados en Colombia. El valor de esta inversión a 31 de diciembre de 2015 asciende a 263 millones de euros.

Principales negocios conjuntos

Las inversiones contabilizadas por el método de la participación corresponden fundamentalmente a los negocios conjuntos en:

Grupo Gas Natural Fenosa (GNF)

Repsol participa en GNF, a través de una participación del 30% en el capital de Gas Natural SDG, S.A. Las acciones de Gas Natural SDG, S.A. están admitidas a cotización en las cuatro bolsas españolas, cotizan en el mercado continuo y forman parte del Ibex35 (véase Nota 13 "*Patrimonio Neto*").

Las principales actividades de GNF son la exploración y producción, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas, así como las actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad. Opera principalmente en España y, fuera del territorio español, especialmente en Latinoamérica, Europa (Francia, Italia, Moldavia y Portugal) y África.

Repsol y La Caixa ejercen el control conjunto en GNF mediante acuerdo de accionistas de fecha 11 de enero de 2000 (modificado el 16 de mayo de 2002, el 16 de diciembre de 2002 y el 20 de junio de 2003). Conforme al régimen de publicidad de los pactos parasociales, previsto en el actual artículo 531 de la Ley de Sociedades de Capital, estos acuerdos han sido comunicados a GNF y a la CNMV, depositados en el Registro Mercantil de Barcelona (en el que figura inscrita GNF) y publicados como hechos relevantes.

En 2014 el grupo Gas Natural Fenosa adquirió la compañía chilena Compañía General de Electricidad S.A. ("CGE"), cuya OPA fue aceptada el 14 de noviembre de 2014 por el 96,72% del capital y en la que se adquirieron 402.122.728 acciones por un importe total aproximado de 2.519 millones de euros (importes correspondientes al Grupo GNF).

Repsol Sinopec Brasil (RSB)

Repsol tiene una participación del 60% en el grupo Repsol Sinopec Brasil (RSB), integrado por Repsol Sinopec Brasil, S.A. y sus sociedades dependientes (ver Anexo I). La participación de Repsol se instrumenta mediante la titularidad de acciones representativas del 60% del capital de Repsol Sinopec Brasil, S.A. y el control compartido se mantiene a través de los acuerdos existentes con el grupo Sinopec firmados en diciembre de 2010.

Las principales actividades de esta sociedad son la exploración y producción de hidrocarburos, importación y exportación de hidrocarburos y productos derivados, almacenamiento, distribución, venta de petróleo, derivados del petróleo y gas natural, así como la prestación de servicios relacionados con dichas actividades. Sus operaciones se realizan fundamentalmente en Brasil.

En relación a los préstamos concedidos por RSB al Grupo Repsol, véase la Nota 15 "*Pasivos financieros*".

A continuación se presenta información financiera resumida de los negocios conjuntos identificados como más significativos, preparada de acuerdo con principios contables NIIF-UE, tal y como se indica en la Nota 2 "*Bases de presentación*" y su reconciliación con el valor contable de la inversión en los estados financieros consolidados:

	Millones de euros			
	GNF		RSB	
	2015	2014	2015	2014
Ingresos de explotación	26.015	25.318	856	698
Amortización y provisiones por deterioro	(1.750)	(1.619)	(335)	(307)
Otros gastos de explotación [1]	(21.003)	(20.509)	(532)	(299)
Resultado de explotación	**3.262**	**3.190**	**(11)**	**92**
Ingresos financieros [2]	150	121	38	81
Gastos financieros [2][3]	(1.044)	(922)	(36)	(53)
Resultado entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	**(4)**	**(475)**	**20**	**7**
Resultado antes de impuestos	**2.364**	**1.914**	**11**	**127**
Gasto por impuesto	(573)	(256)	(204)	(103)
Resultado del periodo de las operaciones continuadas	**1.791**	**1.658**	**(193)**	**24**
Resultado del periodo de las operaciones interrumpidas	**34**	**-**	**-**	**-**
Resultado del periodo atribuido a la sociedad dominante	**1.502**	**1.462**	**(193)**	**24**
Participación de Repsol	30%	30%	60%	60%
Resultado por integración	**453**	**439**	**(116)**	**14**
Dividendos	**278**	**271**	**-**	**-**
Otro resultado integral [4]	**(91)**	**44**	**466**	**494**

(1) En 2015 y 2014 RSB incluye gastos por arrendamiento operativo del ejercicio por importe de 174 y 147 millones de euros, respectivamente, derivados fundamentalmente de los compromisos de arrendamiento de las plataformas flotantes de

producción (FPSO) garantizadas por el Grupo (ver Nota 29).

(2) En 2015 y 2014 RSB incluye intereses netos de deuda por importe de 64 y 55 millones de euros.

(3) En 2015 y 2014 RSB incluye gastos por actualización financiera de provisiones de desmantelamiento por importe de 10 y 4 millones de euros.

(4) Corresponde a los "*Ingresos y gastos imputados directamente en el patrimonio neto*" y las "*Transferencias a la cuenta de pérdidas y ganancias*" del Estado de ingresos y gastos reconocidos.

	Millones de euros			
	GNF		RSB	
	2015	2014	2015	2014
Activos				
Activos no corrientes	39.275	39.487	3.688	3.214
Activos corrientes	8.772	10.745	4.956	4.440
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.390	3.484	18	25
Otros activos corrintes	6.382	7.261	4.938	4.415
Total Activos	**48.047**	**50.232**	**8.644**	**7.654**
Pasivos				
Pasivos no corrientes	25.632	27.723	814	427
Pasivos financieros (1)	13.147	17.745	-	-
Otros pasivos no corrientes (2)	12.485	9.978	814	427
Pasivos corrientes	8.134	8.401	497	480
Pasivos financieros (1)	2.596	2.805	260	62
Otros pasivos corrientes (2)	5.538	5.596	237	418
Total Pasivos	**33.766**	**36.124**	**1.311**	**907**
ACTIVOS NETOS	**14.281**	**14.108**	**7.333**	**6.747**
Participación de Repsol	30%	30%	60%	60%
Participación en los activos netos	4.305	4.233	4.400	4.048
Plusvalia / (Minusvalía) (3)	464	334	-	-
Valor contable de la inversión	**4.769**	**4.567**	**4.400**	**4.048**

(1) Excluye cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar y provisiones.

(2) En 2015 y 2014 RSB incluye saldos por provisiones de desmantelamiento corrientes y no corrientes por importe de 138 y 208 millones de euros.

(3) La plusvalía se corresponde con el importe del fondo de comercio.

(9) 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 2015 y 2014, son las siguientes:

	Millones de euros	
	2015	2014
Inmovilizado material y otros activos intangibles	197	18
Otros activos no corrientes	65	80
Activos corrientes	-	-
Activos	**262**	**98**
Pasivos no corrientes	(7)	-
Pasivos corrientes	(1)	-
Pasivos	**(8)**	**-**
ACTIVOS NETOS	**254**	**98**

Repsol ha alcanzado diversos acuerdos en 2015 para venta de su negocio de gas canalizado en España por importe de 788 millones de euros. Parte de los acuerdos se han completado con ventas reconocidas en los estados financieros de 2015 (ver Nota 21), mientras que otros se completarán a lo largo del año 2016

quedando sujetos a la obtención de las correspondientes autorizaciones administrativas. A 31 de diciembre de 2015 se han clasificado activos por valor neto contable de 209 millones de euros en el epígrafe "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*".

El grupo a 31 de diciembre de 2014, el Grupo, tenía registrado en el epígrafe "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*" fundamentalmente el porcentaje de participación del 17,5% poseído por Repsol Venezuela Gas, S.A. en el área de Cardón IV ubicada en el Golfo de Venezuela, tras la notificación oficial de que Corporación Venezolana de Petróleos (CVP) iba a adquirir esa participación. En 2015, tras haber comenzado la producción en el área de Cardón IV y no haberse materializado la adquisición por parte de CVP del 17,5% poseído por Repsol, se han reclasificado dichos activos inicialmente registrados como mantenidos para la venta, como mayor valor en el epígrafe de "*Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación*" (ver Nota 8).

(10) ACTIVOS FINANCIEROS

En esta nota se desglosan los siguientes conceptos incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2015	2014
Activos financieros no corrientes	715	593
Derivados por operaciones comerciales no corrientes [1]	4	-
Otros activos financieros corrientes	1.237	2.513
Derivados por operaciones comerciales corrientes [2]	413	503
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.448	4.638
Total	**4.817**	**8.247**

(1) Registrados en el epígrafe *"Otros activos no corrientes"* del balance de situación consolidado.
(2) Registrados en el epígrafe "*Otros deudores"* del balance de situación consolidado.

Clasificación de activos financieros

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2015 y 2014, clasificados por clases de activos es el siguiente:

	31 de diciembre de 2015 y 2014													
	Activos financieros mantenidos para negociar		Otros activos financieros a VR con cambios en resultados		Activos financieros disponibles para la venta		Préstamos y partidas a cobrar		Inversiones mantenidas hasta el vencimiento		Derivados de cobertura		Total	
Millones de euros	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Instrumentos de Patrimonio	-	-	-	-	82	60	-	-	-	-	-	-	82	60
Derivados	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-
Otros activos financieros	-	-	66	90	-	-	567	441	-	2	-	-	633	533
Largo plazo / No corriente	**4**	**-**	**66**	**90**	**82**	**60**	**567**	**441**	**-**	**2**	**-**	**-**	**719**	**593**
Derivados	477	618	-	-	-	-	-	-	-	-	1	25	478	643
Otros activos financieros	-	-	11	12	-	-	1.170	2.373	2.439	4.626	-	-	3.620	7.011
Corto plazo / Corrientes	**477**	**618**	**11**	**12**	**-**	**-**	**1.170**	**2.373**	**2.439**	**4.626**	**1**	**25**	**4.098**	**7.654**
TOTAL [1]	**481**	**618**	**77**	**102**	**82**	**60**	**1.737**	**2.814**	**2.439**	**4.628**	**1**	**25**	**4.817**	**8.247**

(1) En el epígrafe "*Otros activos no corrientes*" y en el epígrafe "*Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar*" del balance se incluyen, en 2015, 175 millones de euros a largo plazo y 4.254 millones a corto plazo, y en 2014, 155 millones de euros a largo plazo y 4.550 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.

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	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Activos financieros mantenidos para negociar	298	356	183	262	-	-	481	618
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	77	102	-	-	-	-	77	102
Activos financieros disponibles para la venta [1]	1	1	-	-	-	-	1	1
Derivados de cobertura	-	2	1	23	-	-	1	25
Total	**376**	**461**	**184**	**285**	**-**	**-**	**560**	**746**

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento y se refieren principalmente a derivados mantenidos para negociar y fondos de inversión.
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] No incluye 81 y 59 millones de euros en 2015 y 2014, respectivamente, correspondientes a inversiones en acciones de sociedades que se registran por su coste de adquisición de acuerdo con NIC 39.

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.

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 17).

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 2015 y 2014 incluyen entre otros, participaciones en fondos de inversión.

Activos financieros disponibles para la venta

Este 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 2015 y 2014 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	**2014**
Saldo al inicio del ejercicio	**60**	**1.223**
Inversiones	-	3
Desinversiones [1]	(4)	(943)
Ajustes a valor razonable [2]	7	(223)
Variaciones del perímetro de consolidación [3]	30	-
Reclasificaciones y otros movimientos	(11)	-
Saldo al cierre del ejercicio	**82**	**60**

(1) En 2014 corresponde a la venta de la totalidad de acciones no expropiadas de YPF S.A. por importe de 943 millones de euros (ver Nota 4.3).

(2) En 2014 corresponde fundamentalmente a la valoración a mercado de las acciones no sujetas a expropiación de YPF e YPF Gas.

(3) En 2015 corresponde a la participación a través de Talisman (ver Nota 4.1) en el 15% en Transasia Pipeline Company Pvt, Ltd.

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	
	2015	2014	2015	2014
No corrientes	567	441	567	441
Corrientes	1.170	2.373	1.170	2.373
Total préstamos y partidas a cobrar	**1.737**	**2.814**	**1.737**	**2.814**

En 2015 y 2014, dentro de los prestamos corrientes y no corrientes figuran préstamos concedidos a sociedades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación (fundamentalmente transacciones realizadas con sociedades integradas por el método de la participación), por importe de 1.734 y 1.318 millones de euros, respectivamente, incluyendo dichos importes provisiones por deterioro por importe de 94 y 66 millones de euros, respectivamente. Adicionalmente incluyen aquéllos 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 de 2015 y 2014 se encuentran totalmente provisionados.

En 2015 han vencido depósitos "*Corrientes*" contratados con diferentes entidades financieras por importe de 1.504 millones de euros.

La rentabilidad devengada por los activos financieros detallados en la tabla anterior corresponde a un interés medio de 4,73% y 3,62% en 2015 y 2014, respectivamente.

El vencimiento de los préstamos y partidas a cobrar no corrientes es el siguiente:

	Millones de euros	
Vencimiento en	2015	2014
2016	-	1
2017	254	227
2018	-	-
2019	281	48
Años posteriores	32	165
Total	**567**	**441**

El valor razonable de los préstamos y partidas a cobrar coincide con su valor contable.

Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

A continuación se detalla el valor contable de las inversiones financieras mantenidas a vencimiento a 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Millones de euros	
	2015	2014
Inversiones Financieras no corrientes	-	2
Inversiones Financieras temporales	2	-
Equivalentes de efectivo [1]	126	2.416
Caja y Bancos	2.311	2.210
Total	**2.439**	**4.628**

[1] En 2014 incluye 2.125 millones de euros correspondientes a operaciones con pacto de recompra de Deuda Pública española con vencimiento 2 de enero de 2015.

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 0,25% y 0,60% en 2015 y 2014, respectivamente.

(11) EXISTENCIAS

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

	Millones de euros	
	2015	**2014**
Crudo y gas natural	786	1.549
Productos terminados y semiterminados	1.754	2.136
Materiales y otras existencias	313	246
Total [1]	**2.853**	**3.931**

[1] Incluye provisiones por valoración de las existencias por importe de 117 y 225 millones de euros al 31 de diciembre de 2015 y 2014 respectivamente. Las dotaciones y reversiones del ejercicio ascienden a - 2 y 120 millones de euros respectivamente (-178 y 1 millones de euros en 2014).

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 el importe de existencias de "*commodities*" destinadas a una actividad de "*trading*" inventariadas a valor razonable, menos los costes necesarios para su venta ha ascendido a 624 y 791 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 33 y un gasto de 42 millones de euros en 2015 y 2014, respectivamente. Para el cálculo del valor recuperable se utiliza información y referencias de mercado. En concreto, curvas forward del mercado en función del plazo de las operaciones. Las principales variables de estas operaciones son fundamentalmente: cotizaciones de publicaciones oficiales (Platt's, Argus, OPIS, brokers,…) y primas históricas.

El Grupo Repsol cumple a 31 de diciembre 2015 y 2014 con las exigencias legales de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver Anexo IV), en las sociedades españolas que integran el Grupo.

(12) DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A COBRAR

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Clientes por ventas y prestaciones de servicios (importe bruto)	2.738	3.205
Provisión por insolvencias	(131)	(122)
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	**2.607**	**3.083**
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores	1.336	1.221
Deudores por operaciones con el personal	43	48
Administraciones públicas	268	198
Derivados por operaciones comerciales (Nota 10 y 17)	413	503
Otros deudores	**2.060**	**1.970**
Activos por impuesto corriente	**1.013**	**632**
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	**5.680**	**5.685**

El movimiento de la provisión de insolvencias en los ejercicios 2015 y 2014 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Saldo al inicio del ejercicio	**122**	**141**
Dotación/(reversión) pérdidas de valor	13	7
Variaciones de perímetro de consolidación	-	-
Diferencias de conversión	5	5
Reclasificaciones y otros movimientos	(9)	(31)
Movimientos de operaciones interrumpidas	-	
Saldo al cierre del ejercicio	**131**	**122**

(13) PATRIMONIO NETO

	Millones de euros	
	31/12/2015	**31/12/2014**
Fondos propios	**26.789**	**27.502**
Capital	1.442	1.375
Prima de Emisión	6.428	6.428
Reservas	19.605	19.783
Acciones y participaciones en patrimonio propias	(248)	(127)
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	(1.227)	1.612
Dividendos y retribuciones	(228)	(1.569)
Otros Instrumentos de patrimonio	1.017	-
Ajustes de valor	**1.672**	**435**
Intereses minoritarios	**228**	**217**
TOTAL PATRIMONIO NETO	**28.689**	**28.154**

13.1) Capital social

El capital social suscrito e inscrito en el Registro Mercantil a 31 de diciembre de 2015 y 2014 estaba representado por 1.400.361.059 y 1.350.272.389 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, respectivamente, totalmente suscritas y desembolsadas, representadas por anotaciones en cuenta y admitidas 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 2016, que se explica a continuación, el capital social de Repsol, S.A. asciende a 1.441.783.307 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 2015.

El 30 de abril de 2015 la Junta General Ordinaria de Accionistas aprobó dos ampliaciones de capital liberadas como instrumento para el desarrollo del programa "*Repsol Dividendo Flexible*"[1], en sustitución del que hubiera sido el tradicional pago del dividendo complementario del ejercicio 2014 y del dividendo a cuenta del ejercicio 2015, que permite a sus accionistas decidir si prefieren recibir su retribución en efectivo (mediante la venta a la Sociedad o en el mercado de los derechos de asignación gratuita) o en acciones de la Sociedad.

La ejecución de la primera de estas ampliaciones de capital liberadas ha tenido lugar en los meses de junio y julio de 2015 y la segunda en diciembre de 2015 y enero de 2016. A continuación se detallan sus principales características:

		Junio / Julio 2015	**Dic. 2015 / Enero 2016**
RETRIBUCIÓN EN EFECTIVO	Periodo de negociación de derechos de asignación gratuita	18 de junio - 3 de julio	19 de diciembre - 7 de enero
	Fin del plazo para solicitar la venta de los derechos a Repsol al precio fijo garantizado	26 de junio	30 de diciembre
	Titulares que aceptaron el compromiso irrevocable de compra (1)	36,5% (502.021.533 derechos)	34,9% (489.071.582 derechos)
	Precio fijo garantizado por derecho	0,484 € brutos / derecho	0,466 € brutos / derecho
	Importe bruto de la adquisición de derechos por Repsol	243 millones de €	228 millones de €
RETRIBUCIÓN EN ACCIONES DE REPSOL	Titulares que optaron por recibir nuevas acciones de Repsol	63,5% (872.672.628 derechos)	65,1% (911.289.456 derechos)
	Número de derechos necesarios para la asignación de una acción nueva	34	22
	Nuevas acciones emitidas	25.666.842	41.422.248
	Incremento capital social aproximado	1,87%	2,96%
	Cierre ampliación de capital	6 de julio	8 de enero
	Inicio de la contratación ordinaria de las nuevas acciones en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia	15 de julio	15 de enero

(1) Repsol ha renunciado a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra y, por tanto, a las nuevas acciones que corresponden a esos derechos. En el balance de situación a 31 de diciembre de 2015 se ha registrado una reducción patrimonial en el epígrafe "*Dividendo y retribuciones*" así como una obligación de pago a los accionistas que habían aceptado dicho compromiso irrevocable de compra por el importe correspondiente de la asignación de derechos de Repsol.

[1] 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 de retribución al accionista 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.

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
Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis y Pensions de Barcelona [1]	11,37
Sacyr, S.A.[2]	8,48
Temasek Holdings (Private) Limited [3]	4,95
Blackrock, Inc. [4]	3,04

[1] La Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ostenta su participación a través de CaixaBank, S.A.
[2] Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L.
[3] Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.
[4] Blackrock ostenta su participación a través de distintos fondos y cuentas gestionados por gestores de inversiones bajo su control.

A 31 de diciembre de 2015 las siguientes participadas 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.	1.400.361.059	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	10,12	11,52	euros
			Buenos Aires	157,00	178,88	pesos
			OTCQX [2]	11,13	12,58	dólares
Gas Natural SDG, S.A.	1.000.689.341	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	18,82	19,46	euros
Refinería La Pampilla, S.A.	1.244.680.000	100%	Bolsa de Valores de Lima	0,12	0,13	soles

[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] Las American Depositary Shares (ADSs) de Repsol cotizan en el mercado OTCQX, plataforma dentro de los mercados OTC (over-the-counter) de los Estados Unidos.

13.2) Prima de emisión

La prima de emisión a 31 de diciembre de 2015 y 2014 asciende a 6.428 y 6.428 millones de euros, respectivamente. 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.

13.3) 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.

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.

13.4) Acciones y participaciones en patrimonio propias

Las principales operaciones con acciones propias efectuadas por el Grupo Repsol han sido las siguientes:

	2015			2014		
	Nº Acciones	Importe Millones de euros	% capital	Nº Acciones	Importe Millones de euros	% capital
Saldo al inicio del ejercicio	**7.689.371**		**0,56%**	**1.432.680**		**0,11%**
Compras mercado	20.480.001	301	1,42%	9.242.085	160	0,67%
Ventas mercado	(10.642.495)	(177)	0,74%	(3.570.011)	(69)	0,26%
Adquisición opciones s/ acciones propias	-	-	-	1.000.000	19	0,07%
Enajenación opciones s/ acciones propias	(400.000)	(7)	0,03%	(600.000)	(11)	0,04%
Plan Adquisición de Acciones empleados [1]	754.845	9	0,05%	437.577	8	0,03%
Plan de Fidelización 2011-2014 [1]	-	-	-	57.146	1	0,00%
Plan de Fidelización 2012-2015 [1]	54.435	1	0,00%	-	-	-
Repsol Dividendo Flexible [2]	920.529	-	-	184.617	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	**18.047.406**		**1,25%**	**7.689.371**		**0,56%**

Nota: Operaciones realizadas al amparo de las autorizaciones conferidas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad en sus reuniones celebradas el 30 de abril de 2010 y 28 de marzo de 2014, en virtud de las cuales se autoriza por un plazo de 5 años al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol, directamente o a través de Sociedades dependientes, 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 vigente (conferida por la Junta General Ordinaria de 28 de marzo de 2014) se otorgó 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 de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2010.

(1) Todas las acciones adquiridas en el marco del Plan de Adquisición de Acciones y en los Planes de Fidelización (2011-2014) y en el segundo ciclo (2012-2015) han sido entregadas a los empleados (ver Nota 27.4).

(2) Acciones nuevas recibidas de las ampliaciones de capital "*Repsol Dividendo Flexible*" correspondientes a las acciones mantenidas en autocartera.

13.5) Otros instrumentos de patrimonio

El 25 de marzo de 2015, Repsol International Finance, B.V. (RIF) emitió un bono subordinado garantizado por Repsol, S.A., por un importe de 1.000 millones de euros, de carácter perpetuo o sin fecha de vencimiento, amortizable a instancias del emisor a partir del sexto año o en determinados supuestos previstos en los términos y condiciones.

Este bono se colocó entre inversores cualificados y cotiza en la Bolsa de Luxemburgo, devengando un cupón fijo anual del 3,875% desde la fecha de emisión hasta el 25 de marzo de 2021, pagadero anualmente a partir del 25 de marzo de 2016, y, a partir del 25 de marzo de 2021, un cupón fijo anual igual al tipo swap a 6 años aplicable más un margen.

El emisor puede diferir los pagos de cupones, sin que ello suponga una causa de incumplimiento. Los cupones así diferidos serán cumulativos y deberán ser abonados en ciertos supuestos definidos en los términos y condiciones de la emisión.

Este bono se ha registrado en el epígrafe "*Otros instrumentos de patrimonio*", incluido dentro del patrimonio neto del balance de situación consolidado, por considerar que no cumple las condiciones para su consideración contable como pasivo financiero del Grupo. El gasto financiero por intereses del bono neto de impuestos se ha registrado en el epígrafe "*Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas*" por importe de 22 millones de euros netos de impuestos.

13.6) Retribución al accionista

Los dividendos percibidos por los accionistas en el ejercicio 2014, corresponden al pago de un dividendo extraordinario a cuenta del ejercicio 2014 de 1 euro bruto por acción, pagado el 6 de junio de 2014 a cada una de las acciones en circulación de la compañía con derecho a retribución.

Adicionalmente, durante 2015 y 2014 los accionistas han sido retribuidos mediante la implementación del programa denominado "*Repsol Dividendo Flexible*", cuyas principales características se describen en el apartado 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)
Diciembre 2013/Enero 2014	486.839.688	0,477	232	22.044.113	389
Junio/Julio 2014	320.017.594	0,485	155	25.756.369	487
Diciembre 2014/Enero 2015	519.930.192	0,472	245	24.421.828	392
Junio/Julio 2015	502.021.533	0,484	243	25.666.842	422

Adicionalmente, en enero de 2016 en el marco del programa "*Repsol dividendo flexible*" y en sustitución del que hubiera sido el dividendo a cuenta del ejercicio 2015, Repsol ha realizado un desembolso en efectivo de 228 millones de euros (0,466 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita a la Compañía y ha retribuido con 41.422.248 acciones, por un importe equivalente de 425 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la Sociedad.

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, el Consejo de Administración de la Sociedad ha acordado proponer a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas, en el marco del programa "Repsol Dividendo Flexible" y en las fechas en que tradicionalmente se ha venido abonando el dividendo complementario, una propuesta de ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos, equivalente a una retribución de unos 0,30 euros por acción

<u>Beneficio por acción</u>

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el que se detalla a continuación:

Beneficio por acción (BPA)	**2015**	**2014**
Resultado atribuido a la sociedad dominante [1] (millones de euros)	(1.227)	1.612
Ajuste del gasto por intereses del bono perpetuo subordinado (millones de euros)	(22)	-
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones) [2]	1.432	1.440
BPA básico y diluido (euros/acción)	(0,87)	1,12

(1) En 2014 incluye el resultado atribuido a la sociedad dominante correspondiente a operaciones interrumpidas por importe de 597 millones de euros, equivalente a un BPA de 0,41 euros por acción.

(2) El capital social registrado en circulación al 31 de diciembre de 2014 ascendía a 1.374.694.217 acciones, si bien el número medio ponderado de acciones en circulación para el cálculo del beneficio por acción a dicha fecha incluía el efecto de las ampliaciones de capital llevadas a cabo como parte del sistema de retribución a los accionistas "*Repsol Dividendo Flexible*", de acuerdo con la normativa contable aplicable (ver Nota 2 "*Bases de presentación*").

13.7) 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.

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 25 de la Nota 2 y Nota 17).

Diferencias de conversión

Corresponden a las diferencias de cambio reconocidas en el patrimonio como resultado del proceso de consolidación descrito en el apartado 1 de la Nota 2, 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 17) según el procedimiento descrito en el apartado 25 la Nota 2.

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 2015 y 2014 son los siguientes:

	Efecto Neto en Patrimonio Neto		Transferencia a Pérdidas y Ganancias		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(2)	60	(2)	122	(4)	182
Otros instrumentos financieros	-	13	-	(13)	-	-
Por coberturas de flujos de efectivo	8	30	7	1	15	31
Diferencias de conversión	47	15	(4)	2	43	17
Total	**53**	**118**	**1**	**112**	**54**	**230**

13.8) Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2015 y 2014 corresponde fundamentalmente a las sociedades que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2015	2014
Petronor, S.A.	110	82
Refinería La Pampilla, S.A. [1]	57	92
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	31	30
Inch Cape Offshore	21	-
Otras compañías	9	13
Total	**228**	**217**

[1] El 20 de noviembre de 2015 se ha completado una ampliación de capital en la Refinería de la Pampilla, S.A. suscrita en un 99% por el Grupo Repsol, incrementándose el porcentaje de participación del Grupo en un 31,35% hasta alcanzar el 82,38% (ver Anexo Ib – "*Principales variaciones del perímetro de consolidación*").

(14) PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El saldo a 31 de diciembre de 2015 y 2014, así como los movimientos que se han producido en estos epígrafes durante los ejercicios 2015 y 2014, han sido los siguientes:

	Millones de euros			
	Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes			
	Desmantelamiento de campos	Contratos onerosos	Otras provisiones [5]	Total
Saldo a 1 de enero de 2014	**337**	**871**	**1.741**	**2.949**
Dotaciones con cargo a resultados [1] [2]	21	339	176	536
Aplicaciones con abono a resultados [3]	(1)	-	(480)	(481)
Cancelación por pago	(8)	(81)	(60)	(149)
Variaciones del perímetro de consolidación	-	-	6	6
Diferencias de conversión	30	128	21	179
Reclasificaciones y otros [4]	75	(98)	(391)	(414)
Saldo a 31 de diciembre de 2014	**454**	**1.159**	**1.013**	**2.626**
Dotaciones con cargo a resultados [1]	74	240	198	512
Aplicaciones con abono a resultados [3]	(3)	(233)	(80)	(316)
Cancelación por pago	(74)	(94)	(504)	(672)
Variaciones del perímetro de consolidación	2.086	-	3.226	5.312
Diferencias de conversión	(94)	122	79	107
Reclasificaciones y otros [4]	(213)		(152)	(365)
Saldo a 31 de diciembre de 2015	**2.230**	**1.194**	**3.780**	**7.204**

(1) Incluye 123 y 105 millones correspondientes a la actualización financiera de provisiones en 2015 y 2014. En 2015, una variación en la tasa de descuento de un +/- 50 p.b. supondría una disminución/aumento en las provisiones por desmantelamiento de 110 y -118 millones de euros.

(2) En 2015 incluye la dotación por contratos de alquiler de plataformas de perforación por importe 160 millones de euros. En 2014 incluye la dotación de provisiones por contratos onerosos en Canadá, Ecuador y España por un importe total de 282 millones de euros (ver Nota 7).

(3) En 2015 incluye la reversión de provisiones por contratos onerosos en Canadá por importe de 170 millones de euros, principalmente por la actualización de las tasas de descuento y los menores costes previstos. Adicionalmente en 2015 y 2014 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 2015 incluye principalmente los efectos asociados a la valoración de las provisiones de desmantelamiento de campos que se registran contra el inmovilizado material. En 2014 incluye fundamentalmente impactos asociados a la desinversión de YPF.

(5) "*Otras provisiones*" corresponde fundamentalmente a las provisiones constituidas para hacer frente a las obligaciones derivadas de reclamaciones fiscales (ver Nota 20), litigios y arbitrajes (ver Nota 28), riesgos medioambientales (ver Nota 30.2), consumo de los derechos de CO_2 (ver Nota 30.5), compromisos por pensiones (ver Nota 27.2), incentivos a los empleados (ver Nota 27.3 y 27.4), seguros y aquellas provisiones correspondientes a la participación en otras sociedades.

El epígrafe "*Variaciones del perímetro de consolidación*" incluye en 2015 fundamentalmente las provisiones asociadas a la combinación de negocios de Talisman (ver Nota 4.1) correspondientes a:

- Provisiones por desmantelamiento de instalaciones para la exploración y producción de hidrocarburos, por importe de 2.042 millones de euros, principalmente por el desmantelamiento de pozos, ductos y complejos en Norteamérica y Sudeste Asiático y de plataformas *offshore* en el mar del Norte.

- Provisiones constituidas para hacer frente a contingencias fiscales (ver Nota 20) y legales (Nota 28) y a compromisos por pensiones y otras provisiones por un importe agregado de 1.115 millones de euros.

- Provisiones por las obligaciones asociadas a la participación en los negocios de Talisman, por importe de 1.668 millones de euros que incluyen aquellos desembolsos previstos para la financiación de las obligaciones adquiridas en el negocio conjunto TSEUK (1.515 millones de euros), que se corresponden fundamentalmente con el coste neto del desmantelamiento de instalaciones para la exploración y producción de hidrocarburos en el mar del Norte.

A continuación se incluye una estimación de los vencimientos de las provisiones por riesgos y gastos registradas al cierre del ejercicio 2015. 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 desmantelamientos de campos	78	1.007	1.145	2.230
Provisión por contratos onerosos	63	386	745	1.194
Otras provisiones	1.236	1.404	1.140	3.780
TOTAL	**1.377**	**2.797**	**3.030**	**7.204**

(15) PASIVOS FINANCIEROS

En esta nota se desglosan los pasivos de naturaleza financiera incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2015	2014
Pasivos financieros no corrientes	10.581	7.612
Derivados por operaciones comerciales no corrientes [1]	1	-
Pasivos financieros corrientes	7.073	4.086
Derivados por operaciones comerciales corrientes [2]	129	144
TOTAL	**17.784**	**11.842**

[1] Registrados en el epígrafe *"Otros pasivos no corrientes"* del balance de situación consolidado.
[2] Registrados en el epígrafe *"Otros acreedores"* del balance de situación consolidado.

El detalle de los pasivos financieros adquiridos, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2015									
	Pasivos financieros mantenidos para negociar		Débitos y partidas a pagar		Derivados de cobertura		Total		Valor Razonable	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Deudas con entidades de crédito	-	-	1.543	1.359	-	-	1.543	1.359	1.543	1.359
Obligaciones y otros valores negociables	-	-	8.939	6.165	-	-	8.939	6.165	8.878	6.734
Derivados	1	-	-	-	90	88	91	88	91	88
Otros pasivos financieros	-	-	9	-	-	-	9	-	9	-
Largo plazo / No corriente	**1**	**-**	**10.491**	**7.524**	**90**	**88**	**10.582**	**7.612**	**10.521**	**8.181**
Deudas con entidades de crédito	-	-	1.707	645	-	-	1.707	645	1.707	645
Obligaciones y otros valores negociables	-	-	2.376	671	-	-	2.376	671	2.380	671
Derivados	193	190	-	-	5	88	198	278	198	278
Otros pasivos financieros	-	-	2.921	2.636	-	-	2.921	2.636	2.921	2.636
Corto plazo / Corriente	**193**	**190**	**7.004**	**3.952**	**5**	**88**	**7.202**	**4.230**	**7.206**	**4.230**
TOTAL [1]	**194**	**190**	**17.495**	**11.476**	**95**	**176**	**17.784**	**11.842**	**17.727**	**12.411**

[1] A 31 de diciembre de 2015 y 2014, el balance recoge 1.540 y 1.414 millones de euros en el epígrafe "*Otros pasivos no corrientes*" y 206 y 176 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:

	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Pasivos financieros mantenidos para negociar	4	28	190	162	-	-	194	190
Derivados de cobertura	-	-	95	176	-	-	95	176
TOTAL	**4**	**28**	**285**	**338**	**-**	**-**	**289**	**366**

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 con 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 son diferentes 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 2015 y 2014 se detalla en la Nota 16.

El desglose de la financiación media y su coste por instrumentos es el siguiente:

	2015		2014	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Deudas con entidades de crédito	3.304	1,60%	2.007	2,29%
Obligaciones y otros valores negociables [(1)]	10.324	3,76%	8.026	3,92%
Otros pasivos financieros	2.904	1,39%	2.449	1,31%
TOTAL	**16.532**	**2,91%**	**12.482**	**3,14%**

[(1)] En 2014 Incluye las participaciones preferentes Serie B y Serie C de Repsol International Capital Ltd amortizadas anticipadamente en diciembre de 2014 (ver apartado 15.2).

15.1) Deudas con entidades de crédito

Este epígrafe recoge aquellos préstamos otorgados a las compañías del Grupo por diversas entidades de crédito para financiar proyectos y operaciones, principalmente en España, Canadá y Perú. Adicionalmente, en 2015 incluye la disposición de líneas de financiación a corto plazo otorgadas por entidades de crédito.

15.2) 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 2015 y 2014:

	Saldo inicial		(+) Emisiones		(-) Recompras o reembolsos [2]		(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros [1]		Saldo final	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	6.836	9.957	5.954	2.558	(3.720)	(5.706)	55	27	9.125	6.836
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	-	-	650	-	(2.588)	-	4.128	-	2.190	-
TOTAL	**6.836**	**9.957**	**6.604**	**2.558**	**(6.308)**	**(5.706)**	**4.183**	**27**	**11.315**	**6.836**

(1) En 2015, incluye la incorporación de los valores de deuda emitidos por Talisman adquiridos como consecuencia de la combinación de negocios descrita en la Nota 4.1.

(2) En 2015 ha vencido un bono emitido por Talisman en 2005, se han recomprado anticipadamente varios bonos, y se ha cancelado las emisiones realizadas al amparo de su Programa de U.S. Commercial Paper (USCP).
En 2014 se cancelaron anticipadamente las obligaciones simples Serie I/2013 de Repsol S.A. También en el mes de diciembre se amortizaron anticipadamente la totalidad de Participaciones Preferentes Serie B y C que no se adhirieron a la Oferta de Recompra en 2013.

Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2015

- El 25 de marzo de 2015, Repsol International Finance B.V. (RIF) emitió un bono subordinado, garantizado por Repsol, S.A. por un importe nominal de 1.000 millones de euros y vencimiento en 2075 (amortizable a instancia del emisor a partir del décimo año o en determinados supuestos previstos en los términos y condiciones).

  El bono, emitido a un precio del 100% de su valor nominal, se colocó entre inversores cualificados y cotiza actualmente en la Bolsa de Luxemburgo. Devenga un cupón fijo anual del 4,5% desde la fecha de emisión hasta el 25 de marzo de 2025, pagadero anualmente a partir del 25 de marzo de 2016, y, a partir del 25 de marzo de 2025, un cupón fijo anual igual al tipo swap a 10 años aplicable más un margen.

  El emisor puede diferir los pagos de cupones sin que ello suponga causa de incumplimiento. Los cupones así diferidos serán cumulativos y deberán abonarse en ciertos supuestos definidos en los términos y condiciones de la emisión.

  Durante el ejercicio 2014 y en previsión de esta emisión, se contrataron permutas financieras de tipo de interés por importe nominal de 1.500 millones de euros, que fueron designadas como coberturas contables de flujos de caja. El efecto acumulado inicial en patrimonio neto por valoración a mercado de estos instrumentos de cobertura ha ascendido a -116 millones de euros antes de impuestos, importe que será transferido a la cuenta de resultados durante los próximos 10 años a medida que se van devengando los cupones correspondientes.

- El 15 de mayo de 2015 venció un bono emitido en 2005 por Talisman Energy Inc. por importe de 334 millones de euros y un cupón del 5,125%.

- En noviembre de 2015, Talisman Energy Inc. anunció la realización de una oferta de recompra de cinco emisiones de bonos con vencimientos en los años 2027, 2035, 2037, 2038 y 2042 y con tipos de interés del 7,25%, 5,75%, 5,85%, 6,25% y 5,5%, respectivamente. En Diciembre, Talisman Energy Inc. realizó la recompra de bonos por un valor nominal total de 1.572 millones de dólares y con un descuento del 14,5%, cuyo pago tuvo lugar el 11 de diciembre.

  El 23 de diciembre, Talisman Energy Inc. aceptó la recompra de un bono con vencimiento en el año 2019 y con un tipo de interés del 7,75%. La recompra se realizó por un valor nominal total de 127 millones de dólares y cuyo pago tuvo lugar el 24 de diciembre.

  Como consecuencia de la cancelación de los bonos recomprados se ha reconocido un efecto positivo de 213 millones de euros antes de impuestos en el epígrafe "*Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros*", por la diferencia entre su valor contable y el importe abonado por la cancelación parcial de los bonos. En 2016 y hasta la formulación de este documento, se han realizado recompras adicionales de bonos de Talisman.

- El 16 de diciembre de 2015, Repsol International Finance B.V. (RIF), al amparo del programa "Euro 10,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Term Note Programme" (EMTN) ha emitido un bono senior garantizado por Repsol, S.A. por un importe nominal de 600 millones de euros y vencimiento en 2020. El bono cotiza en la Bolsa de Luxemburgo y ha sido emitido a un precio del 99,89% de su valor nominal y con un cupón fijo anual de 2,12%, pagadero anualmente a partir del 16 de febrero de 2016.

El saldo vivo de las obligaciones y valores negociables a 31 de diciembre es el siguiente:

Concepto	Entidad emisora	Fecha de emisión	Moneda	Nominal (millones)	Tipo medio %	Vencimiento	Cotiza [5]
Bono [3] [6]	Talisman Energy Inc.	oct-97	Dólar	57	7,250%	oct-27	-
Bono	Talisman Energy Inc.	abr-02	Libras	250	6,625%	dic-17	LSE
Bono [3] [6]	Talisman Energy Inc.	may-05	Dólar	98	5,750%	may-35	-
Bono [3] [6]	Talisman Energy Inc.	ene-06	Dólar	140	5,850%	feb-37	-
Bono [3] [6]	Talisman Energy Inc.	nov-06	Dólar	132	6,250%	feb-38	-
Bono [1]	Repsol International Finance, B.V.	feb-07	Euro	886	4,750%	feb-17	LuxSE
Bono	Talisman Energy Inc.	mar-09	Dólar	150	8,500%	mar-16	C.P.
Bono [3] [6]	Talisman Energy Inc.	jun-09	Dólar	573	7,750%	jun-19	-
Bono [3]	Talisman Energy Inc.	nov-10	Dólar	600	3,750%	feb-21	-
Bono [1]	Repsol International Finance, B.V.	dic-11	Euro	850	4,250%	feb-16	LuxSE
Bono [1]	Repsol International Finance, B.V.	ene-12	Euro	1.000	4,875%	feb-19	LuxSE
Bono [3] [6]	Talisman Energy Inc.	may-12	Dólar	126	5,500%	may-42	-
Bono [1]	Repsol International Finance, B.V.	sep-12	Euro	750	4,375%	feb-18	LuxSE
Bono [1]	Repsol International Finance, B.V.	may-13	Euro	1.200	2,625%	may-20	LuxSE
Bono [1]	Repsol International Finance, B.V.	oct-13	Euro	1.000	3,625%	oct-21	LuxSE
Bono [1]	Repsol International Finance, B.V.	dic-14	Euro	500	2,250%	dic-26	LuxSE
Bono [2]	Repsol International Finance, B.V.	mar-15	Euro	1.000	4,500% [4]	mar-75	LuxSE
Bono [1]	Repsol International Finance, B.V.	dic-15	Euro	600	2,125%	dic-20	LuxSE

(1) Emisiones realizadas al amparo del programa de EMTN de RIF garantizado por Repsol, S.A., renovado el 22 de septiembre de 2015.
(2) Bono subordinado emitido por RIF con la garantía de Repsol, S.A. No corresponden a ningún programa abierto o de emisión continua de deuda.
(3) Emisiones realizadas por la compañía Talisman Energy Inc. al amparo de los programas de emisión universal de deuda "*Universal Shelf Prospectus*" y el programa de emisión de bonos a medio plazo "*Medium-Term Note Shelf Prospectus"* en Estados Unidos *y* Canadá, respectivamente.
(4) Cupón revisable el 25 de marzo de 2025 y el 25 de marzo de 2045.
(5) LuSE (Luxembourg Stock Exchange), LSE (London Stock Exchange) y C.P. (Colocación Privada).
(6) Emisiones objeto de recompra parcial en diciembre de 2015.

- Por otra parte, Repsol International Finance B.V. mantiene un Programa Euro Commercial Paper (ECP), formalizado el 16 de mayo de 2013 garantizado por Repsol, S.A. por importe máximo de 2.000 millones de euros. Al amparo de este programa, se han realizado diversas emisiones y cancelaciones a lo largo del período siendo el saldo vivo a 31 de diciembre de 2015:

Concepto	Entidad emisora	Moneda	Saldo vivo 31/12/2015 (millones)	CONTRAVALOR EN EUROS
ECP	Repsol International Finance B.V.	Euros	879	879
ECP	Repsol International Finance B.V.	Dólares	272	249
ECP	Repsol International Finance B.V.	Libras esterlinas	21	28
ECP	Repsol International Finance B.V.	Francos suizos	7	7

- Por último, Talisman Energy Inc. dispone de un Programa de U.S. Commercial Paper (USCP), formalizado en Octubre de 2011, por importe máximo de 1.000 millones de dólares. A 31 de diciembre de 2015 las emisiones realizadas han sido totalmente canceladas.

Principales emisiones, recompras o reembolsos en el ejercicio 2014

- En diciembre de 2014, el Grupo, a través de Repsol International Finance B.V, y al amparo del programa de bonos a medio plazo EMTNs emitió un bono garantizado por Repsol, S.A. por importe

nominal de 500 millones de euros y vencimiento en 2026. El bono cotiza en la Bolsa de Luxemburgo y fue emitido a un precio del 99,709% de su valor nominal y con un cupón fijo anual de 2,25%.

Adicionalmente, también a través de su filial Repsol International Finance B.V. (RIF), al amparo del programa de ECP realizó diversas emisiones y cancelaciones a lo largo del periodo, siendo el saldo vivo a 31 de diciembre de 2014:

CONCEPTO	ENTIDAD EMISORA	MONEDA	SALDO VIVO (millones)	CONTRAVALOR EN EUROS
ECP	Repsol International Finance B.V.	Euros	289	289
ECP	Repsol International Finance B.V.	Dólares	256	211
ECP	Repsol International Finance B.V.	Francos suizos	5	4

- En los meses de marzo y octubre vencieron dos bonos emitidos por RIF con fecha 27 de marzo de 2009 y 8 de octubre de 2004 por importe de 1.000 millones de euros cada uno. Dichos bonos, con un cupón del 6,50% y 4,625%, supusieron en el periodo una disminución del pasivo financiero corriente y una salida de caja de 2.000 millones de euros.
- El 17 de junio de 2014 Repsol, S.A. anunció la cancelación anticipada de la totalidad de las Obligaciones Simples Serie I/2013 emitidas en 2013 para su entrega a los aceptantes de la Oferta de Recompra de las Participaciones Preferentes Series B y C de Repsol International Capital Limited. Como consecuencia, se reconoció en 2014 una pérdida por importe de 71 millones de euros antes de impuestos y las Obligaciones se dieron de baja con el abono en efectivo por importe de 1.471 millones de euros en concepto de principal y cupón ordinario bruto.
- En diciembre de 2014 Repsol International Capital Ltd amortizó anticipadamente la totalidad de las participaciones preferentes Serie B y Serie C no recompradas en la Oferta de Recompra por importe de 84 millones de euros.

Condiciones y obligaciones financieras de la deuda

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, B.V., con la garantía de Repsol, S.A., por un importe nominal de 6.786 millones de euros, contienen ciertas cláusulas de aceleración o de vencimiento anticipado de la deuda (entre otras, vencimiento o incumplimiento cruzado – "*cross acceleration*" o *"cross-default")* y el compromiso de no constituir sobre los activos del emisor y del garante gravámenes en garantía de futuras emisiones de títulos representativos de deuda. En caso de incumplimiento de los términos y condiciones de las emisiones, el banco depositario-fiduciario ("*Trustee"*) a su sola discreción o a instancia de los tenedores de, al menos, una quinta parte de las obligaciones o con base en una resolución extraordinaria, puede declarar las obligaciones vencidas y pagaderas. Adicionalmente, los tenedores de los bonos emitidos en 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015 pueden elegir si amortizan sus bonos en caso que ocurra un evento de cambio de control de Repsol y si como consecuencia de dicho cambio de control la calificación crediticia de Repsol quedara situada por debajo del grado de inversión.

Adicionalmente la emisión del bono subordinado de 1.000 millones de euros realizada el 25 de marzo de 2015 por Repsol International Finance, B.V., con la garantía de Repsol, S.A., no contiene cláusulas de vencimiento anticipado, con excepción de los supuestos de disolución o liquidación. Estas mismas condiciones aplican al bono subordinado de 1.000 millones de euros descrito en la Nota 13.5.

Por otro lado, las emisiones realizadas por Talisman Energy Inc., representativas de deuda ordinaria por un importe nominal de 2.063 millones de euros, no están garantizadas por Repsol y contienen ciertas cláusulas de aceleración o de vencimiento anticipado de la deuda (entre otras, vencimiento o incumplimiento cruzado – "*cross acceleration*" o *"cross-default")* y el compromiso de no constituir sobre los activos del emisor y del garante gravámenes en garantía de futuras emisiones de títulos representativos de deuda.

El Grupo, a través a través de Talisman, también tiene contratadas líneas de crédito comprometidas por importe de 3.200 millones de dólares, las cuales no estaban dispuestas a 31 de diciembre, 3.000 millones de dólares a través de una línea de crédito sindicada y 200 millones de dólares de manera bilateral con una entidad financiera, ambas disponibles de utilización hasta marzo y octubre de 2019, respectivamente. Éstas incluyen un covenant sobre el ratio financiero (Deuda Consolidada/ Cash Flow), en el que se establece que trimestralmente la deuda no puede ser superior al Cash Flow en 3,5 veces.

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.

Emisiones de valores representativos de deudas garantizadas

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existen importes garantizados por las sociedades del Grupo en emisiones, recompras o reembolsos realizados por entidades asociadas, acuerdos conjuntos o sociedades que no formen parte del Grupo.

15.3) Otros pasivos financieros

Incluyen aquellos préstamos concedidos por sociedades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación, que fundamentalmente son aquellos realizados con sociedades integradas por el método de la participación por importe de 2.930 y 2.636 millones de euros en 2015 y 2014, respectivamente. Destaca el préstamo concedido a sus accionistas (entre ellos el Grupo Repsol) en el porcentaje de participación en el capital, por Repsol Sinopec Brasil S.A. a través de su filial Repsol Sinopec Brasil B.V. (ver Nota 8) que a 31 de Diciembre de 2015 y 2014 presenta un saldo para el Grupo de 2.819 y 2.535 millones de euros, respectivamente. Este préstamo se renueva anualmente y su importe puede ser requerido en base a los niveles de autorización acordados.

(16) GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEL CAPITAL

16.1) 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.

16.1.1) 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 17).

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	
		2015	2014
Efecto en el resultado después de impuestos	5%	15	5
	-5%	(16)	(5)
Efecto en el patrimonio neto	5%	186	72
	-5%	(205)	(79)

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 17).

A 31 de diciembre de 2015 y 2014 la deuda financiera neta a tipo fijo ascendía a 10.697 y 5.596 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 80% y 139%, respectivamente, de la deuda financiera neta total 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	
		2015	2014
Efecto en el resultado después de impuestos	+50	(10)	4
	-50	10	(4)
Efecto en el patrimonio neto	+50	14	61
	-50	(14)	(65)

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.

En ocasiones, 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 17).

A 31 de diciembre de 2015 y 2014, un aumento o disminución del 10% en los precios de los crudos, gas natural y productos derivados 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 petrolíferos	Millones de euros	
		2015	2014
Efecto en el resultado después de impuestos	+10%	(6)	(26)
	-10%	6	26

16.1.2) 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 50% de la totalidad de su deuda bruta. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 6.360 y 3.312 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2015 y 2014:

	Vencimientos (millones de euros)						
31 de diciembre de 2015	2016	2017	2018	2019	2020	Siguientes	Total
Proveedores	1.799	-	-	-	-	-	1.799
Otros acreedores	3.975	-	-	-	-	-	3.975
Préstamos y otras deudas financieras [1]	7.215	1.825	1.326	2.096	2.231	7.236	21.929
Derivados [2]	83	13	11	9	8	35	159

	Vencimientos (millones de euros)						
31 de diciembre de 2014	2015	2016	2017	2018	2019	Siguientes	Total
Proveedores	2.350	-	-	-	-	-	2.350
Otros acreedores	3.402	-	-	-	-	-	3.402
Préstamos y otras deudas financieras [1]	4.050	1.293	1.442	1.086	1.252	3.472	12.595
Derivados [2]	148	12	9	9	7	37	222

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. No incluye derivados financieros.

(2) Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la Nota 17. No incluye los derivados comerciales el epígrafe "*Otros pasivos no corrientes*" y "*Otros acreedores*" del balance de situación.

16.1.3) 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[1].

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 12) por importe de 4.119 y 4.459 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2015 y 2014.

En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda no provisionada:

	Millones de euros	
Vencimientos	2015	2014
Deuda no vencida	3.804	4.173
Deuda vencida 0-30 días	167	176
Deuda vencida 31-180 días	103	90
Deuda vencida mayor a 180 días	45	20
TOTAL	**4.119**	**4.459**

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 12 *"Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar"* se incluyen las pérdidas de valor por deterioro a 31 de diciembre de 2015 y 2014. 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 10 *"Activos financieros"*.

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 2015 y 2014:

		Millones de euros	
Exposición máxima	Nota	2015	2014
- Deudas comerciales	12	4.249	4.581
- Derivados	10	481	643
- Efectivo y Equivalente al efectivo	10	2.448	4.638
- Otros activos financieros no corrientes (1)	10	2.517	2.233
- Otros activos financieros corrientes	10	1.172	2.373

[1] La información sobre riesgo de crédito que se recoge en este apartado no incluye el riesgo de crédito de las entidades participadas o negocios conjuntos (ver apartado 16.1.4).

(1) A 31 de diciembre de 2015 y 2014 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 fueron totalmente provisionados.

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 2,2%, si bien ningún cliente privado alcanza una concentración de riesgo superior al 1,3%.

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 3.798 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 y de 3.616 millones de euros a 31 de diciembre de 2014. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2015 y 2014 ascienden a 715 y 815 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2015 el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 12 millones de euros. En 2014 esta cifra se situó en 18 millones de euros.

16.1.4) Otros riesgos. Venezuela

Desde febrero de 2003 está en vigor en Venezuela un régimen de control cambiario gestionado por el Banco Central de Venezuela y el Ministerio del Poder Popular de Economía, Finanzas y Banca Pública. Estos organismos han dictado diversas normas que regulan las modalidades de compra venta de divisas en Venezuela. En concreto:

- El tipo de cambio oficial, pero de uso restringido para la compra de divisas en el mercado local, es Bs.6,3/US$.

- El 24 de enero de 2014 entró en vigor el Convenio Cambiario nº 25, que establecía que las solicitudes de dólares estadounidenses se liquidarían al tipo de cambio resultante de las asignaciones realizadas a través del Sistema Complementario de Administración de Divisas (SICAD I). Asimismo, se estableció un mecanismo adicional de intercambio de divisas con oferta limitada y sólo aplicable a determinadas transacciones, denominado SICAD II.

- El 12 de febrero de 2015 entró en vigor el Convenio Cambiario nº 33, que supuso la unificación de los anteriores sistemas de divisas SICAD II y SICAD I en un nuevo SICAD, así como la creación de un nuevo mecanismo de intercambio de divisas denominado Sistema marginal de Divisas (SIMADI) que permite transacciones de compra-venta de efectivo y de títulos valores en moneda extranjera.

- Adicionalmente, desde 2004 es aplicable el Convenio Cambiario nº 9 a los ingresos de Empresas Mixtas de hidrocarburos provenientes de las exportaciones de hidrocarburos. Estos ingresos podrán

mantenerse en cuentas en divisas en el exterior con el fin de atender los pagos y desembolsos que corresponda realizar fuera de Venezuela.

Por tanto, a 31 de diciembre de 2015 convivían tres tipos de cambio del bolívar fuerte venezolano: cambio oficial (Bs. 6,30/US$), cambio SICAD (Bs.13,50/US$, según la última subasta en noviembre 2015), y cambio SIMADI (Bs.198,7 Bs/US$ al 31 de diciembre de 2015).

Por otra parte, Venezuela es una economía hiperinflacionaria. Según información publicada por el Banco Central, la tasa de inflación ha sido del 56,2% en 2013, del 68,5% en 2014 y 180,9% en el 2015.

En este contexto, Repsol mantiene el dólar como moneda funcional de la mayor parte de sus negocios de exploración y producción de hidrocarburos en Venezuela (principalmente desarrollados a través de las compañías participadas Cardón IV, S.A., Empresa Mixta Petroquiriquire, S.A. y Empresa Mixta Petrocarabobo, S.A.).

En las compañías cuya moneda funcional es el bolívar (fundamentalmente Quiriquire Gas, S.A), Repsol ha utilizado para la elaboración de los presentes estados financieros el tipo de cambio SIMADI para la conversión de bolívares a euros; el efecto de utilizar para la elaboración de dichos estados financieros un tipo de cambio superior a SIMADI, por ejemplo uno que tuviera en consideración la evolución de la inflación prevista, no sería significativo para el Grupo Repsol[1].

La exposición patrimonial de Repsol en Venezuela a 31 de diciembre, una vez registrados determinados deterioros (véase nota 22), asciende a unos 2.400 millones de euros, que incluyen fundamentalmente la financiación en dólares otorgada a las filiales venezolanas.

16.2) 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, definido como relación entre la deuda financiera neta y el capital empleado neto:

$$\textit{Ratio Apalancamiento} = \frac{\textit{Deuda Financiera Neta}^{(1)}}{\textit{Capital Empleado}^{(2)}}$$

(1) 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. Por ello, estos ratios reflejan con mayor fidelidad la solvencia del grupo utilizando el concepto de deuda neta.

(2) Corresponde a la suma de la deuda financiera neta más el patrimonio neto.

1 El impacto en diferencias de conversión por aplicación del tipo de cambio SIMADI sobre los estados financieros de Quiriquire Gas, S.A. a 31 de diciembre de 2015 ha sido de 145 millones de euros. El patrimonio neto consolidado de esta sociedad a dicha fecha asciende a 3 millones de euros.

El cálculo de los citados ratios, a partir de los siguientes epígrafes del balance consolidado a 31 de diciembre de 2015 y 2014, se desglosa a continuación:

	Millones de euros	
	2015	2014
Pasivos financieros no corrientes	10.581	7.612
Pasivos financieros corrientes	7.073	4.086
Activos financieros no corrientes	(715)	(593)
Menos activos financieros disponibles para la venta (ver nota 10)	82	60
Otros activos financieros corrientes	(1.237)	(2.513)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(2.448)	(4.638)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés y otros (ver nota 17)	(92)	(191)
Deuda neta negocios conjuntos	(1.310)	(1.888)
Deuda financiera neta [(1) (2)]	**11.934**	**1.935**
Patrimonio neto	28.689	28.154
Capital empleado neto [(1) (3)]	**40.623**	**30.089**
Deuda financiera neta / Capital empleado neto	**29,4%**	**6,4%**

(1) Magnitudes calculadas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5 "*Información por segmentos*".
(2) No incluye 1.747 y 1.590 millones de euros correspondientes a deudas por arrendamientos financieros corrientes y no corrientes (ver Nota 18).
(3) En 2014 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.

(17) OPERACIONES CON DERIVADOS

A continuación se detalla el desglose en el balance de situación de los instrumentos derivados a 31 de diciembre de 2015 y 2014 como consecuencia de la variación de su valor razonable desde su contratación y sus vencimientos:

Millones de euros

Clasificación	**Activo No Corriente**		**Activo Corriente**		**Pasivo No Corriente**		**Pasivo Corriente**		**Valor Razonable**	
31 de diciembre	**2015**	**2014**	**2015**	**2014**	**2015**	**2014**	**2015**	**2014**	**2015**	**2014**
Coberturas de Flujo de Efectivo	**-**	**-**	**1**	**25**	**(90)**	**(88)**	**(3)**	**(88)**	**(92)**	**(151)**
Tipo de interés	-	-	-	-	(90)	(88)	(3)	(88)	(93)	(176)
De precio de producto	-	-	1	25	-	-	-	-	1	25
Coberturas de Inversión Neta	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(2)**	**-**	**(2)**	**-**
De tipo de cambio	-	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)	-
Otras operaciones con derivados	**4**	**-**	**477**	**618**	**(1)**	**-**	**(193)**	**(190)**	**287**	**428**
De tipo de cambio	-	-	65	140	-	-	(64)	(46)	1	94
De precio de producto	4	-	412	478	(1)	-	(129)	(144)	286	334
TOTAL [(1)]	**4**	**-**	**478**	**643**	**(91)**	**(88)**	**(198)**	**(278)**	**193**	**277**

(1) Incluye en 2015 y 2014 instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 98 y 191 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:

	Resultado de explotación		Resultado financiero		Ajustes por cambios de valor	
Millones de euros	**2015 [1]**	**2014**	**2015**	**2014**	**2015**	**2014**
Cobertura de flujos de efectivo	25	-	(27)	(20)	562	(124)
Cobertura de inversión neta	(13)	-	-	-	(12)	-
Otras operaciones	380	476	1.045	531	-	-
Total	**392**	**476**	**1.018**	**511**	**550**	**(124)**

[1] Durante 2015 la valoración a mercado de los derivados comerciales ha generado un resultado positivo de 903 millones de euros antes de impuestos reconocido en el epígrafe "*Otros ingresos de explotación*" y en sentido contrario un resultado de -497 millones de euros antes de impuestos reconocido en el epígrafe "*Otros gastos de explotación*" en la cuenta de resultados.

A continuación se detallan las operaciones más significativas con instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2015 y 2014.

17.1) Coberturas contables

Las operaciones más significativas corresponden a:

- Durante el mes de marzo el Grupo ha comprado a plazo, mediante forwards y swaps de divisa, un importe nominal de 8.289 millones de dólares estadounidenses y 201 millones de dólares canadienses, que se han designado como cobertura contable de flujos de efectivo en dólares asociada a la adquisición de Talisman Energy Inc. Desde su designación como cobertura contable y hasta la fecha de adquisición, el efecto acumulado por valoración a mercado de estos instrumentos, reconocido en el epígrafe "*Ajustes por cambios de valor*" del patrimonio neto, ascendía a 525 millones de euros antes de impuestos, que han sido considerados como mayor coste de la adquisición (ver Nota 4.1).

- La cobertura de flujos de efectivo de permutas financieras de tipo de interés contratadas durante el ejercicio 2014 por importe nocional de 1.500 millones de euros para cubrir emisiones futuras de instrumentos financieros. A través de las mismas, el Grupo pagó un tipo de interés medio ponderado de 1,762 % y recibió Euribor a 6 meses. Estas coberturas se han asignado a varias emisiones de bonos realizadas a finales de 2014 y principios de 2015 (ver Notas 13 y 15). A 31 de diciembre de 2015 el impacto en resultados ha ascendido a 9 millones de euros (el valor razonable registrado en patrimonio neto pendiente de registrar en resultados asciende a -103 millones de euros después de impuestos a 31 de diciembre de 2015).

- La cobertura de flujos de efectivo en dólares de permutas financieras de tipo de interés relacionadas con la financiación de la inversión en el proyecto de GNL de Canaport (Canadá) por un nocional equivalente de 353 millones de euros con vencimiento posterior a 2019 y un valor razonable negativo por importe de 92 millones de euros. A 31 de diciembre de 2014 su nocional ascendía a 325 millones de euros y su valor razonable a un valor negativo de 90 millones de euros.

- Las coberturas contratadas en 2015 y 2014 sobre el precio de productos correspondían fundamentalmente a coberturas de flujos de efectivo en dólares, cuyo objeto era cubrir la variabilidad de los precios del gas en el invierno y cuyo vencimiento era inferior a un año. A 31 de diciembre de 2015 su nocional asciende a 23 millones de euros y su valor razonable a 1 millón de euros; a 31 de diciembre de 2014 su nocional ascendía a 62 millones de euros y su valor razonable a 25 millones de euros.

- A 31 de diciembre de 2015 el Grupo mantiene derivados designados como coberturas de inversión neta respecto a determinados activos en dólares en el segmento *Upstream*. A 31 de diciembre el nocional de derivados vivos de estas operaciones asciende a (-296) millones de dólares

estadounidenses con un contravalor en euros de 270 millones de euros y un valor razonable de 2 millones de euros.

17.2) Otras operaciones con derivados

Repsol tiene contratados una serie de instrumentos derivados para la gestión de su exposición al riesgo de tipo de cambio y precio, que no se registran como cobertura contable de acuerdo con NIC 39.

Incluyen contratos a plazo de divisa de vencimiento inferior a un año como parte de la estrategia global para gestionar la exposición al riesgo de tipo de cambio.

Adicionalmente, la cobertura económica del riesgo de precio asociado a las transacciones físicas futuras de venta y/o compra de crudo y otros productos petrolíferos se lleva a cabo mediante la contratación, principalmente, de futuros y swaps.

El detalle de estos derivados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

	VENCIMIENTO VALORES RAZONABLES														
Millones de euros	2015						Valor	2014							Valor
Clasificación 31 de diciembr	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**Sig.**	**Total**	**Razonable**
De tipo de cambio	**1**	-	-	-	-	**1**	**1**	**94**	-	-	-	-	-	**94**	**94**
De precio de producto	**283**	**3**	-	-	-	**286**	**286**	**334**	-	-	-	-	-	**334**	**334**
Contratos de compra	(750)	-	-	-	-	(750)	(750)	(354)	-	-	-	-	-	(354)	(354)
Contratos de venta	886	-	-	-	-	886	886	473	-	-	-	-	-	473	473
Opciones	(1)	-	-	-	-	(1)	(1)	(7)	-	-	-	-	-	(7)	(7)
Swaps	159	-	-	-	-	159	159	208	-	-	-	-	-	208	208
Forwards	2	-	-	-	-	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros [1]	(13)	3	-	-	-	(10)	(10)	14	-	-	-	-	-	14	14
TOTAL	**284**	**3**	-	-	-	**287**	**287**	**428**	-	-	-	-	-	**428**	**428**

(1) Se corresponde con la valoración a mercado de contratos de compra-venta de commodities valorados de acuerdo con NIC 39, según se describe en la Nota 2.

Durante el ejercicio 2015, se ha llevado a cabo la contratación de forwards y swaps de divisa a corto plazo que han generado un resultado financiero positivo de 1.045 millones de euros antes de impuestos reconocido en el epígrafe "*variación de valor razonable en instrumentos financieros*".

(18) OTROS PASIVOS NO CORRIENTES

Dentro del epígrafe "Otros pasivos no corrientes" se incluyen las partidas que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2015	2014
Deudas por arrendamientos financieros	1.540	1.414
Fianzas y depósitos	143	142
Ingresos diferidos [1]	30	14
Otros	229	231
Total	**1.942**	**1.801**

(1) Incluyen los importes asociados a los derechos de emisión de CO_2 recibidos a título gratuito (ver Nota 6).

18.1) Deudas por arrendamiento financiero

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

	Millones de euros		Millones de euros	
	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por	
	2015	2014	2015	2014
Durante el siguiente ejercicio	218	185	207	176
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	814	727	624	560
A partir del 6º ejercicio	2.539	2.458	916	854
	3.571	**3.370**	**1.747**	**1.590**
Menos:				
Futuros gastos financieros	(1.824)	(1.780)		
Total	**1.747**	**1.590**		

Registrado contable	2015	2014
Deuda por arrendamiento financiero no corriente	1.540	1.414
Deuda por arrendamiento financiero corriente	207	176
Total	**1.747**	**1.590**

El tipo de interés efectivo medio de la deuda por arrendamiento financiero a 31 de diciembre de 2015 ha ascendido al 8,95% (8,85% a 31 de diciembre de 2014).

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 2015 y 2014 el importe registrado en este epígrafe ascendía a 476 millones de dólares (437 millones de euros) y 477 millones de dólares (393 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 2015 y 2014 el importe registrado en este epígrafe ascendió a 1.189 millones de dólares (1.092 millones de euros) y 1.212 millones de dólares (999 millones de euros), respectivamente.

18.2) 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.

(19) ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS A PAGAR

Repsol tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance "*Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar*":

	Millones de euros	
	2015	2014
Proveedores	**1.799**	**2.350**
Deuda por arrendamientos financieros (Nota 18)	207	176
Administraciones Públicas acreedoras	504	548
Instrumentos financieros derivados (Nota 17)	129	144
Otros	3.134	2.534
Otros acreedores	**3.975**	**3.402**
Pasivo por impuesto corriente	**245**	**165**
Total	**6.019**	**5.917**

El valor razonable de estas partidas corrientes no difiere significativamente de su valor contable.

Información sobre el período medio de pago a proveedores

La información relativa al período medio de pago a proveedores en operaciones comerciales se presenta de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional tercera de la Ley 15/2010 de 5 de julio (modificada a través de la Disposición final segunda de la Ley 31/2014, de 3 de diciembre) preparada conforme a la resolución del Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas de enero 2016.

La información relativa al período medio de pago a proveedores de las compañías españolas del Grupo para el ejercicio 2015 de acuerdo con la disposición adicional única de la resolución anteriormente mencionada es la siguiente:

	2015
	Días
Período medio de pago a proveedores [(1)]	29
Ratio de operaciones pagadas [(2)]	29
Ratio de operaciones pendientes de pago [(3)]	30
	Importe (millones de euros)
Total pagos realizados	10.992
Total pagos pendientes	193

(1) ((Ratio operaciones pagadas * importe total pagos realizados) + (Ratio operaciones pendientes de pago* importe total pagos pendientes)) / (Importe total de pagos realizados + importe total pagos pendientes).

(2) Σ (número de días de pago * importe de la operación pagada) / Importe total de pagos realizados.

(3) Σ (Número de días pendientes de pago * importe de la operación pendiente de pago) / Importe total de pagos pendientes.

El periodo medio de pago a proveedores máximo legal establecido en las disposiciones transitorias de la Ley 15/2010 es de 60 días.

(20) SITUACIÓN FISCAL

20.1) Impuesto sobre beneficios

En materia impositiva y, en particular, de gravamen sobre el beneficio, el Grupo Repsol se encuentra sometido a la normativa de distintas jurisdicciones fiscales, dada la dispersión geográfica y el marcado carácter internacional de las actividades realizadas por las sociedades que lo integran.

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 y, en ocasiones, por el gravamen de ese resultado en más de un país (doble imposición).

En 2015 y desde la fecha de adquisición, se integra el impuesto sobre beneficios proveniente del grupo Talisman (ver Nota 4.1).

a) En España

La mayoría de las entidades residentes en territorio español tributan en el Impuesto sobre Sociedades por el régimen de consolidación fiscal. En este régimen las sociedades integradas en el Grupo fiscal determinan conjuntamente el resultado impositivo 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 2015 es de 56, 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. y, que aplica la normativa foral de Vizcaya en el Impuesto sobre Sociedades.

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 individual.

Las sociedades españolas, ya tributen de manera individual o consolidada, están sujetas durante 2015 a un tipo general de gravamen del 28%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., que tributa individualmente por el régimen especial de hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 33%, y el grupo Petronor, en virtud de la normativa foral de Vizcaya, tributa a un tipo de gravamen del 28%.

El 28 de noviembre de 2014 se aprobó la Ley 27/2014, que establece un tipo general del gravamen del 28% para el ejercicio 2015 y del 25% a partir del ejercicio 2016. También se reduce el tipo aplicable al Régimen Especial de Hidrocarburos al 33% para el ejercicio 2015 y al 30% a partir del ejercicio 2016.

b) En el resto de países

El resto de sociedades del Grupo tributan en cada uno de los países en los que desarrollan actividades aplicando el Impuesto sobre beneficios vigente en dichos territorios. 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 territorios 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, en 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:

País	Tipo de Gravamen
Argelia [1]	30% - 38%
Bolivia	25%
Canadá [2]	27%
Ecuador	22%
Estados Unidos [3]	35%
Indonesia	40% - 48%
Libia	65%
Malasia	38%
Noruega	78%
Países Bajos	25%
Perú	28% - 30%
Portugal	22,5% - 29,5%
Timor Oriental	30%
Trinidad y Tobago	55%
Venezuela	34% (Gas) y 50% (Petróleo)
Vietnam	32% - 50%

(1) Más el impuesto sobre Beneficios Excepcionales (TPE).
(2) Tipo federal y provincial.
(3) Tipo federal.

20.2) Gasto devengado contablemente por Impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre beneficios para los ejercicios 2015 y 2014, de acuerdo con el criterio indicado en el apartado 24 de la Nota 2, es el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Impuesto corriente del ejercicio	181	(380)
Ajustes al impuesto corriente [1]	(10)	293
Impuesto sobre beneficios corriente (a)	**171**	**(87)**
Impuesto diferido del ejercicio	765	(407)
Ajustes al impuesto diferido	(37)	348
Impuesto sobre beneficios diferido (b)	**728**	**(59)**
(Gasto) / Ingreso por impuesto sobre beneficios (a+b)	**899**	**(146)**

(1) Corresponde principalmente a regularizaciones de ejercicios anteriores y movimientos de provisiones.

La conciliación del "Gasto por impuesto sobre beneficios" registrado 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:

	Millones de euros	
	2015	2014
Resultado contable antes de impuestos y antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación	**(1.990)**	**230**
Tipo nominal general del impuesto sobre beneficios en España	28%	30%
(Gasto) / Ingreso por impuesto sobre beneficios al tipo nominal	**557**	**(69)**
Resultados que tributan a tipos nominales diferentes al general español	402	(110)
Deducciones fiscales	39	27
Gastos no deducibles	(14)	(17)
Pérdidas fiscales por las que no se ha reconocido un activo por impuesto diferido	(100)	(34)
Revaluación impuestos diferidos por tipo de cambio	(79)	(17)
Resultados exentos para evitar la doble imposición	117	-
Otros conceptos	(23)	74
(Gasto) / Ingreso por impuesto sobre beneficios	**899**	**(146)**

20.3) Impuestos diferidos

En 2015 el Grupo presenta los activos y pasivos por impuestos diferidos por su importe neto en la misma entidad o sujeto fiscal. La composición de los activos y pasivos por impuestos diferidos reconocidos en el balance, en función de los conceptos que los originan, es la siguiente:

	Millones de Euros	
	2015	2014
Por pérdidas, deducciones y similares	4.152	2.602
Provisiones por desmantelamiento de campos	1.243	74
Otros impuestos diferidos	561	196
Otras provisiones	259	253
Provisiones para el personal	66	57
Diferencias de amortizaciones	(3.147)	(899)
Total impuesto diferido [(1)]	**3.134**	**2.283**

(1) Como consecuencia de la adquisición de Talisman se ha registrado, por diversos conceptos, un impuesto diferido neto de 473 millones de euros a 8 de mayo de 2015.

El grupo Repsol sólo reconoce activos por impuesto diferido cuando considera probable que las entidades (individualmente o de forma consolidada) que los han generado van a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales con las que poder hacerlos efectivos.

Con ocasión de cada cierre contable, se revisan los impuestos diferidos registrados, con el fin de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose, en su caso, las oportunas modificaciones, de acuerdo con los resultados de los análisis realizados. Dichos análisis se basan en: (i) la evaluación de las estimaciones de resultados de cada entidad o grupo fiscal según sus propios planes de negocio y el plan estratégico del Grupo; y (ii) el período y límites establecidos en la legislación de cada país para la recuperación de los créditos fiscales.

Los activos fiscales correspondientes a bases imponibles negativas y a deducciones pendientes de aplicar, que ascienden a 4.152 millones de euros, corresponden principalmente a:

- España. Los créditos fiscales reconocidos por el Grupo 6/80 ascienden a 1.797 millones euros. De acuerdo con el plan estratégico 2016-2020, se estima que dichos créditos fiscales se habrán recuperado en un plazo de 5 años.

- Estados Unidos. Los créditos fiscales reconocidos en Estados Unidos ascienden a 1.661 millones euros. De acuerdo con las estimaciones de resultados, el Grupo prevé que dichos créditos fiscales se habrán recuperado en su mayoría en un plazo de 10 años. Incluye 320 millones de euros registrados tras la adquisición de Talisman (ver Nota 4.1).

- Noruega. Los créditos fiscales reconocidos en Noruega ascienden a 130 millones euros. De acuerdo con las estimaciones de resultados, el Grupo prevé que dichos créditos fiscales se habrán recuperado en un plazo de 10 años.

Asimismo, el Grupo tiene activos por impuestos diferidos no registrados al cierre del ejercicio 2015 y 2014 que ascienden a 1.081 y 200 millones de euros, respectivamente.

El Grupo tiene pasivos por impuestos diferidos no registrados por importe de 105 y 103 millones de euros al cierre de 2015 y 2014 respectivamente. Corresponden, principalmente, a diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en sociedades dependientes, asociadas y establecimientos permanentes que cumplen los requisitos establecidos en las NIIF para aplicar la excepción de registro.

20.4) Actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal

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.

Los ejercicios abiertos a inspección de las Sociedades del Grupo más relevantes, respecto de los principales impuestos a los que se hallan sujetas, son los siguientes:

País	Ejercicios abiertos a inspección
Argelia	2011 – 2015
Australia	2011 – 2015
Bolivia	2010 - 2015
Canadá	2006 - 2015
Colombia	2008 – 2014
Ecuador	2012 - 2015
España	2010 - 2015
Estados Unidos	2010 - 2015
Indonesia	2010 – 2015
Libia	2008 - 2015
Malasia	2011 – 2015
Países Bajos	2010 - 2015
Papúa Nueva Guinea	2012 – 2015
Perú	2011 - 2015
Portugal	2012 – 2015
Singapur	2011 – 2015
Timor Oriental	2010 – 2015
Trinidad y Tobago	2011 - 2015
Venezuela	2011 – 2015

Cuando se plantean diferentes interpretaciones de la normativa fiscal aplicable a determinadas operaciones entre Repsol y las autoridades fiscales, el Grupo actúa con las autoridades 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 este se han producido actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal contrarias a las pretensiones del Grupo que han dado lugar a situaciones litigiosas y que podrían poner de manifiesto pasivos fiscales contingentes. 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, sobre la base del 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. De acuerdo con 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 general 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. No obstante, en la combinación de negocios del Grupo en Talisman (ver Nota 4.1), de acuerdo con la NIIF 3 "*Combinaciones de negocios*" se han provisionado contingencias cuyo riesgo ha sido calificado como posible. Los importes provisionados se calculan de acuerdo con la mejor estimación de la cuantía necesaria 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 los principales litigios de naturaleza fiscal que afectan al Grupo Repsol son los siguientes:

Bolivia

Repsol E&P Bolivia, S.A. e YPFB Andina, S.A. (participada esta última por Repsol en un 48,33%), tienen varios litigios contra actos administrativos que niegan la deducibilidad de los pagos por regalías y participaciones hidrocarburíferas en el Impuesto a las Utilidades de las Empresas antes de la nacionalización del sector petrolero.

Un primer procedimiento relativo a Repsol E&P Bolivia, S.A. fue resuelto desfavorablemente por el Tribunal Supremo. Tras el correspondiente recurso, el Tribunal Constitucional (primera instancia) anuló esa sentencia y ordenó que las actuaciones volvieran al Tribunal Supremo. No obstante, la Sala Plena del Tribunal Constitucional ha anulado la decisión de la sala de primera instancia, confirmando así la inicial Sentencia del Tribunal Supremo.

Por otra parte, en uno de los varios litigios que YPFB Andina, S.A. mantiene por este concepto, el Tribunal Constitucional ha desestimado el recurso interpuesto por la compañía frente al fallo desfavorable del Tribunal Supremo.

La compañía mantiene la defensa en los litigios restantes, considerando que su posición está expresamente refrendada en la Ley 4115, de 26 de septiembre de 2009.

Brasil

Petrobras, como operador del bloque BM-S-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) vinculados a 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 la práctica generalizada de la industria. 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 del Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF e Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE, ejercicios 2008 y 2009, y por los mismos conceptos más el Programa de

Integración Social y la Contribución para la Financiación de la Seguridad Social – PIS/COFINS, ejercicio 2010, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de plataformas de exploración y servicios relacionados utilizados 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 IRRF y CIDE del ejercicio 2009, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de embarcaciones de exploración y 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. El proceso se encuentra en segunda instancia administrativa federal.

Canadá

Las autoridades fiscales canadienses *("Canada Revenue Agency",* CRA) rechazaron la aplicación de determinados incentivos fiscales relacionados con los activos de Canaport. Repsol Energy Canadá Ltd. y Repsol Canadá, Ltd. recurrieron las correspondientes actas de inspección (2005-2008) sucesivamente en vía administrativa y judicial. El 27 de enero de 2015 el *Tax Court* de Canadá dictó sentencia favorable para Repsol. No obstante, dicha sentencia fue recurrida por la Corona ante el Tribunal Federal de Apelaciones ("*Federal Court of Appeal*") el pasado 9 de marzo de 2015.

Igualmente el CRA efectúa con carácter periódico revisiones de la situación tributaria de las sociedades del Grupo Talisman residentes en Canadá. En 2015 se han efectuado actuaciones de comprobación e investigación relacionadas con los ejercicios 2006 a 2010. En el marco de dichas actuaciones, el CRA ha cuestionado, entre otras, el tratamiento otorgado de determinadas operaciones de reestructuración, sin que hasta el momento y en líneas generales dichas actuaciones hayan derivado en actuaciones judiciales.

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.

Asimismo 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.

Por otra parte la compañía Oleoducto de Crudos Pesados, S.A. (OCP), 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 una primera 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. Adicionalmente, el Gobierno destituyó a los miembros de la Corte Nacional que habían fallado a favor de la compañía. Posteriormente, la Corte Nacional ha emitido tres resoluciones en sentido contrario a la primera (favorables a los intereses del SRI) en relación a los ejercicios 2003 a 2006. OCP ha ejercido las acciones oportunas ante la Corte Constitucional y está analizando la posibilidad de interponer una demanda de arbitraje contra el Gobierno de Ecuador por distintos motivos.

España

En 2013 finalizaron 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 anularon 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, éstas han sido anuladas en su totalidad por los Tribunales de justicia.

Por otra parte, las liquidaciones y sanciones derivadas de 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, todavía no son firmes en vía administrativa. Los asuntos discutidos, que están relacionados principalmente con el Impuesto sobre Sociedades (precios de transferencia, deducción de pérdidas por inversiones en el extranjero y deducciones por inversiones), 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.

En relación con la sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea de 27 de febrero de 2014, que declaró contrario al Derecho comunitario el Impuesto sobre la Venta Minorista de Determinados Hidrocarburos (IVMDH) que estuvo vigente desde 2002 hasta 2012, Repsol ha iniciado diversos procedimientos ante las Autoridades fiscales españolas en interés de sus clientes y en defensa de sus derechos para obtener la devolución de los importes indebidamente ingresados por el IVMDH. Aunque aún no han sido resueltos los procedimientos correspondientes a Repsol, el Tribunal Supremo ha estimado los primeros recursos presentados por otros interesados.

Por último, en el ejercicio 2015 han comenzado los procedimientos de inspección del impuesto sobre sociedades, sobre el valor añadido y otros impuestos y retenciones, por los ejercicios 2010-2013.

Indonesia

Las autoridades fiscales de Indonesia vienen cuestionando diversos aspectos relativos a la imposición sobre el beneficio de los establecimientos permanentes que el Grupo Talisman tiene en el país. En su caso, los litigios en los que se sustancian las mencionadas actuaciones se encuentran pendientes de resolución en vía judicial.

Malasia

Talisman Malaysia Ltd. y Talisman Malaysia (PM3) Ltd., filiales del grupo Talisman con actividad en Malasia, recibieron una notificación de la *"Inland Revenue Board" (IRB)* por los ejercicios 2007, 2008 y 2011 en la que se cuestiona principalmente la deducibilidad de determinados gastos. Las actuaciones mencionadas se encuentran residenciadas en sede administrativa previa a la judicial.

Timor Oriental

Las autoridades de Timor Oriental han cuestionado a TLM Resources (JPDA 06-105) Pty Limited, filial del grupo Talisman en dicho país, la deducibilidad de ciertos gastos en el Impuesto sobre Beneficios. El cuestionamiento se encuentra en una etapa muy preliminar de discusión con las autoridades.

Trinidad y Tobago

En 2015 la compañía BP Trinidad&Tobago LLC, en la que participa Repsol con un 30% junto al Grupo BP, ha firmado un acuerdo con las autoridades locales ("*Board of Inland Revenue*") para resolver la mayoría de las cuestiones en disputa en relación con los ejercicios 2003 a 2009 sobre varios impuestos: "*Petroleum Profit Tax*" (impuesto sobre sociedades), "*Supplemental Petroleum Tax*" (impuesto a la producción), retenciones sobre rentas de no residentes y los asuntos recurrentes para los años no inspeccionados (ejercicios 2010-2014).

Posteriormente, la Administración ha dictado una nueva acta por la que exige pagos adicionales en relación con los ejercicios 2007-2009 (que estaban incluidos en el acuerdo antes mencionado y por tanto se consideraban ya revisados y cerrados). La compañía ha interpuesto el oportuno recurso administrativo.

Dada la incertidumbre generada por la materialización de los riesgos fiscales existentes asociados a litigios y otras contingencias fiscales, el Grupo tiene dotadas provisiones que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos. El importe registrado en el balance del Grupo a 31 de diciembre de 2015 asciende a 1.524 millones de euros (649 millones de euros de diciembre 2014). El incremento viene motivado fundamentalmente por la incorporación de las provisiones y del valor razonable de los pasivos contingentes identificados como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra de Talisman a la fecha de adquisición (ver apartado 4.1).

(21) INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN

21.1) Ventas e ingresos por prestación de servicios

La distribución del epígrafe "*Ventas e ingresos por prestación de servicios*" por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, es la siguiente:

	Millones de euros	
Áreas Geográficas	2015	2014
España	20.816	24.685
Unión Europea	6.473	7.789
Países O.C.D.E.	4.704	4.908
Resto de países	7.744	8.460
Total	**39.737**	**45.842**

Este epígrafe 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 6.205 millones de euros en 2015 y 6.077 millones de euros en 2014.

21.2) Ingresos por provisiones por deterioro y enajenaciones de inmovilizado

Los citados ingresos recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2015	2014
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro	108	206
Beneficios por enajenación de inmovilizado	551	84
Total	**659**	**290**

En 2015 los beneficios por enajenación de inmovilizado corresponden fundamentalmente a: i) la venta de la participación en la Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. "CLH" por importe de 293 millones de euros (ver Nota 4.2), ii) la venta de licencias exploratorias en Canadá por importe de 60 millones de euros, iii) la venta de parte de los activos de gas canalizado en España por un importe de 51 millones de

euros (ver Nota 9) y iv) diversas operaciones de compra y venta de acciones de Gas Natural SDG, S.A. por 109 millones de euros.

En 2014, los beneficios por enajenación de inmovilizado correspondían fundamentalmente a operaciones de dilución de participación en activos del *Upstream* ("*farm-outs*") en Australia (cesión del 55% del bloque WA-480-P), en Perú (acuerdo sobre el Lote 57 en el que Repsol mantiene el 53,84%) y en Aruba (venta del 65% del contrato de participación en la producción de dicho país) por importe de 60 millones de euros.

21.3) Otros ingresos de explotación

Destacan en 2015 los ingresos reconocidos por la valoración de los instrumentos derivados comerciales, ver Nota 17.

En 2014 respecto al epígrafe "*Otros ingresos de explotación*", Repsol, S.A. y Naturgás Energía Grupo, S.A. acordaron cancelar anticipadamente el contrato de transporte marítimo a largo plazo para el transporte de determinadas cantidades de GNL adquiridas por Naturgás. Como contraprestación Naturgás pagó a Repsol, S.A. 95 millones de dólares en dos plazos. En este sentido, el Grupo registró en el epígrafe "*Otros ingresos de explotación*" un importe de 69 millones de euros antes de impuestos estando pendiente de cobro a cierre del ejercicio 34 millones de euros correspondientes al segundo pago y que finalmente se cobró en 2015.

Adicionalmente, en relación con la regulación en España del GLP envasado (ver Anexo IV), la Audiencia Nacional y el Tribunal Superior de Justicia se reconocieron en 2014 el derecho de Repsol Butano, S.A. a ser indemnizada por las pérdidas derivadas de la aplicación de la fórmula de precios correspondiente a los trimestres segundo al cuarto de 2011 y primero, segundo y tercero de 2012, lo que supuso reconocer en dicho ejercicio unos ingresos por importe de 93,5 millones de euros antes de impuestos. En noviembre de 2015 el Tribunal Supremo ha confirmado uno de los anteriores pronunciamientos de la Audiencia Nacional, ver Nota 28 "*Contingencias legales*". En atención a este pronunciamiento de nuestro Tribunal Supremo, en 2015 se han reconocido en Repsol Butano, S.A. unos ingresos por importe de 36,5 millones de euros comprensivos de las pérdidas reclamadas por Repsol Butano, S.A. relativas al primer trimestre de 2011, cuyo ingreso no se reconoció en 2014 por la existencia de una sentencia inicial desestimatoria del Tribunal Superior de Justicia de Madrid, más los intereses legales devengados a 31 de diciembre de 2015 del total de los importes principales reclamados en los trimestres arriba mencionados.

Incluye las subvenciones de explotación registradas como ingreso en los ejercicios 2015 y 2014 por importe de 28 y 25 millones de euros respectivamente.

21.4) Aprovisionamientos

El epígrafe "*Aprovisionamientos*" recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2015	2014
Compras	28.028	37.271
Variación de existencias	805	983
Total	**28.833**	**38.254**

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 e ingresos por prestación de servicios*" de esta nota.

21.5) Gastos de personal

El epígrafe "*Gastos de personal*" recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2015	2014
Remuneraciones y otros	1.624	1.293
Costes de seguridad social	505	436
Total	**2.129**	**1.729**

21.6) Otros gastos de explotación

El epígrafe *"Otros gastos de explotación"* recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2015	2014
Transportes y fletes	1.356	1.118
Tributos	229	302
Servicios exteriores	4.026	3.017
Otros Gastos	929	410
Total	**6.540**	**4.847**

Los costes de exploración en 2015 y 2014 ascienden a 1.529 y 811 millones de euros, de los cuales 657 y 398 millones de euros se encuentran registrados en el epígrafe "*Amortizaciones de inmovilizado*" y 556 y 108 millones de euros en el epígrafe "*Dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de inmovilizado*" en 2015 y 2014 respectivamente.

En el ejercicio 2015 los principales costes de exploración se realizaron en Europa 276 millones de euros, en África 566 millones de euros y en Norteamérica 522 millones de euros. Los principales costes de exploración en 2014 se llevaron a cabo en Europa 228 millones de euros, en África 214 millones de euros y en Norteamérica 139 millones de euros.

El gasto reconocido en la cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2015 y 2014 a 90 y 87 millones de euros, respectivamente.

21.7) Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado

Los citados gastos recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2015	2014
Dotación de provisiones por deterioro (Notas 6, 7 y 22)	3.636	561
Pérdidas por enajenación de inmovilizado	55	27
Total	**3.691**	**588**

(22) DETERIORO DE ACTIVOS

En el entorno actual de bajos precios del crudo y del gas, el Grupo ha llevado a cabo una revisión de los escenarios económicas previsibles (ver Nota 3) de sus planes de negocio y de manera consistente, del valor recuperable de sus unidades generadoras de efectivo. Como consecuencia de ello, en 2015 se han reconocido dotaciones por deterioro de valor de activos por importe de 4.010 millones de euros, de los cuales corresponden a inmovilizado intangible y material 3.636 millones de euros (ver Nota 6 y 7) y a inversiones contabilizadas por el método de la participación 374 millones de euros (ver Nota 8).

Activos *Upstream*

En el segmento del *Upstream*, los deterioros de valor obedecen principalmente al endurecimiento de las condiciones de entorno: significativa bajada de los precios futuros esperados y aumento de las tasas de descuento en distintas áreas geográficas. En la Nota 3 se describen las principales hipótesis utilizadas para la estimación del valor recuperable de los activos del segmento *Upstream*.

En el ejercicio 2015 se han registrado deterioros de valor en activos *Upstream* por importe de 3.399 millones de euros[1], que afectan a:

- Norteamérica (1.073 millones de euros), principalmente en activos no convencionales.
- Sudeste Asiático (553 millones de euros), en Malasia, Papúa Nueva Guinea, Indonesia y Vietnam.
- Latinoamérica (834 millones de euros), principalmente en Venezuela[2] y Colombia.
- Europa y Norte de África (383 millones de euros), principalmente en Argelia y Noruega.
- Activos exploratorios (556 millones de euros), principalmente en Angola y Estados Unidos, dado que el escenario actual de precios no permite concluir favorablemente sobre la viabilidad comercial de determinados bonos y sondeos capitalizados[3].

El valor recuperable de los activos deteriorados asciende a 12.766 millones de euros.

Las variaciones en las curvas de precios futuros estimados o en las tasas de descuento utilizadas (ver Nota 3) afectarían al importe del deterioro del valor de los activos del segmento *Upstream*. Las principales sensibilidades a esas variaciones sin tener en cuenta las posibles adaptaciones de los planes operativos que permitirían mitigar el impacto negativo de dichas variaciones se indican a continuación:

		Millones de euros	
	Incremento (+) / descenso (-)	Resultado de explotación	Resultado Neto
Variación en los precio del crudo y gas	+5%	1.006	676
	-5%	(1.410)	(952)
Variación en la tasa de descuento	+100 p.b.	(1.195)	(763)
	-100 p.b.	792	501

[1] Incluye deterioros de valor de inversiones contabilizadas por el método de la participación por importe de 331 millones de euros.

[2] El deterioro registrado en Venezuela (408 millones de euros) refleja no solo el descenso de los precios del crudo sino también las incertidumbres asociadas a la situación económica y cambiaria en Venezuela. Incluye deterioros sobre el inmovilizado material y sobre los activos de las inversiones contabilizadas por el método de la participación (ver Nota 8). La tasa de descuento utilizada para el cálculo del valor recuperable de los activos deteriorados ha sido del 14,4%. Adicionalmente, se han registrado provisiones por importe de 56 millones de euros por la financiación otorgada a nuestros negocios en Venezuela y otras cuentas por cobrar.

[3] Adicionalmente se han registrado provisiones por contratos onerosos de plataformas de perforación (169 millones de euros; de los cuales 160 millones de euros han sido registrados en el epígrafe "*Provisiones no corrientes*", ver Nota 14, y 9 millones de euros en el epígrafe "*Inversiones contabilizadas por el método de la participación*").

Activos *Downstream*[1]

En el segmento del *Downstream,* los menores precios de la energía y de la materia prima suponen en términos generales una mejor valoración de sus negocios. Sin embargo, se ha registrado un deterioro de los activos del negocio de *Gas&Power* en Norteamérica (planta de regasificación de Canaport y compromisos asociados a los gaseoductos para el transporte de gas) por un importe de 362 millones de euros (neto de la reversión de una provisión de onerosidad, ver Nota 14) como consecuencia de la evolución prevista de los volúmenes, precios y márgenes del gas. La tasa de descuento utilizada para el cálculo del valor recuperable de dicho activo ha sido del 5,5%.

Deterioros registrados en 2014

En 2014 se realizaron dotaciones y reversiones de provisiones por deterioro de activos por un saldo neto, antes de impuestos, de 346 millones de euros. Adicionalmente, en relación con el análisis de deterioro de valor de las unidades generadoras de efectivo, se dotaron diversas provisiones por onerosidad por importe de 282 millones de euros (ver Nota 14).

En el segmento del *Upstream*, destacaron las siguientes provisiones por deterioro de activos:

- En activos no convencionales del yacimiento Mississippian Lime (*Mid-Continent*), por importe de 319 millones de euros antes de impuestos.

- En el campo Reganne en Argelia, como consecuencia del descenso de los precios del crudo, por importe de 64 millones de euros antes de impuestos.

- En relación con el sondeo exploratorio Sandía, se registró una provisión por importe de 89 millones de euros antes de impuestos.

- En relación con el Bloque 39 en Perú se registró un deterioro de 28 millones de euros. El Bloque 39 fue transmitido en 2014.

- Deterioros de bonos exploratorios ("*Otro inmovilizado intangible*") en Namibia y Estados Unidos por importe de 20 millones de euros.
-

En el segmento del *Downstream* destacó la provisión por deterioro en los activos de cogeneración por importe de 21 millones de euros antes de impuestos.

1 En 2015 se han registrado otros deterioros menores en diversos activos de *Downstream* por importe de 76 millones de euros.

(23) INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

El detalle por naturaleza de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2015 y 2014 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Ingresos financieros	118	112
Gastos financieros	(519)	(414)
Intereses de la deuda	**(401)**	**(302)**
Por tipo de interés	8	(29)
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	8	(29)
Por tipo de cambio	833	253
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	1.037	557
Diferencias de cambio	(204)	(304)
Otras posiciones	7	1
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	7	1
Resultado de posiciones [1]	**848**	**225**
Actualización financiera de provisiones	**(121)**	**(63)**
Intereses intercalarios [2]	**129**	**81**
Arrendamiento financiero	(147)	(126)
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros [3]	170	369
Otros ingresos	32	22
Otros gastos	(60)	(54)
Otros ingresos y gastos financieros	**(5)**	**211**
RESULTADO FINANCIERO	**450**	**152**

(1) Incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera (ver apartado 4 de la Nota 2) y los resultados registrados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados. En 2015 destacan los ingresos correspondientes a los contratos derivados sobre posiciones de divisa (ver Nota 17). En 2014 incluye el resultado positivo de las diferencias de cambio de la cartera de bonos entregados por la República Argentina, originadas desde la entrega de los mismos hasta su fecha de monetización (ver Nota 4).

(2) Los intereses intercalarios se presentan en la cuenta de pérdidas y ganancias dentro del epígrafe "*Gastos financieros*".

(3) En 2015 incluye, principalmente, las plusvalías generadas por la recompra de bonos de Talisman por importe de 213 millones de euros. En 2014 incluye, fundamentalmente, los resultados generados por la venta de las acciones no expropiadas del Grupo en YPF S.A. e YPF Gas S.A. por importe de 453 millones de euros y de los bonos entregados por la República Argentina por importe negativo de 53 millones de euros (ver apartados 4.1 y 4.3 de la Nota 4, respectivamente).

(24) FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN

En los ejercicios 2015 y 2014 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	2015	2014
Resultado antes de impuestos		**(2.084)**	**1.122**
Ajustes de resultado:		**5.727**	**1.410**
Amortización del inmovilizado	6 y 7	2.988	1.796
Provisiones operativas netas dotadas	14 y 22	3.636	676
Resultado por enajenación de activos no comerciales	4 y 21	(471)	11
Resultado financiero	23	(450)	(152)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	8	94	(892)
Otros ajustes (netos)		(70)	(29)
Cambios en el capital corriente: [(1)]		**1.370**	**966**
Incremento/Decremento Cuentas a cobrar		1.007	(142)
Incremento/Decremento Inventarios		1.232	1.188
Incremento/Decremento Cuentas a pagar		(869)	(80)
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		**(163)**	**(315)**
Cobros de dividendos		363	530
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(128)	(611)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(398)	(234)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		**4.850**	**3.183**
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación de operaciones interrumpidas		**-**	**(86)**

(1) Principalmente por el descenso de los precios del crudo y del gas en 2015.

(25) INFORMACIÓN SOBRE OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS

Repsol realiza transacciones con partes vinculadas dentro de las condiciones generales de mercado. 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.

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 2015 [(1)]
Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona [(2)]	12,20
Sacyr Vallehermoso, S.A. [(3)]	8,73
Temasek Holdings (Private) Limited [(4)]	5,11

Nota: Datos disponibles para la Sociedad a 31 de diciembre de 2015 provenientes 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).

(1) Datos previos al cierre de la ampliación de capital liberada descrita en el apartado 13.1 Capital social.
(2) La Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ostenta su participación a través de CaixaBank, S.A.
(3) Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L.
(4) Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.

b. Administradores y directivos: entendiendo como tales los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité Ejecutivo Corporativo creado el 8 de Mayo de 2015 y los miembros del antiguo Comité de Dirección, que tienen consideración de "personal directivo" a efectos de este apartado (ver Nota 26.4).

c. Personas, sociedades o entidades del Grupo: incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo que no se eliminan en el proceso de consolidación, que fundamentalmente son las transacciones realizadas con sociedades integradas por el método de la participación.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados a 31 de diciembre por operaciones con partes vinculadas:

Millones de euros	2015				2014			
GASTOS E INGRESOS	**Accionistas significativos**	**Administradores y directivos**	**Personas, sociedades o entidades del grupo**	**Total**	**Accionistas significativos**	**Administradores y directivos**	**Personas, sociedades o entidades del grupo**	**Total**
Gastos financieros	15	-	41	56	6	-	32	38
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	1	1	-	-	-	-
Arrendamientos	1	-	3	4	2	-	3	5
Recepciones de servicios	14	-	306	320	8	-	350	358
Compra de bienes (terminados o en curso) (2)	-	-	6.409	6.409	1.519	-	6.854	8.373
Otros gastos	20	-	1	21	16	-	1	17
TOTAL GASTOS	**50**	**-**	**6.761**	**6.811**	**1.551**	**-**	**7.240**	**8.791**
Ingresos financieros	39	-	94	133	37	-	50	87
Contratas de gestión o colaboración	-	-	5	5	-	-	5	5
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-	-	-	3	3
Arrendamientos	1	-	4	5	1	-	3	4
Prestaciones de servicios	8	-	7	15	9	-	4	13
Venta de bienes (terminados o en curso)(3)	96	-	645	741	64	-	862	926
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	52	52	-	-	1	1
Otros ingresos	-	-	93	93	1	-	112	113
TOTAL INGRESOS	**144**	**-**	**900**	**1.044**	**112**	**-**	**1.040**	**1.152**

Millones de euros	2015				2014			
OTRAS TRANSACCIONES	**Accionistas significativos**	**Administradores y directivos (1)**	**Personas, sociedades o entidades del grupo**	**Total**	**Accionistas significativos**	**Administradores y directivos (1)**	**Personas, sociedades o entidades del grupo**	**Total**
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	70	-	-	70	46	-	-	46
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista) (4)	-	-	2.559	2.559	1	-	2.091	2.092
Contratos de arrendamiento financiero (arrendador)	-	-	4	4	-	-	5	5
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	23	-	23	46	15	-	-	15
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) (5)	565	-	3.925	4.490	509	-	3.463	3.972
Garantías y avales prestados (6)	335	-	2.389	2.724	64	-	1.664	1.728
Garantías y avales recibidos	63	-	4	67	34	-	-	34
Compromisos adquiridos (7)	2.233	-	7.608	9.841	80	-	7.463	7.543
Compromisos / garantías cancelados	-	-	-	-	-	-	8	8
Dividendos y otros beneficios distribuidos (8)	350	-	24	374	652	1	-	653
Otras operaciones (9)	1.386	-	-	1.386	1.607	-	-	1.607

(1) Incluye, en su caso, aquellas transacciones realizadas a 31 de diciembre con Administradores y Directivos no incluidas en la Nota 26 sobre Remuneraciones recibidas por los Administradores y Directivos, que corresponderían al saldo vivo a la fecha de los préstamos concedidos a la alta dirección y sus correspondientes intereses devengados así como los dividendos y otras retribuciones recibidas por tenencia de acciones de la Sociedad.

(2) A 31 de diciembre la columna "*Personas, sociedades o entidades del Grupo*" incluye, principalmente, compras de bienes con el grupo Gas Natural Fenosa (GNF), BPRY Caribbean Ventures LLC (BPRY) y el grupo Repsol Sinopec Brasil (RSB) por importe de 872, 424 y 490 millones de euros en 2015, respectivamente y 1.113, 629 y 382 millones de euros en 2014 (ver Nota 8). En 2014 la columna "*accionistas significativos*" incluía las compras de crudo al grupo Pemex hasta el 4 de junio de 2014, momento en el que perdió su consideración de parte vinculada.

(3) Incluye, principalmente, ventas de producto al grupo Gas Natural Fenosa (GNF), Iberian Lube Base Oil, S.A. (ILBOC) y BPRY Caribbean Ventures LLC (BPRY) por importe en 2015 de 226, 184 y 153 millones de euros y en 2014 de 291, 71 y 223 millones de euros, respectivamente.

(4) Incluye préstamos concedidos a sociedades del Grupo con sociedades integradas por el método de la participación (ver Nota 10.4), así como las líneas de crédito no dispuestas por estas sociedades.

(5) A 31 de diciembre la columna "*Accionistas significativos*" incluye líneas de crédito con la Caixa por el importe máximo concedido, que asciende a 370 millones de euros en 2015 y 2014. La columna "*Personas, sociedades o entidades del Grupo*" incluye fundamentalmente el préstamo concedido por Repsol Sinopec Brasil S.A. a sus accionistas (ver Nota 15 "*Pasivos financieros*" en 2015) así como las líneas de crédito no dispuestas con las sociedades integradas por el método de la participación.

(6) En 2015 y 2014 incluye 1.370 y 1.506 millones de euros, respectivamente, correspondientes a 3 garantías emitidas por Repsol S.A. en relación con los contratos de arrendamiento de tres plataformas flotantes de su filial Guará B.V. Adicionalmente, a 31 de diciembre de 2015 incluye 834 millones de euros, correspondientes a las contragarantías otorgadas por Talisman Energy Inc asociadas a las garantías bancarias emitidas en nombre de su filial Talisman Sinopec Energy UK Ltd (TSEUK) cubriendo obligaciones de desmantelamiento derivadas de su actividad exploratoria en el Mar del Norte (ver Nota 29.2).

(7) Corresponde a los compromisos de compras neto de los compromisos de ventas, vigentes a 31 de diciembre. En 2015, destaca el compromiso de venta de gas de 367,5 mmBtu diarios de Talisman en el bloque *Corridor* en Indonesia con Gas Supply Pte. Ltd subsidiaria del accionista significativo Temasek Holdings Limited con vencimiento en el año 2023 (ver Nota 29.1).

(8) Los importes consignados como dividendos y otros beneficios distribuidos incluyen los importes correspondientes a 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 2015 (y en la tabla 2014: enero y julio 2014), en el marco del programa de retribución a los accionistas "*Repsol Dividendo Flexible*" (ver Nota 13.6). Por el contrario no se incluyen, en 2015 ni en 2014 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 cerradas en enero de 2016 y 2015, que en el caso de los accionistas significativos ha ascendido a 167 millones de euros en 2015 (173 millones de euros en 2014). Dichos derechos figuran registrados como una cuenta a pagar a 31 de diciembre. Tampoco se incluyen las acciones de Repsol suscritas en las referidas ampliaciones de capital.

(9) En 2015 y 2014 incluye fundamentalmente cuentas remuneradas y depósitos por importe de 926 y 1.000 millones de euros respectivamente y operaciones de cobertura de tipo de interés por 80 y 74 millones de euros con el grupo la Caixa.

(26) RETRIBUCIONES A LOS MIEMBROS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL DIRECTIVO

26.1) Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

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 fijada a tal efecto por la Junta General Ordinaria de Accionistas o en la Política de Remuneraciones de los Consejeros, correspondiendo al Consejo de Administración la determinación de la cantidad exacta a abonar dentro de dicho límite y su distribución entre los distintos Consejeros, teniendo en cuenta las funciones y responsabilidades atribuidas a cada Consejero, la pertenencia a comisiones dentro del Consejo, los cargos desempeñados por cada uno de ellos dentro del Consejo y las demás circunstancias objetivas que considere relevantes.

El límite máximo establecido en la Política de Remuneraciones de los Consejeros aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas el 30 de abril de 2015, bajo el punto decimonoveno del Orden del Día, es de 8,5 millones de euros.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente y con el sistema aprobado por el Consejo de Administración, a propuesta de la antigua Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe a percibir anualmente por la pertenencia al Consejo y a cada una de sus Comisiones[1] ascendió, en los ejercicios 2015 y 2014, a los siguientes importes:

[1] El Consejo de Administración acordó, el 25 de junio de 2015, modificar el Reglamento del Consejo de Administración, dividendo la Comisión de Nombramientos y Retribuciones en dos comisiones distintas y creando la nueva Comisión de Sostenibilidad, en sustitución de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.

Órgano de Gobierno	Euros 2015	2014
Consejo de Administración	176.594	176.594
Comisión Delegada	176.594	176.594
Comisión de Auditoría y Control	88.297	88.297
Comisión de Sostenibilidad (antigua Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa)	44.149	44.149
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	44.149	44.149
Comisión de Nombramientos	22.075	-
Comisión de Retribuciones	22.075	-

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2015 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo, y con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 6,5 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

	Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)							
Consejo de Administración	Consejo	C. Delegada	C. Auditoría	C. Nombram.y Retribuciones	C. Nombram.	C. Retribuc.	C. Sostenib.	**TOTAL**
Antonio Brufau Niubó [1]	1.511.393	176.594	-	-	-	-	-	1.687.987
Luis Suárez de Lezo	176.594	176.594	-	-	-	-	-	353.188
Josu Jon Imaz	176.594	176.594	-	-	-	-	-	353.188
Henri Philippe Reichstul	176.594	176.594	-	-	-	-	-	353.188
Javier Echenique Landiribar	176.594		88.297	-	-	-	44.148	309.039
Artur Carulla Font	176.594	176.594	-	22.074	11.037	11.037	-	397.337
Gonzalo Gortázar Rotaeche [2]	117.729	-	-	7.358	11.037	11.037	22.074	169.235
José Manuel Loureda Mantiñán	176.594	-	-	22.074	11.037	11.037	44.148	264.891
Luis Carlos Croissier Batista	176.594	-	88.297	-	-	-	44.148	309.039
Isidro Fainé	176.594	176.594	-	-	-	-	-	353.188
Juan María Nin [3]	44.149	-	-	11.037	-	-	11.037	66.223
Ángel Durández Adeva	176.594	-	88.297	-	-	-	-	264.891
Mª Isabel Gabarró Miquel	176.594	-	-	22.074	11.037	11.037	44.148	264.891
Mario Fernández Pelaz [4]	176.594	-	80.939	22.074	11.037	11.037	-	301.682
Manuel Manrique Cecilia	176.594	176.594	-	-	-	-	-	353.188
Rene Dahan	176.594	176.594	-	-	-	-	-	353.188
J. Robinson West	176.594	176.594	-	-	-	-	-	353.188

(1) El Sr. Brufau cesó en sus funciones ejecutivas el 30 de abril de 2015, aprobando la Junta General de Accionistas en la misma fecha su reelección como Presidente no Ejecutivo del Consejo de Administración y sus nuevas condiciones retributivas, aplicables a partir del 1 de mayo de 2015 y consistentes en una retribución fija de 2.500 miles de euros brutos anuales. De dicho importe se deducen las cantidades percibidas por el Sr. Brufau por su pertenencia al Consejo de Administración y a las Comisiones de otras sociedades del Grupo Repsol, acuerdos conjuntos o asociadas. El cuadro recoge por tanto la retribución del Sr. Brufau como Presidente del Consejo de Administración y de la Comisión Delegada de Repsol, una vez descontada la devengada como miembro del Consejo de Administración de Gas Natural (ver apdo 26.1c) así como la retribución fija devengada como Presidente Ejecutivo desde el 1 de enero al 30 de abril de 2015 (ver apdo 26.1.b))

(2) D. Gonzalo Gortázar Rotaeche fue designado miembro del Consejo de Administración de Repsol, S.A., vocal de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones el 30 de abril de 2015 y vocal de la Comisión de Sostenibilidad el 25 de junio de 2015.

(3) D. Juan María Nin Génova renunció a su cargo de Consejero de Repsol, S.A., de vocal de la Comisión de Nombramientos y retribuciones y de Presidente de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa el 29 de abril de 2015.

(4) D. Mario Fernández Pelaz fue designado miembro de la Comisión de Auditoría y Control el 28 de enero de 2015.

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, acuerdo conjunto o asociada.

- Los Consejeros no ejecutivos únicamente perciben la retribución fija indicada en la tabla anterior, estando en todo caso excluidos de los sistemas de previsión social financiados por la Compañía para los supuestos de cese, fallecimiento o cualquier otro, y de los planes de incentivos ligados al desempeño de la compañía, a corto o largo plazo.

- Ninguna sociedad del Grupo, acuerdo conjunto 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 del Consejo de Administración, el Consejero Delegado y el Secretario General, para quienes rigen los compromisos previstos en sus respectivos contratos mercantiles de prestación de servicios, más adelante descritos.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

La remuneración monetaria fija devengada en el año 2015 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 2,843 millones de euros, correspondiendo 0,661 millones de euros a D. Antonio Brufau, quien como se ha indicado anteriormente cesó en sus funciones ejecutivas el 30 de abril de 2015, 0,983 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo y 1,200 millones de euros a D. Josu Jon Imaz.

La retribución en concepto de remuneración en especie (que incluye, entre otros conceptos, seguro de vida e invalidez y seguro médico), así como la retribución variable anual y plurianual, ha ascendido en 2015 a 1,336 millones de euros en el caso de D. Josu Jon Imaz y a 1,358 en el caso de D. Luis Suárez de Lezo.

En relación con el Plan de Fidelización, tal y como se detalla en la Nota 27.4) i.), con fecha 31 de mayo de 2015 se cumplió el periodo de consolidación del segundo ciclo del Plan. Como consecuencia de ello, D. Josu Jon Imaz consolidó derechos a la entrega de un total de 3.473 acciones brutas, valoradas a un precio unitario de 16,88 euros por acción, lo que supone un importe equivalente de 58.630 euros. Por su parte, D. Luis Suárez de Lezo consolidó derechos a la entrega de un total de 4.076 acciones brutas valoradas a ese mismo precio, suponiendo un importe equivalente de 68.814 euros.

En el caso del Sr. Brufau, la remuneración en especie y los ingresos a cuenta/retenciones ligados a las retribuciones en especie, han ascendido a un total de 0,534 millones de euros. Por lo que se refiere a los Planes de Fidelización de los que el Sr. Brufau era partícipe, al cesar éste en el desempeño de sus funciones ejecutivas se le han liquidado, con fecha 30 de abril de 2015 y conforme a lo dispuesto en las Condiciones Generales que regulan los Planes, los derechos a la entrega de acciones consolidadas por importe de 0,213 millones de euros.

Las referidas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado e) siguiente.

c) Por su pertenencia a Consejos de Administración de sociedades participadas

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2015 por los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, acuerdos conjuntos o asociadas, asciende a 0,357 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Euros	
	Gas Natural	Petronor
Antonio Brufau Niubó [1]	151.500	-
Josu Jon Imaz	-	38.982
Luis Suárez de Lezo	166.500	-

[1] El importe de la retribución percibida por el Sr Brufau por su pertenencia al Consejo de Administración de Gas Natural se deduce de la retribución percibida como Presidente del Consejo de Administración de Repsol, S.A.

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 aportaciones a planes de pensiones, premio de permanencia y planes de previsión.

El coste de las aportaciones a planes de pensiones, al premio de permanencia, y a planes de previsión, en el que ha incurrido la Compañía por los miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas en el Grupo ha ascendido en 2015 a 0,457 millones de euros, correspondiendo 0,254 millones de euros a D. Josu Jon Imaz y 0,203 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

Por petición del Sr. Brufau, el 12 de marzo de 2013, la Compañía dejó de realizar aportaciones a su sistema de previsión para la cobertura de jubilación, extinguiéndose el compromiso que Repsol S.A. tenía asumido al efecto.

26.2) Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2015 ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol.

26.3) Otras operaciones con los administradores

Durante el ejercicio 2015, los Administradores de Repsol no han realizado con la Sociedad o con Sociedades del Grupo Repsol ninguna operación relevante, fuera del giro o tráfico ordinario, o en condiciones distintas de las estándar para clientes o de las normales de mercado.

El Consejero Delegado y el Consejero Secretario General se adhirieron a los ciclos 2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018 del Plan de Fidelización a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual, descrito en la Nota 27.

Sin perjuicio de que durante el ejercicio 2015 no se ha comunicado al Consejo de Administración ninguna situación de conflicto de intereses, directo o indirecto, conforme a lo previsto en el artículo 229 de la Ley de Sociedades de Capital, durante dicho ejercicio los acuerdos del Consejo de Administración y de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones relativos a la reelección de Consejeros y 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.

26.4) Retribución del personal directivo

a) Alcance

A efectos de la información recogida en este apartado, Repsol considera "*personal directivo*" a los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo creado el 8 de mayo de 2015 y a los miembros del antiguo Comité de Dirección. Durante 2015 un total de 12 personas han formado parte del Comité de Dirección y/o del Comité Ejecutivo Corporativo. 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.

A continuación se detallan las remuneraciones devengadas en 2015 por las personas que, en algún momento del citado periodo y durante el tiempo que han ocupado dicha posición, han sido miembros del

antiguo Comité de Dirección o del actual Comité Ejecutivo Corporativo del Grupo. Salvo que se indique lo contrario, la información sobre "*directivos*" no incluye la correspondiente a las personas en las que concurre también la condición de Consejeros de Repsol, S.A., dado que la información correspondiente a estas personas se incluye en el apartado de 1 esta nota.

b) Sueldos y salarios

El personal directivo percibe una retribución fija y una retribución variable. Esta última consta de un bono anual, y de un bono plurianual, calculados ambos como un determinado porcentaje sobre la retribución fija, que se perciben en función del grado de cumplimiento de determinados objetivos.

En el ejercicio 2015, la retribución del personal directivo que ha formado parte del Comité de Dirección responde al siguiente detalle:

	Millones de euros
Sueldo	5,538
Dietas	0,124
Remuneración Variable	6,319
Remuneraciones en Especie [1]	1,081

[1] Incluye los derechos consolidados a la entrega de 22.445 acciones brutas adicionales tras la finalización del periodo de consolidación del segundo ciclo del Plan de Fidelización, con un valor de 16,88 euros por acción, lo que supone un valor equivalente de 378.866 euros.

De acuerdo a lo anterior, la retribución total asciende a 13,062 millones de euros.

c) Plan de previsión de directivos.

El importe de las aportaciones correspondientes a 2015, 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 2015 en relación con los planes de pensiones adaptados a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones que mantiene con el personal directivo (ver apartado 19 de la Nota 2 y Nota 27), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida y accidentes, ha ascendido a 0,544 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 2015, la Sociedad tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,052 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio del 2,45% durante el presente ejercicio.

26.5) Indemnizaciones al personal directivo

A los miembros del personal directivo al que se refiere esta nota (ver apartado 4 de esta Nota) 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 apartado 4 de esta Nota), así como a los Consejeros que durante 2015 han desempeñado funciones ejecutivas.

En 2015, las indemnizaciones por parte del personal directivo de la compañía por extinción de contrato y pacto de no concurrencia ascienden a 15,3 millones de euros.

26.6) Otras operaciones con el personal directivo

Durante el ejercicio 2015 los miembros del personal directivo de Repsol no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol ninguna operación relevante, fuera del giro o tráfico ordinario, o en condiciones distintas de las estándar para clientes o de las normales de mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, los miembros del personal directivo se han adherido a los ciclos, 2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018 del Plan de Fidelización, descrito en la Nota 27.

(27) OBLIGACIONES CON EL PERSONAL

27.1) 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. Adicionalmente, fuera de España, algunas sociedades del Grupo disponen de planes de pensiones de aportación definida para sus empleados.

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 61 millones de euros en 2015 y 44 millones de euros en 2014.

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 base 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 registrado en el epígrafe "*Gastos de personal*" de la cuenta de resultados en los ejercicios 2015 y 2014 ha ascendido a 17 y 14 millones de euros, respectivamente.

27.2) Planes de pensiones de prestación definida

Repsol tiene contratados planes de pensiones de prestación definida para determinados colectivos. El importe total cargado en la cuenta de resultados del Grupo en 2015 y 2014 ha sido de 3 y 1 millón de euros, respectivamente y los importes provisionados en el balance de situación por dichos planes asciende a 31 de diciembre de 2015 y 2014 a 88 y 24 millones de euros, respectivamente (ver Nota 14 "*Provisiones corrientes y no corrientes*"). El incremento se explica por la incorporación de los planes de prestación

definida en Canadá y Noruega de Talisman (ver Nota 4.1).

27.3) 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.

Al cierre del ejercicio se encuentran vigentes los programas de incentivos 2012-2015, 2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018. El Programa 2011-2014 se cerró de acuerdo a sus bases el 31 de diciembre de 2014 y sus beneficiarios han percibido la retribución variable correspondiente en el ejercicio 2015.

Los cuatro programas vigentes (2012-2015, 2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018), 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 cuatrimestre 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.

Para asumir los compromisos derivados de estos programas se ha registrado un gasto en la cuenta de resultados de los ejercicios 2015 y 2014 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 23 y 12 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2015 y 2014, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 52 y 42 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

27.4) 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 de sus beneficiarios con los intereses a largo plazo de la Compañía y de sus accionistas. Se instrumenta a través de un plan de compra de acciones 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, recibirían una acción adicional por cada tres acciones que hubieran adquirido inicialmente.

Por simplicidad en la instrumentación del Plan de Fidelización se ha determinado que sus beneficiarios serán quienes participen en los programas de retribución plurianual y el importe máximo que podrán

invertir en el Plan será el 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.

A la fecha de formulación de las presentes cuentas anuales, se encuentran vigentes los ciclos tercero, cuarto y quinto (2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018) 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
Tercer ciclo (2013-2016) [1]	200	172.302	18,22	57.366
Cuarto ciclo (2014-2017)	218	150.271	20,72	50.026
Quinto ciclo (2015-2018)	219	170.302	17,41	56.698

[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 quinto ciclo del Plan (2015-2018), los actuales miembros del Comité Ejecutivo Corporativo han adquirido un total de 63.040 acciones. Considerando el número de acciones que adquirieron en el tercer ciclo (un total de 51.224 acciones), en el cuarto ciclo (un total de 47.645 acciones), Repsol habría adquirido con estas personas un compromiso de entrega de 17.072 acciones al vencimiento del período de consolidación del tercero, 15.879 acciones al vencimiento del período de consolidación del cuarto y 21.012 acciones al vencimiento del período de consolidación del quinto, sujeto en todo caso, al cumplimiento del resto de requisitos del Plan.

Como consecuencia de este Plan, a 31 de diciembre de 2015 y 2014, se ha registrado un gasto en el epígrafe "*Gastos de personal*" con contrapartida en el epígrafe "*Otras reservas*" del patrimonio neto por importe de 0,60 y 0,85 millones de euros, respectivamente.

El 31 de mayo de 2015 se cumplió el periodo de consolidación del segundo ciclo del Plan. Como consecuencia de ello, 171 beneficiarios (entre ellos, los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo) consolidaron derechos a la entrega de un total de 71.932 acciones brutas. Una vez descontado el ingreso a cuenta a realizar por la Sociedad, los beneficiarios recibieron el 11 de junio de 2015 un total de 54.435 acciones netas, valoradas a un precio unitario de 16,88 euros por acción, de conformidad con las condiciones establecidas en el Plan. En concreto, los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo (incluyendo a los que ostentan la condición de Consejeros) consolidaron derechos a la entrega de un total de 29.994 acciones brutas, recibiendo 20.487 acciones netas en la citada fecha y con la valoración indicada, una vez descontado el ingreso a cuenta a realizar por la Sociedad.

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 los años 2011-2012, por la Junta General Ordinaria de 31 de mayo de 2012 para el periodo 2013-2015, y por la Junta General Ordinaria de 30 de abril de 2015 para el período 2016-2018 (Plan 2016-2018).

Estos planes se dirigen a 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 el límite anual de 12.000 euros. 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.

Durante el ejercicio 2015 el Grupo ha adquirido 754.845 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 9 millones de euros para su entrega a los participantes del PAA 2015. En el ejercicio 2014 y en el marco

del PAA 2014, el Grupo adquirió 437.577 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 7,9 millones de euros (ver Nota 13).
Los miembros del Comité Ejecutivo Corporativo, conforme a los términos previstos en el Plan, han adquirido en 2015 un total de 7.504 acciones.

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.

(28) CONTINGENCIAS LEGALES

A 31 de diciembre de 2015, el balance consolidado de Repsol incluye provisiones por litigios por un importe total de 194 millones de euros (excluyendo las provisiones por contingencias fiscales detalladas en la Nota 20 *"Situación fiscal"* en su apartado *"Actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal"*). Este importe incluye las provisiones registradas como consecuencia de la adquisición de Talisman (ver Nota 4.1).

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.

Argentina

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 a 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 a 1997, suma que actualizada a 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.

El 4 de febrero de 2016 Repsol ha sido notificado de la sentencia que condena a YPF al pago de 98.208.681 pesos argentinos (7 millones de euros) más intereses (la "Sentencia"). Si bien la parte resolutiva de la sentencia no aclara expresamente que la demanda se rechaza respecto de Repsol, en el Considerando XXVI se le absuelve de la condena por daños ya que durante el periodo al que corresponde la condena (1993 a 1997) Repsol no era accionista de YPF. Para mayor claridad el 5 de febrero de 2016 Repsol presentó un recurso de aclaratoria a fin de obtener un pronunciamiento que expresamente rechace la demanda promovida contra Repsol. Dicha solicitud ha sido rechazada por el Tribunal por considerar que resultaba inútil al estar *"suficientemente claro el pronunciamiento respecto de la responsabilidad de Repsol S.A., tanto a juicio del suscripto como del propio presentante"* en la Sentencia. El 11 de febrero de 2016 la actora apeló la Sentencia aunque, al no haber presentado aún los fundamentos de la apelación, desconocemos si en la misma cuestiona la absolución de Repsol.

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 la venta por Maxus Energy Corporation ("Maxus") de su antigua filial química, Diamond Shamrock Chemical Company

(“Chemicals”) a Occidental Chemical Corporation (“OCC”). Maxus acordó indemnizar a Occidental frente a ciertas contingencias medioambientales relacionadas con las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986. 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 OCC por la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Chemicals que presuntamente 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 agosto de 2010 la demanda se amplió a YPF International, S.A. (“YPFI”), y a Maxus International Energy Company (“MIEC”).

El 26 de septiembre de 2012 OCC interpuso la “*Second Amended Cross Claim”* (“*Cross Claim*”) contra Repsol, YPF, Maxus (conjuntamente los “Demandados), Tierra y CLHH.

Entre junio de 2013 y agosto de 2014 los Demandados, entre otros, firmaron, sin reconocimiento de responsabilidad, distintos acuerdos con el Estado de Nueva Jersey, por los que mediante determinados pagos se obtuvo el desistimiento de las acciones del Estado de Nueva Jersey contra aquellos.

Con fecha 29 de enero de 2015 el Juez del litigio se pronunció respecto de ciertas *Motions to Dismiss* presentadas por los Demandados frente a la *Cross Claim* desestimando, total o parcialmente y sin posibilidad de volver a plantearse, diez de las doce reclamaciones formuladas por OCC. El 1 de julio de 2015 el juez fijó un nuevo calendario procesal y señaló la vista del juicio para junio de 2016.

El 27 de noviembre de 2015 las partes formularon varias *Motions for Summary Judgement* y el 14 de enero de 2016, la Juez auxiliar en el litigio (*Special Maste)* emitió sus recomendaciones sobre estas *Motions*, estimando, entre otras, las presentadas por Repsol en relación con su consideración como alter ego de Maxus y rechazando la Motion de OCC contra la reclamación de Repsol a OCC de los 65 millones de dólares abonados en el acuerdo con el Estado de New Jersey. Estas recomendaciones pueden ser recurridas en un plazo de 1 mes por las partes ante el Juez titular de la Corte de Nueva Jersey, quién decidirá sobre la procedencia de las mismas.

Reino Unido

Litigio del oleoducto “Galley”

En agosto de 2012 se produjo una fuga en el oleoducto Galley, en el que Talisman Sinopec Energy UK, LTD ("TSEUK") tiene una participación de un 67,41%.

En septiembre de 2012 TSEUK reclamó por las pérdidas sufridas a consecuencia del incidente a la compañía aseguradora Oleum Insurance Company ("Oleum"), una filial 100% de Talisman Energy Inc. (“TEI”) que ostenta una participación del 51% en TSEUK. TSEUK reclama a Oleum 315 millones de dólares americanos, conforme al acuerdo de seguro.

La documentación presentada en noviembre de 2014 por TSEUK en soporte de su reclamación no resultaba suficiente para determinar la existencia de cobertura bajo la póliza por lo que Oleum solicitó información adicional a TSEUK para determinar la cobertura final del seguro. TSEUK ha remitido información adicional a Oleum que está siendo revisada por los abogados externos.

Arbitraje Addax (*en relación con la compra de Talisman Energy (UK) Limited*)

El 13 de julio de 2015, Addax Petroleum UK Limited y Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation, presentaron una "*Notice of Arbitration*" contra Talisman Energy Inc. ("TEI") y Talisman Colombia Holdco Limited ("TCHL") en relación con la compra del 49% de las acciones de Talisman Energy (UK) Limited (actualmente TSEUK). El 1 de octubre TEI y TCHL presentaron la contestación a la "*Notice of Arbitration*". En nuestra opinión las pretensiones incluidas en la misma carecen de fundamento.

España

Demandas contra las resoluciones trimestrales dictadas por la Dirección General de Política Energética y Minas relativas a los precios máximos de GLP envasado durante parte de los ejercicios 2009 a 2012.

Durante 2014, se notificaron a Repsol Butano, S.A. cuatro sentencias de la Sala de lo Contencioso Administrativo de la Audiencia Nacional y una del Tribunal Superior de Justicia de Madrid por las que se reconocía el derecho de Repsol Butano, S.A. a ser indemnizada por los daños y perjuicios ocasionados por las resoluciones trimestrales dictadas por la Dirección General de Política Energética y Minas para la determinación del precio máximo de GLP envasado regulado correspondientes a los trimestres segundo al cuarto de 2011 y primero, segundo y tercero de 2012, por un importe total de 93,5 millones de euros de principal más los intereses legales correspondientes.

En dichas sentencias se declaró la concurrencia en el caso de los elementos configuradores de la responsabilidad patrimonial de la Administración e igualmente se admitió la cuantificación de los daños y perjuicios ocasionados por las resoluciones trimestrales recurridas por Repsol Butano, S.A. y peritadas (de parte y judicialmente), por el importe anteriormente citado.

Aun cuando la Abogacía del Estado interpuso recursos de casación contra todas y cada una de las anteriores sentencias, la realidad es que la Administración no se opuso en la instancia a la concurrencia de los presupuestos legales que determinan su responsabilidad patrimonial, sino a la determinación y cuantificación del daño mediante argumentos que fueron desestimados de forma individualizada y razonada por las meritadas sentencias estimatorias de nuestras reclamaciones.

En el mes de noviembre de 2015 se notificó a Repsol Butano la primera de las sentencias del Tribunal Supremo en los recursos de casación interpuestos por la Abogacía del Estado, la cual declara no haber lugar al recurso de casación interpuesto y confirma el derecho de Repsol Butano a ser indemnizada en concepto de daños y perjuicios por la resolución trimestral en cuestión.

Los razonamientos de las sentencias de instancia, junto con los propiamente planteados por Repsol Butano, S.A. en defensa de su reclamación, así como de forma concluyente por el propio Tribunal Supremo en el recurso de casación anteriormente indicado, permiten considerar que la probabilidad de que el resto de sentencias sean confirmadas por el Tribunal Supremo es muy elevada.

(29) COMPROMISOS Y GARANTÍAS

29.1) Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2015 los principales compromisos firmes de compras, inversión o gasto del Grupo Repsol son los siguientes:

	Millones de euros						
Compromisos de compra, inversión o gasto [1]	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**Ejercicios posteriores**	**Total**
Compromisos de compra	**3.081**	**1.578**	**1.720**	**1.543**	**1.740**	**16.790**	**26.452**
Crudo y otros [2]	2.256	920	966	1.018	1.006	2.244	8.410
Gas natural [3]	825	658	754	525	734	14.546	18.042
Compromisos de inversión [4]	**1.262**	**967**	**155**	**143**	**124**	**301**	**2.952**
Prestación de servicios	**585**	**325**	**206**	**140**	**113**	**459**	**1.828**
Compromisos de transporte	**265**	**227**	**185**	**131**	**126**	**536**	**1.470**
Transporte - Time Charter	35	25	1	0	0	0	61
Compromisos de transporte	230	202	184	131	126	536	1.409
Arrendamientos operativos [5]	**245**	**186**	**163**	**148**	**136**	**737**	**1.615**
TOTAL [6]	**5.438**	**3.283**	**2.429**	**2.105**	**2.239**	**18.823**	**34.317**

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.

(1) Incluye compromisos por 2.236 millones de euros de Talisman (ver Nota 4), correspondientes principalmente a compromisos de servicios de procesamiento y transporte de gas en Norteamérica, así como compromisos de inversión en Malasia, Colombia y Papua Nueva Guinea por importe de 145, 130 y 111 millones de euros, respectivamente. Como parte del acuerdo de compra/venta de activos con Statoil (ver Nota 7), en 2016 se transferirán los compromisos de procesamiento y transporte de gas de Eagle Ford en Norteamérica por importe de 617 millones de euros.

(2) Incluye principalmente los compromisos de compra de productos para el funcionamiento de las refinerías en España, así como los compromisos correspondientes a contratos de compra de crudo con el Grupo Pemex (duración indeterminada), con Saudi Arabian Oil Company (renovación anual) y con el Grupo Repsol Sinopec Brasil (vencimiento en 2020), con un volumen comprometido para el ejercicio 2016 de 133.333, 59.341 y 36.164 barriles al día, respectivamente.

(3) Fundamentalmente incluye compromisos de compra de gas natural en Norteamérica por importe de 16.481 millones de euros, adquiridos por dos contratos firmados en 2014 por un volumen aproximado de 2.4 Bcm con entregas a partir de 2017, uno de ellos firmados con el grupo Gas Natural Fenosa. También incluye en España el compromiso con Gas Natural Fenosa por el contrato de suministro de gas natural a las refinerías de Repsol.

(4) Incluye principalmente compromisos de inversión en Argelia, Venezuela, Bolivia, Perú y Gabón por importe de 687, 348, 233, 195 y 140 millones de euros, respectivamente.

(5) Incluye, principalmente, arrendamientos de estaciones de servicio por importe aproximado de 786 millones de euros.

(6) Los gastos registrados por arrendamientos operativos a 31 de diciembre en el ejercicio 2015 (que incluye los correspondientes a Talisman desde su adquisición) y 2014, ascienden a 433 y 308 millones de euros, respectivamente.

A 31 de diciembre de 2015 los principales compromisos firmes de venta o ingresos del Grupo Repsol son los siguientes:

	Millones de euros						
Compromisos de venta o ingreso	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**Ejercicios posteriores**	**Total**
Compromisos de venta	**6.719**	**1.851**	**1.220**	**1.054**	**1.096**	**8.882**	**20.822**
Crudo y otros [1]	5.696	1.161	516	492	507	5.001	13.373
Gas natural [2]	1.023	690	704	562	589	3.881	7.449
Prestación de servicios [3]	**225**	**204**	**202**	**202**	**214**	**1.420**	**2.467**
Compromisos de transporte	**5**	**1**	**1**	**1**	**1**	**0**	**9**
Arrendamientos operativos	**56**	**54**	**47**	**34**	**33**	**78**	**302**
TOTAL	**7.005**	**2.110**	**1.470**	**1.291**	**1.344**	**10.380**	**23.600**

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.

(1) Incluye principalmente las ventas de productos petrolíferos (combustibles, GLP y productos petroquímicos) en España por importe de 8.994 millones y en Perú por importe de 2.019 millones de euros.

(2) Incluye compromisos por 3.237 millones de euros de Talisman (ver Nota 4), correspondientes fundamentalmente al compromiso de venta de gas de 367,5 mmBtu diarios en el bloque Corridor (en Indonesia) con Gas Supply Pte. Ltd subsidiaria del accionista significativo Temasek Holdings Limited y a compromisos de venta de gas en Malasia, Vietnam y Norteamérica. Adicionalmente incluye compromisos de venta de gas natural en Argelia y Perú por importe de 2.358 y 1.442 millones de euros, respectivamente.

(3) Incluye principalmente la ejecución de operaciones petrolíferas en Bolivia, derivadas de los Contratos de Operación firmados por Repsol E&P Bolivia, S.A (ver Anexo II).

29.2) Garantías

A 31 de diciembre de 2015 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 (negocios conjuntos y sociedades puestas en equivalencia). A continuación se describen las garantías vivas de importe significativo:

- Para el alquiler de tres plataformas flotantes de producción en el desarrollo del campo BMS-9, Repsol Sinopec Brasil (RSB, ver Nota 8), participada en un 60% por Repsol, S.A. y en un 40% por China Petrochemical, del Grupo Sinopec, asumió la responsabilidad por el 25% de las obligaciones contractuales de Guara B.V., correspondiente a su 25% de participación en esta sociedad. Por estos alquileres, el Grupo ha emitido las tres garantías que se describen a continuación.

  Una primera por importe actual de 672 millones de dólares, correspondiente al 100% de la participación de RSB en su filial Guara B.V., y por la que Repsol dispone a su vez de una contragarantía de China Petrochemical por la participación de ésta del 40% en RSB y dos garantías adicionales, de 544 millones y 545 millones de dólares, correspondientes a la participación sobre Guará B.V. que el Grupo tiene a través del 60% que posee en RSB. Esta última sigue contingente al cumplimiento por el proveedor de futuras obligaciones contractuales y al consiguiente devengo de obligaciones de pago por Guara B.V., devengo estimado a partir del cuarto trimestre de 2016.

  Estas garantías son por importes máximos que disminuyen anualmente durante la vida de los contratos de arrendamiento, de veinte años de duración.

- El Grupo tiene otorgadas garantías por su participación en Oleoducto de Crudos Pesados de Ecuador, S.A. (OCP), sociedad participada por Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd. en un 100%, ésta a su vez participada por Repsol OCP Ecuador, S.A. en un 29,66%, que abarcan la construcción, abandono, riesgos medioambientales y operativos relacionados con esta operación por aproximadamente 30 millones de dólares. El Grupo tiene pignoradas todas sus acciones de OCP.

- El Grupo ha otorgado una garantía por su participación en Cardón IV que cubre el riesgo de que la unidad de perforación sea confiscada, expropiada, nacionalizada, o sufra cualquier otra limitación a su uso atribuible al Gobierno de Venezuela o a actos de insurrección o terrorismo por una cuantía máxima de 90 millones de dólares.

- En relación a la venta de activos de GNL a Shell (ver Nota 4 "*Principales adquisiciones y desinversiones*"), el Grupo mantiene dos garantías: una otorgada a Gas Natural Fenosa cubriendo las obligaciones de aprovisionamiento de Shell Spain LNG SAU (anteriormente Repsol Comercializadora de Gas, S.A.) a Gas Natural SDG y otra otorgada a Atlantic LNG 4 Company of Trinidad & Tobago por las obligaciones de pago de Repsol LNG T&T Ltd. derivadas de un contrato de procesado de gas. A su vez, el Grupo cuenta con un compromiso de indemnización de Shell por todas las responsabilidades en que en su caso pudiera incurrir Repsol derivadas de estas garantías.

- Contragarantías otorgadas por Talisman Energy Inc. asociadas a las garantías bancarias emitidas en nombre de su filial Talisman Sinopec Energy UK Ltd "TSEUK" (ver Nota 8) cubriendo las obligaciones de desmantelamiento derivadas de su actividad exploratoria en el Mar del Norte por importe de 834 millones de euros.

Adicionalmente el Grupo otorga garantías y compromisos de indemnizar, principalmente en relación con la venta de activos y eventuales responsabilidades por sus actividades, incluidas las de naturaleza medioambiental, todo ello dentro del curso normal de sus operaciones y la práctica general de la industria.

(30) INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE[1]

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.

30.1) Activos Ambientales

El coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada a 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

	Millones de euros					
	2015			2014		
	Coste	Amortización Acumulada	Neto	Coste	Amortización Acumulada	Neto
Protección de atmósfera	432	(252)	181	421	(241)	180
Gestión del agua	499	(340)	159	487	(330)	157
Calidad de productos	1.800	(886)	914	1.603	(832)	771
Suelos y abandonos	161	(58)	103	120	(49)	71
Ahorro y eficiencia energética	395	(147)	249	350	(133)	217
Gestión de residuos	41	(19)	22	35	(18)	17
Contingencias y derrames	56	(5)	51	45	(3)	42
Otros	257	(134)	123	199	(117)	82
	3.642	**(1.840)**	**1.801**	**3.260**	**(1.723)**	**1.537**

El coste incluye 502 millones de euros de activos en curso a 31 de diciembre de 2015 y 291 millones de euros a 31 de diciembre de 2014.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2015 destacan, las destinadas a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, el ahorro de energía y aumento de la eficiencia energética, la mejora en los sistemas de contingencias y prevención de derrames, la optimización en el consumo de agua, y la minimización de las emisiones a la atmósfera.

Hay que destacar también 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 5,3 millones de euros en 2015 y el proyecto de mejora de la calidad de los combustibles de la Refinería de La Pampilla (Perú), con 182,5 millones de euros.

30.2) 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 aparecen desglosados como "*Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes*" en la columna "*Otras provisiones*" del cuadro de movimiento de provisiones de la Nota 14.

[1] La información contenida en esta nota no incluye información de los activos y gastos ambientales de Talisman adquiridos con anterioridad a su adquisición (ver Nota 4.1) se incluyen únicamente aquellos activos y costes adquiridos con posterioridad al 8 de mayo por la imposibilidad de determinar de forma individualizada el valor de los activos de naturaleza medioambiental de los activos adquiridos en la combinación de negocios.

El movimiento de las provisiones por actuaciones medioambientales en los ejercicios 2015 y 2014 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Saldo al inicio del ejercicio	**49**	**51**
Dotaciones con cargo a resultados	18	5
Aplicaciones con abono a resultados	(2)	(2)
Cancelación por pago	(5)	(5)
Reclasificaciones y otros movimientos	(1)	-
Saldo al cierre del ejercicio	**59**	**49**

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*" (ver Nota 14) cuyos saldos a 31 de diciembre de 2015 y 2014 ascienden a 1.673 y 341 millones de euros respectivamente.

Las pólizas de seguros corporativas cubren, sujeto a sus términos y condiciones, responsabilidades civiles por contaminación en tierra y mar y, para algunos países y actividades, ciertas responsabilidades administrativas por contaminación en tierra conforme a la Ley de Responsabilidad Ambiental, derivadas todas ellas de hechos accidentales, repentinos e identificables, en línea con las prácticas habituales de la industria y la legislación exigible.

30.3) Gastos Ambientales

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en los ejercicios 2015 y 2014 han ascendido a 170 y 128 millones de euros y figuran registrados bajo los epígrafes "*Aprovisionamientos*" y "*Otros gastos de explotación*". Estos gastos incluyen 82 y 54 millones de euros por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO_2 realizadas en 2015 y 2014, si bien el efecto neto en la cuenta de resultados por este concepto ha sido un gasto neto de 20 y 11 millones de euros respectivamente.

Asimismo, en los ejercicios 2015 y 2014 los gastos ambientales incluyen: otras actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 22 y 24 millones de euros, respectivamente; la gestión del agua por importe de 19 y 17 millones de euros, respectivamente; la gestión de los residuos por importe de 12 millones de euros, para ambos ejercicios y la remediación de suelos y abandonos por importe de 14 y 7 millones de euros, respectivamente.

30.4) Marco Aplicable

En la Unión Europea durante el año 2015, la Comisión se ha centrado en reforzar la Unión de la Energía para garantizar el suministro energético, crear un mercado único, impulsar la eficiencia energética, reducir las emisiones de GEI, y fomentar la investigación y la innovación en el sector.

El último semestre ha estado marcado por la 21 Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas (COP21) que se celebró en París del 30 de noviembre al 11 de diciembre con el objetivo de lograr un acuerdo universal y vinculante que permita luchar eficazmente contra el cambio climático e impulsar la transición hacia sociedades y economías resilientes y bajas en carbono. Como firmante del documento "Paris Pledge for Action", Repsol apoya el acuerdo y trabaja para que la Compañía sea una parte de la solución del problema climático.

Entre las iniciativas legislativas desarrolladas este año y que pudieran tener un impacto en el Grupo destacan:

- RD1085/2015 de fomento de biocarburantes.
- Decisión (UE) de la Comisión 2015/1814 relativa al establecimiento y funcionamiento de una reserva de estabilidad de mercado (MSR).

- Publicación oficial del desarrollo del artículo 7A de la Directiva 2009/30/CE FQD (Fuel Quality Directive).
- Propuesta legislativa 2015/148 de la CE para la revisión del EU ETS en la Fase IV de acuerdo al paquete 2030 de energía y clima.
- Paquete Energy Union 2015/80 de la CE.

Además, debemos seguir destacando:

- Directiva 2009/29/CE de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Directiva 2009/28/CE de fomento de uso de energía procedente de fuentes renovables. Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética.
- Decisión de la Comisión 2014/738/UE de conclusiones sobre las Mejoras Técnicas Disponibles (MTD) de BREF de Refino.
- Decisión de la Comisión 2014/746/UE sobre la lista de sectores en riesgo de fuga de carbono.
- Marco de actuación 2030 en materia de clima y energía.

30.5) Emisiones de CO_2

El movimiento de las provisiones por el consumo de los derechos de emisión de CO_2 en los ejercicios 2015 y 2014 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2015	2014
Saldo al inicio del ejercicio	**55**	**55**
Dotaciones con cargo a resultados [1]	82	54
Variaciones del perímetro de consolidación	-	-
Reclasificaciones y otros movimientos [2]	(54)	(54)
Saldo al cierre del ejercicio	**83**	**55**

[1] Corresponde al gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO2.
[2] Corresponde en 2015 y 2014, a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en los ejercicios 2014 y 2013, respectivamente (ver Nota 6).

Durante los ejercicios 2015 y 2014 las sociedades que se integran en el perímetro de consolidación han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 9 millones de toneladas de CO_2, respectivamente, conforme al Plan Nacional de Asignación, valorados inicialmente en 62 y 43 millones de euros (ver Nota 6).

El resultado neto total por la gestión de CO_2, incluyendo la cartera de derechos de negociación, ha ascendido a un gasto de 7 millones de euros en 2015 y a un ingreso de 39 millones de euros en 2014.

En 2015, las sociedades del Grupo han estado operando dentro de la Fase III del EU ETS y, tal y como se anticipaba, se espera que al final de esta fase se entre en déficit dado que se habrán consumido los derechos de la Fase II y la asignación correspondiente a la compensación de costes de la Fase III. Para disminuir el futuro extra coste, Repsol ha tomado ciertas medidas de mitigación. Así, a lo largo de los años se han adquirido créditos provenientes de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y Aplicación Conjunta (AC). Además, la compañía, y dentro de ella las instalaciones incluidas en el Sistema de Comercio de Emisiones, ha continuado con la ejecución del nuevo Plan de Energía y Carbono 2014-2020 que permite ejecutar planes de ahorro energético y reducción de CO_2 con el objetivo de reducir considerablemente el coste de cumplimiento en la Fase III. Las reducciones obtenidas durante 2015 son acordes con la senda de reducción prevista en el plan de largo plazo.

(31) OTRA INFORMACIÓN

31.1) Plantilla

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol a 31 de diciembre 2015 ascendía a 27.111 empleados, distribuidas en las siguientes áreas geográficas: España (17.266 empleados), Norteamérica (2.013 empleados), Sudamérica (4.756 empleados), Europa, África y Brasil (1.750 empleados), Asia y Rusia (1.249 empleados) y Oceanía (77 empleados). La plantilla media en el ejercicio 2015 ha ascendido a 27.566 empleados, mientras que en 2014 fueron 24.167.

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 2015 y 2014:

	2015		2014	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	274	49	255	47
Jefes Técnicos	2.001	669	1.534	496
Técnicos	8.860	4.709	7.771	4.081
Operarios y subalternos	7.022	3.527	6.669	3.436
Total [(1)]	**18.157**	**8.954**	**16.229**	**8.060**

(1) No incluye a los empleados con jornada anual igual o inferior al 20% de la fijada en convenio colectivo.

El Grupo Repsol[1] cuenta a diciembre de 2015 con un total de 639 trabajadores con discapacidad (2,4% de la plantilla).

En España en 2015, de acuerdo al cómputo legal por la Ley general de derechos de las personas con discapacidad y de su inclusión social (LGD), Repsol supera el porcentaje requerido por la legislación, representando un 3,95% de la plantilla, siendo 604 empleados por contratación directa y 150 personas equivalentes por medidas alternativas.

31.2) Remuneración a los auditores

Los honorarios aprobados por servicios de auditoría, servicios profesionales relacionados con la auditoría y otros servicios prestados en el ejercicio a las sociedades del Grupo Repsol por las sociedades del Grupo Deloitte y sus sociedades controladas así como aquellos realizados por otras firmas auditoras y sus controladas se presentan a continuación:

	Auditor principal [(1)]		Otros auditores [(2)]	
Millones de euros	2015	2014	2015	2014
Honorarios por servicios de auditoría	7,6	4,9	4,1	0,1
Honorarios por servicios profesionales relacionados con la auditoría	1,6	0,8	0,3	-
Honorarios otros servicios	0,7	0,5	0,3	-
Total	**9,9**	**6,2**	**4,7**	**0,1**

(1) La suma de estas cantidades no representa más del 10% de la cifra total de negocio del Auditor (Deloitte, S.L.) y su organización.
(2) En 2015 incluye fundamentalmente los honorarios de EY correspondientes a los trabajos de auditoria y otros servicios prestados a Taliman Energy Inc. y sus sociedades dependientes.

[1] No incluye información correspondiente a Talisman Energy Inc. y sociedades dependientes.

(32) HECHOS POSTERIORES

- Desde el 1 de enero de 2016 la denominación social de Talisman Energy Inc. ha pasado a ser Repsol Oil & Gas Canada Inc. Adicionalmente se ha modificado la denominación de las siguientes sociedades del Grupo.

Antigua denominación	Nueva denominación
Talisman Alberta Shale Partnership	Repsol Alberta Shale Partnership
Talisman Wild River Partnership	Repsol Wild River Partnership
Talisman Groundbirch Partnership	Repsol Groundbirch Partnership
Talisman Central Alberta Partnership	Repsol Central Alberta Partnership
Talisman Energy Canada	Repsol Canada Energy Partnership

  Estos cambios no suponen la creación de nuevas sociedades ni afectan a los derechos y obligaciones en virtud de los acuerdos, licencias o permisos existentes.

- El 12 de febrero de 2016 ha vencido un bono emitido por RIF en diciembre de 2011 por importe de 850 millones de euros y un cupón fijo anual del 4,25%.

ANEXO I: PRINCIPALES SOCIEDADES QUE CONFIGURAN EL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2015

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2015		Diciembre 2014 Millones de Euros	
				% de Participación de Control (2)	% de Participación Total Grupo	Patrimonio Neto (3)	Capital Social (3)
Abastecimentos e Serviços de Aviaçao, Lda.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	0	0
AESA - Construcciones y Servicios Bolivia , S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	99,00	99,00	(0)	0
Agri Development, B.V.	Países Bajos	Construcción para la producción de crudo y gas natural offshore	P.E.(Neg Conj)	10,00	6,00	709	136
Air Miles España, S.A. (5)	España	Establecer, introducir y operar en España y Andorra el programa Travel Club. Servicios de fidelización	P.E.	25,00	24,17	9	0
Akakus Oil Operations, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00	-	-
Albatros, S.à.r.L.	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	135	0
Alsugas Gaviota, S.L. - en liquidación	España	Regasificación, almacenamiento y distribución de hidrocarburos naturales gaseosos. (sociedad inactiva y el proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	(1)	0
Amulet Maritime Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Servicio de vetting de buques	I.G.	100,00	100,00	0	-
AR Oil & Gaz, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	P.E.(Neg Conj)	49,01	49,01	-	-
Arteche y García, S.L.	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	100,00	96,67	0	0
Asfalnor, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos asfálticos	I.G.	100,00	85,98	0	0
Asfaltos Españoles, S.A.	España	Asfaltos	(4)	50,00	49,99	27	9
Beatrice Offshore Windfarm, Ltd. (6)	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	P.E.	25,00	25,00	0	-
Benzirep-Vall, S.L.	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	100,00	96,67	0	0
BP Trinidad & Tobago, Llc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	100,00	30,00	590	141
BPRY Caribbean Ventures, Llc.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.(Neg Conj)	30,00	30,00	139	1.009
Caiageste - Gestao de Areas de Serviço, Lda.	Portugal	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	P.E.	50,00	50,00	(0)	0
Campsa Estaciones de Servicio, S.A.	España	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	I.G.	100,00	96,67	53	8
Carbón Black Española, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	10	0
Carburants i Derivats, S.A.	Andorra	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	33,25	32,14	1	0
Cardón IV, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	489	2
Cogeneración Gequisa, S.A.	España	Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.(Neg Conj)	39,00	19,50	7	2
Compañía Anónima de Revisiones y Servicios, S.A.	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	95,00	91,84	3	1
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	España	Remolcadores	I.G.	100,00	99,19	6	0
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Distribuidora Andalucía Oriental, S.A.	España	Comercialización de carburantes	P.E.(Neg Conj)	50,00	48,34	2	1
Distribuidora de Petróleos, S.A.	España	Comercialización de carburantes	I.G.	85,00	82,17	(0)	0
Dubai Marine Areas, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	1	0
Duragas, S.A.	Ecuador	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	4	12
Dynasol Altamira, S.A. de C.V.	México	Participación en la dirección, administración y operación de empresas de todo tipo. Proporcionar personal administrativo, técnico, contable y de oficinas en general, así como mano de obra cualificada.	P.E. (Neg Conj)	100,00	50,00	1	0
Dynasol China, S.A. de C.V. (7)	México	Dirección de corporativos y Empresa no financiera.	P.E.(Neg Conj)	99,99	49,99	7	7
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.(Neg Conj)	100,00	50,00	98	36
Dynasol Elastómeros, S.A.U. (26)	España	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.(Neg Conj)	100,00	50,00	41	17
Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V. (7)	México	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	-	-
Dynasol Gestión, S.L. (27)	España	Sociedad de cartera y servicios compartidos	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	46	14
Dynasol, Llc.	Estados Unidos	Comercialización de productos petroquímicos	P.E.(Neg Conj)	100,00	50,00	2	2
Edwards Gas Services LLC (7) (8)	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	110	95
Energy Express S.L.U.	España	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	I.G.	100,00	92,08	(8)	1
Equion Energia Ltd. (7) (8) (12)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	49,00	49,00	499	0
Estación de Servicio Barajas, S.A.	España	Explotación de estaciones de servicio para la venta de carburantes	I.G.	96,00	92,80	2	1
Estaciones de Servicio El Robledo, S.L.	España	Venta al público de carburantes, combustibles y lubricantes, así como cualquier otro productos petrolíferos (sociedad inactiva).	I.G.	100,00	96,67	0	0
FEHI Holding S.ar.l. (7) (8)	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	2.114	184
FEX GP Inc. (7) (8)	Estados Unidos	Sociedad de cartera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(1)	1
Foreland Oil Ltd. (7) (8)(15)	Islas Vírgenes Británicas	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(111)	0
Fortuna Energy Holding Inc. (7) (8)	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	948	1.745
Fortuna Finance Corporation S.ar.l. (7) (8)	Luxemburgo	Financiera	I.G.	100,00	100,00	1.088	936
Fortuna International (Barbados) Inc. (7) (8)	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.411	63
Fortuna International Petroleum Corporation (7) (8)	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	795	376
Fortuna Resources (Sunda) Ltd. (7) (8) (15)	Islas Vírgenes Británicas	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	48	0
FUSI GP Llc. (7) (8)	Estados Unidos	Sociedad de cartera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Gas Natural SDG, S.A. (9)	España	Tenedora, generación de electricidad y eólica y compraventa de gas	P.E.(Neg Conj)	30,15	30,15	18.020	1.001
Gas Natural West África S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(Neg Conj)	100,00	72,06	0	7
Gastream México, S.A. de C.V.	México	Otras actividades (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	-	-
Gaviota RE, S.A. (13)	Luxemburgo	Seguros y reaseguros.	I.G.	100,00	100,00	14	14
General Química, S.A.U. (20) (28)	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	P.E.(Neg Conj)	100,00	50,00	12	3
Gestão e Administraçao de Postos de Abastecimento, Unipessoal, Lda.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	2	0
Gestión de Puntos de Venta GESPEVESA, S.A.	España	Gestión de Estaciones de Servicio	P.E.(Neg Conj)	50,00	48,34	50	39
Greenstone Assurance, Ltd.	Islas Bermudas	Seguros y reaseguros (sociedad en situación de "run-off")	I.G.	100,00	100,00	24	5
Grupo Repsol del Perú, S.A.C.	Perú	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	1	0
Guará, B.V.	Países Bajos	Construcción para la producción de crudo y gas natural	P.E.	25,00	15,00	1.123	-
Iberian Lube Base Oil Company, S.A.	España	Desarrollo y producción de bases lubricantes	(4)	30,00	29,99	180	180
Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	España	Construcción y Explotación de puntos de recarga de vehículos eléctricos	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	6	12
Inch Cape Offshore, Ltd. (21)	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	I.G.	51,00	51,00	(1)	2
Industrias Negromex, S.A. de C.V. (7)	México	Fabricación de hules sintéticos.	P.E. (Neg Conj)	99,99	49,99	96	64
Insa Altamira, S.A. de C.V. (7)	México	Suministro de personal permanente	P.E. (Neg Conj)	99,99	50,00	2	984
Insa Gpro (Nanjing), Synthetic Rubber Co., Ltd. (7)	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético.	P.E. (Neg Conj)	50,00	24,99	14	17
Insa, Llc. (7)	Estados Unidos	Comercialización de productos NBR de caucho	P.E. (Neg Conj)	100,00	50,00	5	9
Kuosol S.A.P.I. de C.V.	México	Desarrollo proyectos Nuevas Energías (sociedad inactiva)	P.E.(Neg Conj)	50,00	50,00	0	10
Liaoning North Dynasol Synthetic Rubber Co., Ltd.	China	Fabricación, busca y desarrollo, venta de caucho sintético.	P.E.(Neg Conj)	50,00	25,00	98	99
MC Alrep, Llc.	Rusia	Servicios de gestión de empresas del Joint Venture	P.E.(Neg Conj)	100,00	49,01	0	-

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2015 % de Participación de Control (2)	Diciembre 2015 % de Participación Total Grupo	Diciembre 2014 Millones de Euros Patrimonio Neto (3)	Diciembre 2014 Millones de Euros Capital Social (3)
Moray Offshore Renewables, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	P.E.(Neg Conj)	33,36	33,36	-	-
New Santiago Pipelines AG (7) (8)	Suiza	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	20	0
North Dynasol Shanghai Business Consulting Co Ltd.(7)	China	Comercialización de productos de caucho	P.E. (Neg Conj)	50,00	25,00	-	-
Occidental de Colombia LLC (5)	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.(Neg Conj)	25,00	25,00	226	-
OJSC Eurotek	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	100,00	49,01	0	0
Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador, S.A. (5)	Ecuador	Explotación y gestión de un oleoducto en Ecuador	P.E.	100,00	29,66	-	-
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Islas Caimán	Sociedad de cartera	P.E.	29,66	29,66	(258)	122
Oleum Insurance Company Ltd. (7) (8)	Barbados	Seguros y reaseguros.	I.G.	100,00	100,00	423	3
Paladin Resources Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	35	5
Papua Petroleum (PNG) Ltd (7) (8)	Papua Nueva Guinea	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación).	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Papua Petroleum Pty Ltd.(7) (8)	Australia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1	2
Petrocarabobo, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	11,00	11,00	-	-
Petróleos del Norte, S.A.	España	Construcción y explotación de una refinería de petróleo.	I.G.	85,98	85,98	616	121
Petroquiriquire, S.A. Emp. Mixta	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(Neg Conj)	40,00	40,00	1.931	5
Polidux, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	0	17
Principle Power (Europe), Ltd.	Reino Unido	Producción de electricidad	P.E.(Neg Conj)	100,00	25,37	(1)	-
Principle Power Portugal Unipessoal, Lda.	Portugal	Producción de electricidad	P.E.(Neg Conj)	100,00	25,37	0	0
Principle Power, Inc.	Estados Unidos	Holding de grupo de empresas. Desarrollador de tecnología eólica offshore de aguas de media y alta profundidad	P.E.(Neg Conj)	25,37	25,37	21	0
Quiriquire Gas, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	P.E.(Neg Conj)	60,00	60,00	140	0
Red Sea Oil Corporation (7) (8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	47	61
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Perú	Refino, almacenamiento, comercialización, transporte y distribución de hidrocarburos.	I.G.	82,39	82,39	298	355
Repsol Angola 22, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	98	109
Repsol Angola 35, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	69	88
Repsol Angola 37, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	106	106
Repsol Angostura, Ltd.	Trinidad y Tobago	Facilitar la exploración y explotación de petróleo offshore en Trinidad y Tobago.	I.G.	100,00	100,00	(0)	11
Repsol Aruba, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	13	17
Repsol Beatrice, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	I.G.	100,00	100,00	(2)	0
Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.354	223
Repsol Bulgaria, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	17	33
Repsol Butano, S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	240	59
Repsol Canadá Inversiones, S.A.(22)	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Canada, Ltd. General Partner	Canadá	Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Capital, S.L.	España	Financiera	I.G.	100,00	100,00	553	464
Repsol Chemie Deutschland, GmbH	Alemania	Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	2	0
Repsol Chile, S.A.	Chile	Sociedad de cartera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	9.596	5.150
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	99,78	96,67	1.109	335
Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Comercialización de combustibles	I.G.	100,00	51,03	76	69
Repsol Directo, Lda.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Directo, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	96,67	1	0
Repsol E & P Bolivia, S.A. (6)	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	656	324
Repsol E & P Canada ,Ltd.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol E & P Eurasia, LLc.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,99	99,99	-	-
Repsol E & P T & T Ltd.	Trinidad y Tobago	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	116	28
Repsol E & P USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3.490	-
Repsol Ecuador, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	21	5
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	3	0
Repsol Energy Canada, Ltd.	Canadá	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	(1)	1
Repsol Energy North America Corporation	Estados Unidos	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	118	-
Repsol Energy Resources Canada, Inc. (23)	Canadá	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Energy Ventures, S.A.	España	Desarrollo por cuenta propia o terceros de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00	(4)	2
Repsol Exploración Argelia, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(28)	4
Repsol Exploración Atlas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	2
Repsol Exploración Boughezoul, S.A.(7)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Cendrawasih I, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	22
Repsol Exploración Cendrawasih II, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	12
Repsol Exploración Cendrawasih III, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	3
Repsol Exploración Cendrawasih IV, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	2
Repsol Exploración Colombia, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	53	2
Repsol Exploración East Bula, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	1	4
Repsol Exploración Gharb, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Repsol Exploración Gorontalo, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	0	1
Repsol Exploración Guinea, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Guyana, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	0
Repsol Exploración Irlanda, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	11	0
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	264	259
Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	8	0
Repsol Exploración Liberia, B.V. (10)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	2	62
Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	298	8
Repsol Exploración Numfor, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Exploración Perú, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	237	16
Repsol Exploración Seram, B.V.	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(3)	4
Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	8	3
Repsol Exploración Suriname, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	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.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	120	300
Repsol Exploración, S.A. (11)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.302	25
Repsol Exploration Advanced Services, AG	Suiza	Sociedad prestadora de servicios de recursos humanos	I.G.	100,00	100,00	1	0
Repsol Exploration Australia, Pty, Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	21	26
Repsol Exploration Namibia Pty, Ltd.	Namibia	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	2	-
Repsol Gas de la Amazonia, S.A.C.	Perú	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	99,85	0	0

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2015 % de Participación de Control (2)	Diciembre 2015 % de Participación Total Grupo	Diciembre 2014 Millones de Euros Patrimonio Neto (3)	Diciembre 2014 Millones de Euros Capital Social (3)
Repsol Gas del Perú, S.A.	Perú	Comercialización de GLP	I.G.	99,85	99,85	50	39
Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	32	1
Repsol GLP de Bolivia, S.A.	Bolivia	Comercialización de GLP (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Repsol International Finance, B.V.	Países Bajos	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	2.688	293
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	481	226
Repsol Italia, SpA	Italia	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	58	2
Repsol Libreville, S.A. avec A.G.	Gabón	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol LNG Holdings, S.A.	España	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(8)	2
Repsol LNG Offshore, B.V.	Países Bajos	Construcción para la producción de crudo y gas natural offshore (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	1	1
Repsol LNG, S.L.	España	Comercialización de gas (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(1)	0
Repsol Louisiana Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	41	-
Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Fabricación y comercialización de lubricantes, asfaltos y productos especiales derivados del petróleo	I.G.	100,00	99,97	29	5
Repsol Lubrificantes e Especialidades Brasil Participaçoes, Ltda.	Brasil	Producción y comercialización de lubricantes	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Lusitania, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	99,97	(64)	0
Repsol Marketing, S.A.C.	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	11	3
Repsol Maroc, S.A.	Marruecos	Comercialización de gas natural (sociedad inactiva)	P.E.	99,96	99,96	(0)	1
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	Países Bajos	Financiera	I.G.	100,00	100,00	30	0
Repsol Norge, AS (25)	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	49	0
Repsol Nuevas Energías U.K., Ltd.	Reino Unido	Promoción y construcción de parques eólicos marinos	I.G.	100,00	100,00	16	14
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	(4)	1
Repsol OCP de Ecuador, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	98,36	(15)	0
Repsol Offshore E & P USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	11	-
Repsol Oriente Medio, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	33	0
Repsol Perú, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	178	152
Repsol Petróleo, S.A.	España	Refino	I.G.	99,97	99,97	1.984	218
Repsol Polímeros, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	132	222
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	500	59
Repsol Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	(281)	60
Repsol Services Company	Estados Unidos	Prestación de servicios	I.G.	100,00	100,00	24	-
Repsol Servicios Colombia, S.A. (24)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Países Bajos	Sociedad de cartera	P.E.(Neg Conj)	100,00	60,01	4.533	3.759
Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Brasil	Explotación y comercialización de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	60,01	60,01	6.703	4.819
Repsol St. John LNG, S.L.	España	Realización de todo tipo de estudios relacionados con hidrocarburos y todo tipo d	I.G.	100,00	100,00	(3)	0
Repsol Suroriente Ecuador, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	2
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	España	Dar servicios de tesorería a las sociedades del grupo.	I.G.	100,00	100,00	334	0
Repsol Trading Perú, S.A.C.	Perú	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	2	3
Repsol Trading Singapore Pte., Ltd.	Singapur	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	4	-
Repsol Trading USA Corporation	Estados Unidos	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	(14)	-
Repsol Trading, S.A.	España	Abastecimiento, Comercialización, Trading y Transporte	I.G.	100,00	100,00	47	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 (5)	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.796	-
Repsol Venezuela Gas, S.A. (5)	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	242	0
Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	134	1
Rift Oil Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	32	8
Rigel Petroleum (NI) Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	P.E.(Neg Conj)	100,00	51,00	(13)	0
Rigel Petroleum UK Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	100,00	51,00	25	2
Rock Solid Images US Group, Inc.(7)	Estados Unidos	Desarrollo de aplicaciones en el campo de la geofísica	P.E.	30,00	30,00	-	-
Saint John Gas Marketing Companuy	Estados Unidos	Apoyo y/o participación paa realizar una inversión en una planta de licuefacción en Canadá.	I.G.	100,00	100,00	(2)	-
Saint John LNG Development Company, Ltd.	Canadá	Desarrollo del proyecto de estudio de construcción de una planta de licuefacción en Canadá.	I.G.	100,00	100,00	-	-
Saneco	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	100,00	49,01	81	0
Santiago Pipelines AG (7) (8)	Suiza	Sociedad de cartera	IG	100,00	100,00	38	0
SC Repsol Baicoi, S.R.L.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	24	24
SC Repsol Pitesti, S.R.L.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3	4
SC Repsol Targoviste, S.R.L.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	22	22
SC Repsol Targu Jiu, S.R.L.	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	1
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	-
Servicios de Mantenimiento y Personal, S.A.	Ecuador	Servicios de mantenimiento y de personal (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Servicios de Seguridad Mancomunados, S.A.	España	Seguridad	I.G.	100,00	99,98	1	0
Servicios Logisticos Combustibles de Aviacion, S.L.	España	Transporte y puesta a bordo de productos petrolíferos para la aviación comercial		50,00	49,29	18	4
Servicios y Operaciones de Perú S.A.C	Perú	Otras actividades (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda.	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	0	0
Sociedade Açoreana de Armazenagen de Gas, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	P.E.	25,07	25,07	4	1
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	94,94	92,08	2	3
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.	100,00	96,67	12	7
Spelta Produtos Petrolíferos Unipessoal, Lda.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1	0
Talisman (Algeria) B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	182	0
Talisman (Asia) Ltd. (7) (8)	Canadá	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman (Block K 39) B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	166	0
Talisman (Block K 44) B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(34)	0
Talisman (Block K 9) B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	(5)	0
Talisman (Colombia) Oil & Gas Ltd. (7) (8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	321	0
Talisman (Corridor) Ltd. (7) (8)	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	979	39
Talisman (Jambi Merang) Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	84	2
Talisman (Jambi) Ltd. (7) (8)	Canadá	Sociedad de servicios compartidos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2015 % de Participación de Control (2)	Diciembre 2015 % de Participación Total Grupo	Diciembre 2014 Millones de Euros Patrimonio Neto (3)	Diciembre 2014 Millones de Euros Capital Social (3)
Talisman (Ogan Komering) Ltd. (7) (8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	161	97
Talisman (Pasangkayu) Ltd. (7) (8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	14	41
Talisman (Sageri) Ltd. (7) (8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(57)	0
Talisman (Sumatra) Ltd. (7) (8)	Canadá	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman (Vietnam 133 &134) Ltd. (7) (8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4	19
Talisman (Vietnam 15-2/01) Ltd. (7) (8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	352	436
Talisman (Vietnam 46/02) Ltd. (7) (8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	57	49
Talisman Alberta Shale Partnership (7) (8) (29)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	956	964
Talisman Andaman B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	5	0
Talisman Australasia Pty Ltd.(7) (8)	Australia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	(43)	0
Talisman Banyumas B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Talisman Central Alberta Partnership (7) (8) (29)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Colombia B.V. (7) (8)	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	56	0
Talisman Colombia Holdco Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	471	665
Talisman East Jabung B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Talisman East Tanjung B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Talisman Energy (Sahara) B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	149	125
Talisman Energy Canada (7) (8) (29)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4.800	5.389
Talisman Energy DL, Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad en liquicación)	P.E.(Neg Conj)	51,00	100,00	-	-
Talisman Energy Inc. (7) (8) (29)	Canadá	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	14.567	2.624
Talisman Energy Investments Norge AS (7) (8)	Noruega	Sociedad inactiva	I.G.	100,00	100,00	2	1
Talisman Energy Kimu Alpha Pty Ltd. (7) (8)	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	3
Talisman Energy Kimu Beta Ltd (7) (8)	Papua Nueva Guinea	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(8)	0
Talisman Energy Niugini Ltd. (7) (8)	Papua Nueva Guinea	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(114)	0
Talisman Energy Norge AS (7) (8)	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación).	I.G.	100,00	100,00	387	1
Talisman Energy NS, Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad en liquicación)	P.E.(Neg Conj)	51,00	100,00	-	-
Talisman Energy Services Inc. (7) (8)	Estados Unidos	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	(13)	2
Talisman Energy Tangguh B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	173	125
Talisman Energy USA Inc. (7) (8)	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1.178	1.644
Talisman Finance (UK) Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Financiera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(2)	-
Talisman Global Holdings B.V. (7) (8)	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	377	0
Talisman Holding International S.ar.l (7) (8)	Luxemburgo	Sociedad de cartera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Indonesia Ltd. (7) (8)	Canadá	Sociedad de servicios compartidos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman International (Barbados) Inc. (7) (8)	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.437	63
Talisman International Business Corporation (7) (8)	Barbados	Financiera (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	1	0
Talisman International Holdings B.V. (7) (8)	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.604	729
Talisman Java B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva).	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman K Holdings B.V. (7) (8)	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	115	0
Talisman Malaysia (PM3) Ltd. (7) (8)	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	206	10
Talisman Malaysia Holdings Ltd. (7) (8)	Barbados	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	410	0
Talisman Malaysia Ltd. (7) (8)	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	410	0
Talisman Middle East B.V. (7) (8)	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	(371)	0
Talisman Niugini Pty Ltd.(7) (8)	Papua Nueva Guinea	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(105)	0
Talisman North Jabung Ltd. (7) (8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(6)	0
Talisman Ocensa Pipelines Holdings AG (7) (8)	Suiza	Sociedad de cartera	IG	100,00	100,00	54	0
Talisman Oil & Gas (Australia) Pty Ltd. (7) (8)	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	100	27
Talisman Oil Ltd. (7) (8)	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	236	89
Talisman Perpetual (Norway) Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Sociedad de cartera (sociedad inactiva).	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Talisman Peru B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(78)	0
Talisman Resources (Bahamas) Ltd. (7) (8) (14)	Bahamas	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	7	0
Talisman Resources (JPDA 06-105) Pty Ltd. (7) (8)	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(71)	11
Talisman Resources (North West Java) Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	31	0
Talisman RTC Sdn.Bhd. (7) (8)	Malasia	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	(4)	6
Talisman Sadang B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva y en proceso de liquidación)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Sakakemang B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	16	0
Talisman Santiago AG (7) (8)	Suiza	Gestión capacidad de transporte en oleoducto	IG	100,00	100,00	14	0
Talisman SEA Pte. Ltd. (7) (8)	Singapur	Sociedad de servicios compartidos	I.G.	100,00	100,00	2	1
Talisman Sierra Leone B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Sinopec Alpha Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	100,00	51,00	(32)	-
Talisman Sinopec Beta Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	100,00	51,00	(1)	-
Talisman Sinopec Energy UK Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	51,00	51,00	(1.781)	1.409
Talisman Sinopec LNS Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	100,00	51,00	6	5
Talisman Sinopec North Sea Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	100,00	51,00	(432)	2
Talisman Sinopec Oil Trading Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	100,00	51,00	(618)	-
Talisman Sinopec Pension and Life Scheme Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Sociedad inactiva	P.E.(Neg Conj)	100,00	51,00	-	-
Talisman Sinopec Transportation (UT) Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Sociedad inactiva	P.E.(Neg Conj)	100,00	51,00	5	6
Talisman Sinopec Trustees (UK) Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Sociedad inactiva	P.E.(Neg Conj)	100,00	51,00	-	-
Talisman SO AG (7) (8)	Suiza	Gestión capacidad de transporte en oleoducto	IG	100,00	100,00	31	0
Talisman South Mandar B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman South Sageri B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(8)	0
Talisman Sumatra B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Talisman Transgasindo Ltd. (7) (8)	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	7	24
Talisman UK (South East Sumatra) Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	45	0
Talisman UK Investments Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Sociedad inactiva	I.G.	100,00	100,00	-	-

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación (1)	Diciembre 2015 % de Participación de Control (2)	Diciembre 2015 % de Participación Total Grupo	Diciembre 2014 Millones de Euros Patrimonio Neto (3)	Diciembre 2014 Millones de Euros Capital Social (3)
Talisman Vietnam 05-2/10 B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	0
Talisman Vietnam 07/03 B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	56	0
Talisman Vietnam 07/03-CRD Corporation LLC (7)	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	41	42
Talisman Vietnam 135-136 B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	26	0
Talisman Vietnam 146-147 B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(3)	0
Talisman Vietnam 45 B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	(0)
Talisman Vietnam 46-07 B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
Talisman Vietnam Ltd. (7) (8)	Barbados	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	12	0
Talisman West Bengara B.V. (7) (8)	Países Bajos	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(0)	-
Talisman Wild River Partnership (7) (8) (29)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	0	0
Talisman Wiriagar Overseas Ltd. (7) (8) (16)	Islas Vírgenes Británicas	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	279	0
TE Capital S.ar.l. (7) (8)	Luxemburgo	Financiera	I.G.	100,00	100,00	1.512	7
TE Colombia Holding S.ar.l (7) (8)	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	21	16
TE Finance S.ar.l. (7) (8)	Luxemburgo	Financiera	I.G.	100,00	100,00	2.407	0
TE Global Holding S.ar.l (7) (8)	Luxemburgo	Sociedad de cartera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0
TE Global Services Inc. (7) (8)	Estados Unidos	Sociedad de servicios compartidos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	7	0
TE Holding S.ar.l. (7) (8)	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	4.827	1.572
TE NOK S.ar.l. (7) (8)	Luxemburgo	Financiera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	1	0
TE Resources S.ar.l. (7) (8)	Luxemburgo	Financiera (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	3	0
Tecnicontrol y Gestión Integral, S.L.	España	Promoción Inmobiliaria (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	32	4
TEGSI (UK) Ltd. (7) (8)	Reino Unido	Sociedad de servicios compartidos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(1)	0
Terminales Canarios, S.L.	España	Almacenamiento y distribución de productos petrolíferos	P.E.(Neg Conj)	50,00	48,34	24	20
The Repsol Company of Portugal, Ltd.	Reino Unido	Arrendamiento de activos logísticos en Portugal	I.G.	100,00	100,00	1	1
TLM Finance Corp (7) (8)	Canadá	Financiera	I.G.	100,00	100,00	2.397	2.853
TNO (Tafnefteotdacha)	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	99,54	48,78	123	0
Transportadora Sulbrasileira de Gas, S.A.	Brasil	Construcción y explotación de un gasoducto	P.E.(Neg Conj)	25,00	25,00	-	22
Transworld Petroleum (U.K.) (7) (8)	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	100,00	51,00	(53)	1
Triad Oil Manitoba Ltd. (7) (8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	5	0
Tucunaré Empreendimentos e Participaçoes, Ltda.	Brasil	Servicios de apoyo e infraestructura administrativa	I.G.	100,00	100,00	5	5
TV 05-2/10 Holding B.V. (7) (8)	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	(0)	0
TV 135-136 Holding B.V. (7) (8)	Países Bajos	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	53	0
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	P.E.(Neg Conj)	20,60	19,70	6	0
YPFB Andina, S.A. (6)	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.(Neg Conj)	48,33	48,33	1.256	179
YPFB Transierra, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocaburos incluyendo construcción y operación de gasoductos y oleoductos y su operación.	P.E.	44,50	21,51	325	73
504744 Alberta Ltd. (7) (8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(7)	0
7308051 Canada Ltd (7) (8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	166	245
8441251 Canada Ltd. (7) (8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	10	10
8441316 Canada Ltd. (7) (8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	(30)	-
8787352 Canada Ltd. (7) (8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2	2
8787387 Canada Ltd (7) (8)	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos (sociedad inactiva)	I.G.	100,00	100,00	0	0

(1) Método de consolidación:
I.G.: Integración global
P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos que se consolidan a partir del 1 de enero de 2014 por P.E. como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11 se identifican como "Neg Conj".
(2) Porcentaje correspondiente a la participación directa e indirecta de la sociedad matriz inmediatamente superior 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 2014), elaborados de acuerdo con los principios contables vigentes en las jurisdicciones correspondientes. El patrimonio de las empresas cuya moneda funcional no es el euro ha sido convertido al tipo de cambio de cierre. Los importes están redondeados (figuran como cero aquellos inferiores a medio millón de euros).
(4) Participaciones en operaciones conjuntas que, o bien no están articuladas a través de un vehículo o estructura financiera identificable de forma separada, o bien estándolo, dicho vehículo no limita sus derechos a los activos ni sus obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo.
Estas participaciones son mantenidas por el Grupo a través de la participación en sociedades dependientes que son consolidadas siguiendo el método de integración global.
(5) Datos correspondientes a Cuentas Anuales Consolidadas.
(6) Datos correspondientes a Cuentas Anuales formuladas el 31 de marzo de 2015.
(7) Sociedades incorporadas al Grupo Repsol en el ejercicio 2015.
(8) Sociedades adquiridas en la combinación de negocios de Talisman (ver Nota 4).
(9) 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)
(10) Esta sociedad cuenta con una sucursal domiciliada en Liberia.
(11) Esta sociedad posee el 100% de Repsol Exploration Services, Ltd., sociedad en liquidación domiciliada en las Islas Caimán.
(12) Esta *joint venture* posee una filial con residencia fiscal en las Islas Caimán.
(13) Esta sociedad posee participaciones minoritarias en las mutuas de reaseguro Oil Casualty Insurance, Ltd (1,86%) y Oil Insurance, Ltd (5,86%), domiciliadas en Bermudas.
(14) Esta sociedad, constituida legalmente en Bahamas, está domiciliada fiscalmente en Reino Unido.
(15) Estas sociedades, constituidas legalmente en Islas Vírgenes Británicas, están domiciliadas fiscalmente en Reino Unido.
(16) Esta sociedad, constituida legalmente en Islas Vírgenes Británicas, está domiciliada fiscalmente en Paises Bajos.
(17) Esta sociedad es la matriz de FEX L.P., domiciliada en Estados Unidos.
(18) Esta sociedad es la matriz de Fortuna (US) L.P., domiciliada en Estados Unidos.
(19) Esta sociedad es la matriz de Talisman Groundbirch Partnership, domiciliada en Estados Unidos.
(20) Anteriormente consolidada por el método de Integración Global
(21) Anteriormente consolidada por el método de Puesta en Equivalencia.
(22) Anteriormente denominada Repsol Exploración Nicaragua, S.A.
(23) Anteriormente denominada TAPBC Adquisition, Inc.
(24) Anteriormente denominada Repsol Exploración Colombia COL-4, S.A.
(25) Anteriormente denominada Repsol Exploration Norge, AS .
(26) Anteriormente denominada Dynasol Elastómeros, S.A.
(27) Anteriormente denominada Dynasol Gestión, S.A.
(28) Anteriormente denominada General Química, S.A.
(29) Sociedades que cambian su denominación el 1 de enero de 2016 (ver Nota 32).

ANEXO Ib: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015

					31.12.15			31.12.14		
Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de Consolidación [1]	% de Participación de Control [2]	% de Participación Total Grupo	Método de Consolidación [1]	% de Participación de Control [2]	% de Participación Total Grupo
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento participación	febrero-15	I.G.	94,94%	92,08%	I.G.	90,00%	87,20%
Enirepsa Gas, Limited	Arabia Saudí	Repsol Exploración, S.A.	Liquidación	marzo-15	--	--	--	P.E.	30,00%	30,00%
Perú Hunt Pipeline Development Company, Llc. [3]	Estados Unidos	Repsol Exploración Perú, S.A.	Liquidación	abril-15	--	--	--	P.E.	44,70%	44,70%
Repsol Chile, S.A.	Chile	Repsol, S.A.	Aumento participación	abril-15	I.G.	100,00%	100,00%	I.G.	99,99%	99,99%
Amulet Maritime Limited [4]	Reino Unido	TEGSI (UK) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Edwards Gas Services LLC [4]	Estados Unidos	Talisman Energy USA Inc.	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	50,00%	50,00%	--	--	--
Equion Energia Limited [4]	Reino Unido	Talisman Colombia Holdco Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	49,00%	49,00%	--	--	--
FEHI Holding S.a.r.l. [4]	Luxemburgo	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
FEX GP Inc. [4]	Estados Unidos	Talisman Energy USA Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
FEX L.P. [4]	Estados Unidos	FEX GP Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Foreland Oil Limited [4]	Islas Vírgenes Británicas	Rift Oil Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Fortuna (US) L.P. [4]	Estados Unidos	FUSI GP Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Fortuna Energy Holding Inc. [4]	Estados Unidos	FEHI Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Fortuna Finance Corporation S.a.r.l. [4]	Luxemburgo	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Fortuna International (Barbados) Inc. [4]	Barbados	Talisman International (Barbados) Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Fortuna International Petroleum Corporation [4]	Barbados	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Fortuna Resources (Sunda) Limited [4]	Islas Vírgenes Británicas	Talisman UK (South East Sumatra) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
FUSI GP Inc. [4]	Estados Unidos	Talisman Energy USA Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Honner Limited [4][6]	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
New Santiago Pipelines AG [4]	Suiza	Talisman Ocensa Pipelines Holdings AG	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Oleum Insurance Company Limited [4]	Barbados	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Paladin Resources Limited [4]	Reino Unido	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Papua Petroleum (PNG) Ltd [4]	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Papua Petroleum Pty Ltd. [4]	Australia	Talisman Niugini Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Red Sea Oil Corporation [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Rift Oil Limited [4]	Reino Unido	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Rigel Petroleum (NI) Limited [4]	Irlanda del Norte	Rigel Petroleum UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Rigel Petroleum UK Limited [4]	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Rowell Limited [4]	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Santiago Pipelines AG [4]	Suiza	Talisman Ocensa Pipelines Holdings AG	Adquisición	mayo-15	IG	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Algeria) B.V. [4]	Países Bajos	Talisman Middle East B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Asia) Ltd. [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Block K 39) B.V. [4]	Países Bajos	Talisman K Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Block K 44) B.V. [4]	Países Bajos	Talisman K Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Block K 9) B.V. [4]	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Colombia) Oil & Gas Ltd. [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Corridor) Ltd. [4]	Barbados	Fortuna International (Barbados) Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Jambi Merang) Limited [4]	Reino Unido	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Jambi) Ltd. [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Ogan Komering) Ltd. [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Pasangkayu) Ltd. [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Sageri) Ltd. [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Sumatra) Ltd. [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Vietnam 133 &134) Ltd. [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Vietnam 15-2/01) Ltd. [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman (Vietnam 46/02) Ltd. [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Alberta Shale Partnership [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Andaman B.V. [4]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Australasia Pty Ltd. [4]	Australia	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Banyumas B.V. [4]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Central Alberta Partnership [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Colombia B.V. [4]	Países Bajos	TE Colombia Holding S.a.r.l	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Colombia Holdco Limited [4]	Reino Unido	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman East Jabung B.V. [4]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman East Tanjung B.V. [4]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy (Sahara) B.V. [4]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Canada [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy DL Limited [4]	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Energy Inc. [4]	Canadá	N/A	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Investments Norge AS [4]	Noruega	Talisman Perpetual (Norway) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Kimu Alpha Pty Ltd [4]	Australia	Talisman Energy Niugini Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Kimu Beta Ltd [4]	Papua Nueva Guinea	Talisman Energy Niugini Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Niugini Limited [4]	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Norge AS [4]	Noruega	Talisman Middle East B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy NS Limited [4]	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Energy Poland B.V. [4]	Países Bajos	Fortuna Energy Holding Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Services Inc. [4]	Estados Unidos	Fortuna Energy Holding Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy Tangguh B.V. [4]	Países Bajos	Talisman Energy (Sahara) B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Energy USA Inc. [4]	Estados Unidos	Fortuna Energy Holding Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Finance (UK) Limited [4]	Reino Unido	TEGSI (UK) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Global Holdings B.V. [4]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Groundbirch Partnership [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Holding International S.a.r.l [4]	Luxemburgo	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Indonesia Ltd. [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman International (Barbados) Inc. [4]	Barbados	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman International Business Corporation [4]	Barbados	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman International Holdings B.V. [4]	Países Bajos	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman International Holdings B.V. SCS [4]	Luxemburgo	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Java B.V. [4]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman K Holdings B.V. [4]	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Malaysia (PM3) Limited [4]	Barbados	Talisman Malaysia Holdings Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Malaysia Holdings Limited [4]	Barbados	Talisman Oil Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Malaysia Limited [4]	Barbados	Talisman Malaysia Holdings Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Middle East B.V. [4]	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Niugini Pty Ltd. [4]	Papua Nueva Guinea	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman North Jabung Ltd. [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Ocensa Pipelines Holdings AG [4]	Suiza	Talisman Colombia B.V.	Adquisición	mayo-15	IG	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Oil & Gas (Australia) Pty Limited [4]	Australia	Paladin Resources Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Oil Limited [4]	Barbados	Fortuna International Petroleum Corporation	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Perpetual (Norway) Limited [4]	Reino Unido	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Peru B.V. [4]	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Petroleum Norge AS [4]	Noruega	Talisman Energy Norge AS	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Resources (Bahamas) Limited [4]	Bahamas	Paladin Resources Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Resources (JPDA 06-105) Pty Limited [4]	Australia	Talisman Oil & Gas (Australia) Pty Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Resources (North West Java) Limited [4]	Reino Unido	Talisman UK (South East Sumatra) Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Resources Norge AS [4]	Noruega	Talisman Energy Norge AS	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman RTC Sdn.Bhd. [4]	Malasia	TE Holding S.a.r.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--

					31.12.15			31.12.14		
Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de Consolidación [1]	% de Participación de Control [2]	% de Participación Total Grupo	Método de Consolidación [1]	% de Participación de Control [2]	% de Participación Total Grupo
Talisman RTC Sdn.Bhd. [4]	Malasia	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Sadang B.V. [4]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Sakakemang B.V. [4]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Santiago AG [4]	Suiza	New Santiago Pipelines AG	Adquisición	mayo-15	IG	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman SEA Pte. Ltd. [4]	Singapur	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Sierra Leone B.V. [4]	Países Bajos	Talisman Global Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Sinopec Alpha Limited [4]	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec Beta Limited [4]	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec Energy UK Limited [4]	Reino Unido	Talisman Colombia Holdco Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	51,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec LNS Limited [4]	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec North Sea Limited [4]	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec Oil Trading Limited [4]	Reino Unido	Talisman Sinopec North Sea Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec Pension and Life Scheme Limited [4]	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec Transportation (UT) Limited [4]	Reino Unido	Talisman Sinopec North Sea Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman Sinopec Trustees (UK) Limited [4]	Reino Unido	Talisman Sinopec Energy UK Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Talisman SO AG [4]	Suiza	Santiago Pipelines AG	Adquisición	mayo-15	IG	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman South Mandar B.V. [4]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman South Sageri B.V. [4]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Sumatra B.V. [4]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Transgasindo Ltd. [4]	Barbados	Fortuna International (Barbados) Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman UK (South East Sumatra) Limited [4]	Reino Unido	Paladin Resources Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman UK Investments Limited [4]	Reino Unido	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam 05-2/10 B.V. [4]	Países Bajos	TV 05-2/10 Holding B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam 07/03 B.V. [4]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam 07/03-CRD Corporation LLC [4]	Estados Unidos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam 135-136 B.V. [4]	Países Bajos	TV 135-136 Holding B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam 146-147 B.V. [4]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam 45 B.V. [4]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam 46-07 B.V. [4]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Vietnam Limited [4]	Barbados	Talisman Oil Limited	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman West Bengara B.V. [4]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Wild River Partnership [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Talisman Wiriagar Overseas Limited [4]	Islas Vírgenes Británicas	Talisman Energy Tangguh B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE Capital S.ar.l. [4]	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE Colombia Holding S.ar.l [4]	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE Finance S.ar.l. [4]	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE Global Holding S.ar.l [4]	Luxemburgo	Talisman Holding International S.ar.l	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE Global Services Inc. [4]	Estados Unidos	Talisman Energy Services Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE Holding S.ar.l. [4]	Luxemburgo	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE NOK S.ar.l. [4]	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TE Resources S.ar.l. [4]	Luxemburgo	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TEGSI (UK) Limited [4]	Reino Unido	TE Holding S.ar.l.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TLM Finance Corp [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Transworld Petroleum (U.K.) [4]	Reino Unido	Talisman Sinopec North Sea Limited	Adquisición	mayo-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	51,00%	--	--	--
Triad Oil Manitoba Ltd. [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TV 05-2/10 Holding B.V. [4]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
TV 135-136 Holding B.V. [4]	Países Bajos	Talisman International Holdings B.V.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
504744 Alberta Ltd. [4]	Canadá	Talisman Energy Canada	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
7308051 Canada Ltd [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
8441251 Canada Ltd. [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
8441316 Canada Ltd. [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
8787352 Canada Ltd. [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
8787387 Canada Ltd [4]	Canadá	Talisman Energy Inc.	Adquisición	mayo-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Repsol International Capital, Ltd. [7]	Islas Caiman	Repsol International Finance, B.V.	Liquidación	julio-15	--	--	--	I.G.	100,00%	100,00%
Repsol Mediación Agente de Seguros Vinculado, S.L.U. [5]	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	agosto-15	--	--	--	I.G.	100,00%	96,67%
Euro-24, S.L. [5]	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	agosto-15	--	--	--	I.G.	100,00%	96,67%
San Andrés Park, S.L. [5]	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	agosto-15	--	--	--	I.G.	100,00%	96,67%
Repsol Exploración Boughezoul, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	agosto-15	I.G.	100,00%	100,00%	--	--	--
Dynasol Gestión Mexico, S.A.P.I. de C.V.	México	Repsol Química, S.A.	Constitución	agosto-15	P.E.(Neg Conj)	50,00%	50,00%	--	--	--
North Dynasol Shanghai Business Consulting Co Ltd.	China	Dynasol Gestión, S.A.	Constitución	agosto-15	P.E.(Neg Conj)	50,00%	25,00%	--	--	--
Rock Solid Images US Group, Inc.	Estados Unidos	Repsol USA Holdings Corporation	Adquisición	agosto-15	P.E.	30,00%	30,00%	--	--	--
Honner Limited [6]	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty, Ltd.	Liquidación	agosto-15	--	--	--	--	--	--
Caveant, S.A.	Argentina	Repsol Capital, S.L.	Liquidación	septiembre-15	--	--	--	I.G.	100,00%	100,00%
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Repsol, S.A.	Enajenación	septiembre-15	--	--	--	P.E.	10,00%	10,00%
CLH Aviación, S.A.	España	Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	Enajenación	septiembre-15	--	--	--	P.E.	100,00%	10,00%
Principle Power (Europe), Ltd.	Reino Unido	Principle Power, Inc.	Aumento participación	septiembre-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	25,37%	P.E.(Neg Conj)	100,00%	24,71%
Principle Power Portugal Unipessoal, Lda.	Portugal	Principle Power, Inc.	Aumento participación	septiembre-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	25,37%	P.E.(Neg Conj)	100,00%	24,71%
Principle Power, Inc.	Estados Unidos	Repsol Energy Ventures, S.A.	Aumento participación	septiembre-15	P.E.(Neg Conj)	25,37%	25,37%	P.E.(Neg Conj)	24,71%	24,71%
Dynasol China, S.A. de C.V. [6]	México	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	Adquisición	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	99,99%	49,99%	--	--	--
Insa, Llc. [6]	Estados Unidos	Dynasol Gestión, S.L.	Adquisición	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	50,00%	--	--	--
Insa Altamira, S.A. de C.V. [6]	México	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	Adquisición	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	99,99%	50,00%	--	--	--
Insa, GPRO [6]	Estados Unidos	Dynasol China, S.A. de C.V.	Adquisición	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	50,00%	24,99%	--	--	--
Industrias Negromex, S.A. de C.V. [6]	México	Dynasol Gestión México, S.A.P.I. de C.V.	Adquisición	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	99,99%	49,99%	--	--	--
Liaoning North Dynasol Synthetic Rubber Co., Ltd.	China	Dynasol Gestión, S.L.	Alta en el perímetro de consolidación	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	50,00%	25,00%	--	--	--
Windplus, S.A.	Portugal	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Disminución de participac	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	20,60%	19,70%	P.E.(Neg Conj)	91,28%	22,56%
General Química, S.A.U.	España	Dynasol Gestión, S.L.	Disminución de participac	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	100,00%	50,00%	I.G.	100,00%	100,00%
Cogeneración Gequisa	España	General Química, S.A.U.	Disminución de participac	octubre-15	P.E.(Neg Conj)	39,00%	19,50%	P.E.	39,00%	39,00%
Repsol Overzee Financiën, B.V.	Países Bajos	Repsol Exploración, S.A.	Absorción	noviembre-15	--	--	--	I.G.	100,00%	100,00%
Zhambay, Llp.	Kazakhstan	Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	Liquidación	noviembre-15	--	--	--	P.E.	25,00%	25,00%
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Perú	Repsol Perú, B.V.	Aumento participación	noviembre-15	I.G.	82,39%	82,39%	I.G.	51,03%	51,03%
Repsol Investeringen, B.V.	Países Bajos	Repsol International Finance, B.V.	Liquidación	diciembre-15	--	--	--	I.G.	100,00%	100,00%
Gas Natural SDG, S.A.	España	Repsol, S.A.	Aumento participación	diciembre-15	P.E.(Neg Conj)	30,15%	30,15%	P.E.(Neg Conj)	30,00%	30,00%
Rowell, Ltd.	Papua Nueva Guinea	Papua Petroleum Pty Ltd.	Liquidación	diciembre-15	--	--	--	--	--	--
Talisman Petroleum Norge, AS	Noruega	Talisman Energy Norge AS	Liquidación	diciembre-15	--	--	--	--	--	--
Talisman Resources Norge, AS	Noruega	Talisman Energy Norge AS	Liquidación	diciembre-15	--	--	--	--	--	--
Talisman Energy Poland B.V.	Países Bajos	Fortuna Energy Holding Inc.	Liquidación	diciembre-15	--	--	--	--	--	--

(1) Método de consolidación:
I.G. : Integración global
P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos que se consolidan a partir del 1 de enero de 2014 por P.E. como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11 se identifican como "Neg Conj".

(2) Porcentaje correspondiente a la participación directa e indirecta de la sociedad matriz inmediatamente superior sobre la filial.

(3) Esta sociedad es la matriz de Hunt Pipeline Development Perú, LP, que a su vez posee el 100% de Hunt Pipeline Company of Perú, Ltd., sociedad domiciliada en las Islas Caimán.
Estas tres sociedades han sido dadas de baja del Grupo Repsol.

(4) Sociedades adquiridas en la combinación de negocios de Talisman (ver Nota 4).

(5) Sociedades absorbidas por Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

(6) Sociedades correspondientes a la alianza con el Grupo KUO (ver Nota 8).

(7) En línea con la política de gestión activa para reducir la presencia en territorios calificados como paraísos fiscales, esta sociedad ha sido liquidada con fecha 23 de julio de 2015.
Las participaciones preferentes emitidas por esta sociedad en los ejercicios 1997 y 2002 ya habían sido recompradas en los ejercicios 2011 y 2013.

ANEXO Ib: PRINCIPALES VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2014

					31.12.14			31.12.13		
Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto	Fecha	Método de Consolidación [1]	% de Participación Control [2]	% de Participación Patrimonial	Método de Consolidación [1]	% de Participación Control [2]	% de Participación Patrimonial
Repsol Comercializadora de Gas, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Enajenación	ene-14	-	-	-	I.G.	100%	100%
Kuosol Agrícola S.A.P.I. de C.V.	México	Kuosol S.A.P.I. de C.V.	Enajenación	ene-14	-	-	-	(4)	100%	50,00%
Repsol Angostura, Ltd.	Trinidad y Tobago	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	feb-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Empresa Petrolera Maxus Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol Bolivia, S.A.	Absorción	feb-14	-	-	-	I.G.	100%	100%
Repsol Trading Perú, S.A.C.	Perú	Repsol Trading, S.A.	Constitución	mar-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Transportadora de Gas del Perú, S.A. (TGP) [3]	Perú	Hunt Pipeline Company of Perú, Ltd.	Enajenación	mar-14	-	-	-	P.E.	22,38%	10,00%
Repsol YPF Trading y Transportes Singapur, Ltd.	Islas Caimán	Repsol Trading, S.A.	Liquidación	abr-14	-	-	-	I.G.	100%	100%
Orisol, Corporación Energética, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Enajenación	may-14	-	-	-	(4)	46,81%	46,81%
Alsugas Gaviota, S.L.	España	Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	Adquisición	may-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol St. John LNG, S.L.	España	Repsol LNG Holdings, S.A.	Constitución	jun-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol Trading Singapore Pte, Ltd.	Singapur	Repsol Trading, S.A.	Constitución	jun-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Algaenergy, S.A.	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Enajenación	jun-14	-	-	-	(4)	20,02%	20,02%
Tocardo International B.V.	Holanda	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Enajenación	jul-14	-	-	-	P.E.	20,34%	20,34%
YPFB Andina, S.A.	Bolivia	Repsol Bolivia, S.A.	Disminución participación	ago-14	P.E. (Neg. Conj)	48,33%	48,33%	(4)	48,92%	48,92%
Ibilek Car-Sharing Vehículo Eléctrico, S.A.	España	Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	Absorción	sep-14	-	-	-	(4)	100%	50,00%
Saint John Gas Marketing Company	EE.UU	Repsol St. John LNG, S.L.	Constitución	sep-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol Libreville, S.A. avec A.G.	Gabón	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	sep-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Saint John LNG Development Company, Ltd.	Canadá	Repsol St. John LNG, S.L.	Constitución	sep-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Disminución participación	sep-14	P.E.	25,00%	24,16%	P.E.	26,67%	25,78%
Nonoil, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Absorción	oct-14	-	-	-	I.G.	100%	96,67%
Repsol Exploración Colombia COL-4, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	oct-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Repsol Exploración Nicaragua, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	nov-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Calio Holdings, Llc.	EE.UU	Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Liquidación	dic-14	-	-	-	I.G.	100%	100%
Societat Catalana de Petrolis, S.A. (PETROCAT)	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento participación	dic-14	I.G.	90,00%	87,20%	P.E.	45,00%	43,69%
Neol Biosolutions, S.A.	España	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Enajenación	dic-14	-	-	-	(4)	50,00%	50,00%
TAPBC Acquisition, Inc.	Canadá	Repsol Exploración, S.A.	Constitución	dic-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Windplus, S.A.	Portugal	Principle Power, Inc.	Aumento participación	dic-14	P.E.(Neg Conj)	91,28%	22,56%	(4)	70,62%	23,73%
Principle Power, Inc.	EE.UU	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Disminución participación	dic-14	P.E.(Neg Conj)	24,71%	24,71%	(4)	33,61%	33,61%
Repsol Lubrificantes e Especialidades Brasil Participaçoes, Ltda.	Brasil	Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	Constitución	dic-14	I.G.	100%	100%	-	-	-
Sociedades del Grupo Gas Natural (varias) [5]		**Gas Natural SDG, S.A.**								

(1) Método de consolidación:
I.G. : Integración global
P.E.: Puesta en equivalencia. Los negocios conjuntos que se consolidan a partir del 1 de enero de 2014 por P.E. como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11 se identifican como "Neg Conj".
(2) Porcentaje correspondiente a la participación directa e indirecta de la sociedad matriz inmediatamente superior sobre la filial.
(3) Sociedad del perímetro de la operación de venta de los activos y negocios de GNL (ver Nota 4).
(4) Participaciones en operaciones conjuntas que, o bien no están articulados a través de un vehículo o estructura financiera identificable de forma separada, o bien estándolo, dicho vehículo no limita sus derechos a los activos ni sus obligaciones por los pasivos relacionados con el acuerdo. Estas participaciones son mantenidas por el Grupo a través de la participación en sociedades dependientes que son consolidadas siguiendo el método de integración global.
(5) En el ejercicio 2014 el perímetro del Grupo Gas Natural Fenosa (ver Nota 9) se ha modificado mediante incorporaciones, bajas, aumentos y disminuciones de porcentajes de participación en sociedades (véase las Cuentas Anuales Consolidadas de Gas Natural Fenosa del ejercicio 2014).

ANEXO II: OPERACIONES CONJUNTAS DEL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2015

Nombre	Participación % [1]	Operador	Actividad
Angola			
Bloque 22	30,00%	Repsol Angola 22 B.V. (sucursal)	Exploración
Bloque 35	25,00%	ENI West Africa SPA	Exploración
Bloque 37	20,00%	ConocoPhillips Angola 37 Ltd	Exploración
Argelia			
Bloque 405a	35,00%	Pertamina	Producción
Boughezoul	51,00%	Repsol Exploración Argelia S.A.	Exploración y producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y Producción
Reggane	29,25%	Groupement Reggane	Exploración y Producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia S.A.	Exploración y producción
TFT	30,00%	Groupement TFT	Exploración y Producción
Aruba			
Bloque Aruba offshore	35,00%	Repsol	Exploración
Australia			
Bloque WA48	45,00%	BHP BP	Exploración
AC/L 5	33,33%	Woodside Energy Ltd	Producción
JPDA 06-105 PSC	25,00%	Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Producción
WA-18-L	100,00%	Talisman Oil & Gas (Australia) Pty Ltd	Producción
Bolivia			
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Charagua	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bulgaria			
Han Asparuh	30,00%	Total	Exploración
Canadá			
Canaport LNG Ltd Partnership	75,00%	Repsol Canada Ltd.	Regasificación de LNG
Groundbirch [2]	37,59%	Shell	Producción
Edson [2]	66,67%	Talisman	Producción
Edson [2]	50,00%	Talisman	Producción
Fir [2]	25,00%	Delphi	Producción
Nunavut [2]	75,00%	Shell	Exploración [3]
NW Territories [2]	25,00%	BP	Exploración [3]
NW Territories [2]	7,00%	Suncor	Exploración [3]
Pine Creek [2]	10,42%	Apache	Producción
Quebec [2]	75,00%	Talisman	Exploración [3]
Colombia			
Catleya	50,00%	Ecopetrol S.A.	Abandono
El Portón	25,00%	Cepsa Colombia S.A.	Exploración
Guajira Off-1	30,00%	Repsol Explroación Colombia, S.A. (Sucursal)	Exploración
Mundo Nuevo	21,00%	Hocol S.A.	Exploración
Niscota	30,00%	Equion Energía, Ltd.	Exploración
Tayrona	20,00%	PETROBRAS	Exploración
CAG -5	50,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
CAG-6	40,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
COL-4	33,34%	Repsol	Exploración
CPE-6	50,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
CPE-8	50,00%	Talisman Colombia Oil & Gas Ltd	Exploración
CPO-9	45,00%	Ecopetrol S.A.	Exploración y Producción
CPO-12	30,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
PUT -9	40,00%	Meta Petroleum Corp	Exploración
PUT-30	50,00%	Talisman Colombia Oil & Gas Ltd	Exploración
Cuba			
Bloque 25-29 y 35*36	40,00%	Repsol Cuba Sucursal	Exploración
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol Ecuador	Exploración y Producción
Bloque Tivacuno	35,00%	Repsol Ecuador	Exploración y Producción
Estados Unidos			
Alaska	55,00%	Repsol	Exploración
Alaska	25,00%	Armstrong	Exploración
Caton-Elmira [2]	49,25%	Swepi/TLM	Producción
Chaffee Corners [2]	67,03%	Talisman	Producción
EagleFord [2]	37,00%	Statoil	Producción
Black Pearl	25,00%	Marathon	Exploración
Buckskin	12,50%	Chevron	Exploración

Nombre	Participación % [1]	Operador	Actividad
Key Largo	40,00%	Marathon	Exploración
Leon	60,00%	Repsol	Exploración
Shenzi	28,00%	BHPBilliton	Desarrollo
Iowa	75,00%	Repsol Louisiana Corporation	Exploración
MidContinent	1,45%	American Energy - Woodford	Desarrollo
MidContinent	4,46%	Atlas Resource Partners, LP	Desarrollo
MidContinent	2,51%	Chaparral Energy, LLC	Desarrollo
MidContinent	2,58%	Chesapeake Operating Inc	Desarrollo
MidContinent	5,02%	Cisco Operating LLC	Desarrollo
MidContinent	0,59%	Comanche Exploration	Desarrollo
MidContinent	6,38%	Cummings Oil Company	Desarrollo
MidContinent	1,76%	D&J Oil Company Inc	Desarrollo
MidContinent	4,04%	Dakota Exploration	Desarrollo
MidContinent	0,19%	Devon Energy Production Co	Desarrollo
MidContinent	3,05%	Eagle Exploration	Desarrollo
MidContinent	5,92%	Empire Petroleum Partners LLC	Desarrollo
MidContinent	1,05%	Enervest Operating	Desarrollo
MidContinent	6,26%	K3 Oil & Gas	Desarrollo
MidContinent	2,31%	Midstates Petroleum Company LLC	Desarrollo
MidContinent	3,52%	Petroquest Energy LLC	Desarrollo
MidContinent	2,03%	Primex Operation Corp	Desarrollo
MidContinent	2,96%	Range Resources Corp	Desarrollo
MidContinent	3,22%	Redfork C/O Trey Resources	Desarrollo
MidContinent	12,81%	Sandridge Holdings Inc	Desarrollo
MidContinent	3,95%	Sk Plymouth Exploration, LLC	Desarrollo
MidContinent	0,04%	Triad Energy	Desarrollo
MidContinent	0,07%	Wicklund Petroleum Corporation	Desarrollo
Tiger	12,50%	Chervron USA Inc.	Exploración
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	40,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Boquerón	61,95%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Casablanca	67,35%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Chipirón	98,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Fulmar	84,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Montanazo	75,07%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Montanazo Concesión	72,44%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Rodaballo	69,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Rodaballo Concesión	65,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Siroco	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Guyana			
Kanuku	40,00%	Repsol Exploracion Guyana S.A.	Exploración
Indonesia			
Andaman III PSC	100,00%	Talisman Andaman B.V.	Exploración
Corridor PSC	36,00%	ConocoPhillips (Grissik) Ltd.	Producción
East Bula PSC	45,00%	Black Gold East Bula LLC	Exploración y Producción
East Jabung PSC	51,00%	Talisman East Jabung B.V.	Exploración
Jambi Merang PSC	25,00%	Joint Operating Body Pertamina-Talisman Jambi Merang	Producción
Ogan Komering PSC	50,00%	Joint Operating Body Pertamina-Talisman Ogan Komering	Producción
Sakakemang PSC	90,00%	Talisman Sakakemang B.V.	Exploración
Seram PSC	45,00%	Black Gold Seram LLC	Exploración y Producción
Tangguh LNG Project [4]	3,06%	BP Berau Ltd.	Producción
Iran			
Bloque Mehr	33,00%	OMV Onshore Exploration Gmbh	Exploración
Irlanda			
Dunquin FEL	25,00%	Exxon Mobil	Exploración
Liberia			
Bloque 10	10,00%	Anadarko	Exploración
Bloque 15	27,50%	Anadarko	Exploración
Libia			
Area 137	50,00%	Suncor	Exploración y Producción
Epsa IV NC115 (Capex)	20,00%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
EPSA IV NC115 (Opex)	5,20%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC115 Exploración	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
EPSA IV NC186 (Capex)	16,00%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
EPSA IV NC186 (Opex)	3,84%	Akakus Oil Operations	Exploración y Producción
Epsa IV NC186 Exploración	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y Producción
Pack 3	35,00%	GdF	Exploración y Producción
Malasia			
PM3 CAA PSC	41,44%	Talisman Malaysia Ltd	Desarrollo y Producción
PM 305 PSC	60,00%	Talisman Malaysia Ltd	Producción
PM 314 PSC	60,00%	Talisman Malaysia Ltd	Producción
SB 309 PSC	70,00%	Talisman Malaysia Ltd	Exploración
SB 310 PSC	70,00%	Talisman Malaysia Ltd	Exploración
SB1 Kinabalu Oil PSC	60,00%	Talisman Malaysia Ltd	Desarrollo y Producción

Nombre	Participación % [1]	Operador	Actividad
Marruecos			
Tánger Larrache	48,00%	Repsol Exploración Marruecos	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
Nicaragua			
Isabel	20,00%	Noble Energy Nicaragua Ltd	Exploración
Tyra	20,00%	Noble Energy Nicaragua Ltd	Exploración
Noruega			
Licencia 019B	61,00%	Repsol Norge AS	Producción
Licencia 019C	15,00%	Repsol Norge AS	Producción
Licencia 025	15,00%	Statoil Petroleum AS	Producción
Licencia 025B	15,00%	Statoil Petroleum AS	Exploración
Licencia 038	65,00%	Repsol Norge AS	Producción
Licencia 038C	70,00%	Repsol Norge AS	Producción
Licencia 038D	40,00%	Repsol Norge AS	Producción
Licencia 038E	65,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 052	27,00%	Statoil Petroleum AS	Producción
Licencia 053B	33,84%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 055	33,84%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 055B	33,84%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 055D	33,84%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 143BS	100,00%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 148	10,00%	Lundin Norway AS	Producción
Licencia 185	33,84%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 187	15,00%	Statoil Petroleum AS	Producción
Licencia 316	60,00%	Repsol Norge AS	Producción
Licencia 316B	60,00%	Repsol Norge AS	Producción
Licencia 378	17,50%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 378C	17,50%	Wintershall Norge AS	Producción
Licencia 528	6,00%	Centrica Resources (Norge) AS	Exploración
Licencia 528B	6,00%	Centrica Resources (Norge) AS	Exploración
Licencia 531	20,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 541	35,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 557	40,00%	OMV (Norge) AS	Exploración
Licencia 557 B	40,00%	OMV (Norge) AS	Exploración
Licencia 589	30,00%	Wintershall Norge AS	Exploración
Licencia 628	20,00%	Statoil Petroleum AS	Exploración
Licencia 640	100,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 642	40,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 644	20,00%	OMV (Norge) AS	Exploración
Licencia 656	20,00%	Dea E&P Norge AS	Exploración
Licencia 658	50,00%	Dong E&P AS	Exploración
Licencia 672	25,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 692	40,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 704	30,00%	Dea E&P Norge AS	Exploración
Licencia 705	40,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 711	40,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 721	20,00%	Dea E&P Norge AS	Exploración
Licencia 750	40,00%	Tullow Oil Norge AS	Exploración
Licencia 763	40,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 801	50,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Licencia 802	40,00%	Repsol Norge AS	Exploración
Papúa Nueva Guinea			
Licencia Nº 8	22,29%	Oil Search Ltd	Exploración
Licencia Nº 10	40,00%	Talisman Niugini Pty Ltd	Desarrollo
Licencia Nº 21	32,50%	Horizon Oil (Papua) Ltd	Exploración
Licencia Nº 28	30,00%	Eaglewood Energy (BVI) Ltd 40%	Exploración
Licencia Nº 38	25,00%	Talisman Energy Niugini Ltd	Exploración
Licencia Nº 235	60,00%	Foreland Oil Ltd	Exploración
Licencia Nº 239	55,00%	Talisman Energy Niugini Ltd	Exploración
Licencia Nº 261	30,00%	Foreland Oil Ltd	Exploración
Licencia Nº 269	50,00%	Talisman Niugini Pty Ltd	Exploración
Licencia Nº 287	50,00%	Talisman Energy Niugini Ltd	Exploración
Licencia Nº 426	60,00%	Talisman Energy Niugini Ltd	Exploración
Perú			
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation S.A.	Producción
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Exploración, Desarrollo y Producción
Lote 76	35,00%	Hunt Oil Exploration and Production Company of Perú L.L.	Exploración
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation S.A.	Exploración y Producción
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Peru	Abandono
Lote 101	70,00%	Talisman Perú B.V., Sucursal del Perú	Abandono
Lote 103	100,00%	Talisman Perú B.V., Sucursal del Perú	Exploración
Lote 109	70,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Abandono
Lote 134	55,00%	Talisman Perú B.V., Sucursal del Perú	Abandono
Lote 158	55,00%	Ecopetrol del Perú, S.A.	Abandono

Nombre	Participación % (1)	Operador	Actividad
Portugal			
Ameijoa	34,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Camarão	34,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Caranguejo	70,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Lagosta	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Lagostim	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Mexilhão	34,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Ostra	34,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Sapateira	70,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Región del Kurdistán iraquí			
Kurdamir Bloque	40,00%	Talisman (Bloque K44) BV	Desarrollo
Piramagrum	50,00%	Repsol Oriente Medio SA (Suc Kurdistán)	Exploración
Qala Dze	50,00%	Repsol Oriente Medio SA (Suc Kurdistán)	Exploración
Topkhana Bloque	60,00%	Talisman (Bloque K39) BV	Exploración
Rumanía			
Bloque 12 Pitesti	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 13 Targu Jiu	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Targoviste Piscuri Deep	49,00%	OMV Petrom	Exploración
6500 Baicoi Deep	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko	Exploración
Trinidad y Tobago			
Bloque TSP	70,00%	Repsol E&P T&T, Ltd	Exploración y Producción
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas, B.V.	Exploración
Bloque 23 B	40,00%	BHP Billiton Petroleum	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Ypergas, S.A.	Exploración y Producción
Vietnam			
Bloque 05-2/10 PSC	40,00%	Talisman Vietnam 05-2/10 B.V.	Exploración
Bloque 07/03 PSC	55,00%	Talisman Vietnam 07/03 B.V.	Desarrollo
Bloque 133-134 BCC	49,00%	Talisman (Vietnam 133-134) Ltd.	Exploración
Bloque 135-136 PSC	40,00%	Talisman Vietnam 135-136 B.V.	Exploración
Bloque 146-147 PSC	80,00%	Talisman Vietnam 146-147 B.V.	Exploración
Bloque 15/2-01 PC	60,00%	Thang Long Joint Operating Company (TLJOC)	Producción
Bloque 46 CN PSC	33,15%	Talisman Vietnam Ltd	Producción
Bloque 156-159 PSC	100,00%	Vung May 156-159, B.V.	Exploración

Las operaciones conjuntas correspondientes al negocio conjunto Repsol Sinopec Brasil, S.A. (ver Nota 8) son las siguientes:

Brasil			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BMC-33 (539)	35,00%	Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Exploración
BMES-21	10,00%	Petrobras	Exploración
BMS-50 (623)	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-51 (619)	20,00%	Petrobras	Exploración
BMS-7	37,00%	Petrobras	Abandono
BMS-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Cabiunas	15,00%	Petrobras	Gas

(1) Corresponde a la participación que tiene la sociedad o sociedades propietarias sobre la operación.

(2) Los derechos sobre el dominio minero en Canadá y Estados Unidos se articulan sobre un gran número de acuerdos de operación conjunta (o JOA "Joint Operating Agreements"). La tabla presenta aquellos acuerdos significativos en los que Repsol participa en una superficie superior a las 2.000 hectáreas netas.

(3) Las operaciones sobre el dominio minero correspondientes a estas áreas se encuentran suspendidas como consecuencia de restricciones gubernamentales o por la localización remota de los a Actualmente no existen obligaciones de trabajo sobre estas tierras.

(4) Talisman posee un 42,4% de participación en Wiriagar, uno de los tres contratos de producción compartida (PSC) del Tangguh Porject. Talisman posee un 3,06% de Tangguh LNG project.

ANEXO II: OPERACIONES CONJUNTAS DEL GRUPO REPSOL A 31 DE DICIEMBRE DE 2014

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
Aruba			
Aruba offshore block	35,00%	Repsol Aruba, B.V.	Exploración
Australia			
Bloque WA48	55,00%	BHP BP	Exploración
Bolivia			
Bloque San Alberto (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Bloque San Antonio (2)	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Bloque Monteagudo (2)	20,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Planta de Compresión de Gas Rio Grande (2)	50,00%	YPFB Andina S.A.	Exploración y Producción
Bloque Charagua	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración y Producción
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración 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	Exploración y Producción
Floating LNG	16,33%	Petrobras	Exploración y Producción
Bulgaria			
Han Asparuh	30,00%	TOTAL	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
Rondón (4)	25,00%	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
COL-4	34,34%	Repsol	Exploración
Cuba			
Bloque 25-29 y 35*36	40,00%	Repsol Cuba Sucursal	Exploración
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
Bloque Tivacuno	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y Producción
EE.UU.			
Midcontinent	13,44%	Sandridge	Desarrollo
Midcontinent	6,38%	Cummings Oil	Desarrollo
Midcontinent	5,92%	Empire	Desarrollo
Midcontinent	4,75%	Veritas Energy	Desarrollo
Midcontinent	4,69%	PetroQuest	Desarrollo
Midcontinent	4,43%	Chesapeake	Desarrollo
Midcontinent	4,00%	Coffeyville Resources	Desarrollo
Midcontinent	3,80%	Fairway Resources	Desarrollo

Nombre	Participación % [1]	Operador	Actividad
Midcontinent	3,56%	Red Fork	Desarrollo
Midcontinent	3,32%	Eagle Exploration	Desarrollo
Midcontinent	3,22%	Plymouth	Desarrollo
Midcontinent	2,96%	Range Resources	Desarrollo
Midcontinent	2,37%	Chaparral	Desarrollo
Midcontinent	2,20%	Atlas Resource	Desarrollo
Midcontinent	2,03%	Primexx	Desarrollo
Midcontinent	1,76%	D & J Oil	Desarrollo
Midcontinent	1,30%	HighMount	Desarrollo
Midcontinent	1,29%	Enervest Operating	Desarrollo
Midcontinent	1,03%	Midstates	Desarrollo
Midcontinent	0,70%	Devon	Desarrollo
Midcontinent	0,60%	Comanche	Desarrollo
Midcontinent	0,08%	Equal Energy	Desarrollo
Midcontinent	0,07%	Wicklund	Desarrollo
Midcontinent	0,04%	Triad Energy	Desarrollo
Midcontinent	0,01%	Cisco	Desarrollo
Alaska	70,00%	Repsol E&P USA Inc	Exploración
Shenzi GOM	28,00%	BHPBilliton	Desarrollo
Buckskin GOM	12,50%	Chevron	Exploración
Key Largo	40,00%	Marathon	Exploración
Leon	60,00%	Repsol E&P USA Inc	Exploración
Tiger	12,50%	Chervron USA Inc.	Exploración
Iowa	75,00%	Repsol Louisina Corporation	Exploración
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Angula	54,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Boquerón	62,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Casablanca	67,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Casablanca Unit	69,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo y Producción
Chipirón	98,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Fulmar	84,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Montanazo	75,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Rodaballo	69,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Siroco	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Bezana Bigüenzo	40,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Rodaballo Concesión	65,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, 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 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 Oriente Medio SA (Suc Kurdistán)	Exploración
Qala Dze	50,00%	Repsol Oriente Medio SA (Suc Kurdistán)	Exploración
Irlanda			
Dunquin	25,00%	Exxon	Exploración
Newgrange	40,00%	Repsol Exploración Irlanda SA	Exploración
Liberia			
Bloque 10	10,00%	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 (5)	48,00%	Repsol Exploración Marruecos S.A.	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración

Nombre	Participación % [1]	Operador	Actividad
Namibia			
Bloque 10	44,00%	Repsol Exploration Namibia PTY Ltd.	Exploración
Nicaragua			
Tyra	20,00%	Noble Energy Nicaragua LTD	Exploración
Isabel	20,00%	Noble Energy Nicaragua LTD	Exploración
Noruega			
Licencia PL528	6,00%	Centrica	Exploración
Licencia PL529	10,00%	ENI Norge	Exploración
Licencia PL541	35,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL589	30,00%	Wintershall Norge	Exploración
Licencia PL628	20,00%	Statoil	Exploración
Licencia PL640	40,00%	Talisman	Exploración
Licencia PL642	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL644	20,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL656	20,00%	E.ON Rurhgas	Exploración
Licencia PL658	50,00%	Dong	Exploración
Licencia PL692	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL704	30,00%	E.ON Rurhgas	Exploración
Licencia PL705	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL711	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL721	20,00%	RWE Dea Norge	Exploración
Licencia PL750	40,00%	RWE Dea Norge	Exploración
Licencia PL763	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Omán			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración y Desarrollo
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción
Lote 76	35,00%	Hunt Oil Company of Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	Exploración
Lote 109	70,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración
Lote 101	30,00%	Talisman Petrolera del Perú LLC Sucursal del Perú	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
Baicoi 6000	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Targoviste Piscuri Deep	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

NOTA: No incluye las operaciones conjuntas gestionadas a través del Grupo Gas Natural Fenosa. Esta información puede obtenerse en las cuentas anuales consolidadas de dicha sociedad (www.portal.gasnatural.com)

(1) Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación.
(2) Operaciones conjuntas gestionadas a través de YPF Andina S.A, sociedad de control conjunto con una participación del 48,33%.
(3) Operaciones conjuntas gestionadas a través de Repsol Sinopec Brasil S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 60%.
(4) Operacionesconjuntas gestionadas a través de Occidental de Colombia L.L.C., sociedad de control conjunto con una participación del 25%.

ANEXO III: CONCILIACIÓN MAGNITUDES (NIIF-UE) Y MODELO DE REPORTING

La reconciliación entre el resultado neto ajustado y el resultado neto NIIF-UE a 31 de diciembre de 2015 y 2014, es la siguiente:

	Resultados de 2015 y 2014											
			AJUSTES									
	Resultado neto ajustado		Reclas. de Negocios Conjuntos		Resultado No Recurrente		Efecto Patrimonial		Total ajustes		Resultados NIIF-UE	
Millones de euros	**2015**	**2014**	**2015**	**2014**	**2015**	**2014**	**2015**	**2014**	**2015**	**2014**	**2015**	**2014**
Resultado de explotación	1.806	2.421	434	(733)	(3.984)	(663)	(696)	(947)	(4.246)	(2.343)	(2.440)	78
Resultado financiero	233	(273)	44	(50)	173	475	-	-	217	425	450	152
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	469	467	(563)	376	-	49	-	-	(563)	425	(94)	892
Resultado antes de impuestos	**2.508**	**2.615**	**(85)**	**(407)**	**(3.811)**	**(139)**	**(696)**	**(947)**	**(4.592)**	**(1.493)**	**(2.084)**	**1.122**
Impuesto sobre beneficios	(562)	(886)	85	407	1.182	52	194	281	1.461	740	899	(146)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	**1.946**	**1.729**	**-**	**-**	**(2.629)**	**(87)**	**(502)**	**(666)**	**(3.131)**	**(753)**	**(1.185)**	**976**
Rdo atribuido a minoritarios por op. continuadas	(86)	(22)	-	-	1	1	43	60	44	61	(42)	39
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	**1.860**	**1.707**	**-**	**-**	**(2.628)**	**(86)**	**(459)**	**(606)**	**(3.087)**	**(692)**	**(1.227)**	**1.015**
Resultado de operaciones interrumpidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	597
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	**1.860**	**1.707**	**-**	**-**	**(2.628)**	**(86)**	**(459)**	**(606)**	**(3.087)**	**(692)**	**(1.227)**	**1.612**

La reconciliación de otras magnitudes presentadas en la Nota 5.3 y 5.4 con aquellas NIIF-UE a 31 de diciembre de 2015 y 2014, son las que se presentan a continuación:

Magnitudes de Balance

	Millones de euros					
	Activos no corrientes		**Inversiones netas de explotación [2]**		**Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación**	
Segmentos	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Magnitudes Ajustadas [1]	**44.485**	**28.983**	**11.860**	**3.425**	**5.322**	**4.873**
Upstream	(6.695)	(5.128)	(1.252)	(1.081)	5.129	6.150
Downstream	(24)	(156)	(13)	(12)	1.307	80
Corporación	(3)	(9)	-	-	-	7
MAGNITUDES NIIF-UE	**37.763**	**23.690**	**10.595**	**2.332**	**11.758**	**11.110**

(1) Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5 "*Información por segmentos*".

(2) Incluye las inversiones devengadas en el periodo netas de desinversiones, pero no incluye inversiones netas en "*Otros activos financieros*".

Magnitudes de la Cuenta de Resultados

	Millones de euros									
	Importe neto de la cifra de negocios [2]		**Dotación a la amortización del inmovilizado**		**Ingresos / (gastos) por deterioros**		**Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación**		**Impuesto sobre beneficios**	
Segmentos	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Magnitudes Ajustadas [1]	**41.460**	**47.660**	**(3.653)**	**(2.326)**	**(4.153)**	**(637)**	**469**	**516**	**814**	**(553)**
Upstream	(1.629)	(1.748)	659	522	384	-	(566)	377	84	406
Downstream	(92)	(68)	6	7	29	-	3	2	1	1
Corporación	(2)	(2)	-	1	-	-	-	(3)	-	-
MAGNITUDES NIIF-UE	**39.737**	**45.842**	**(2.988)**	**(1.796)**	**(3.740)**	**(637)**	**(94)**	**892**	**899**	**(146)**

(1) Magnitudes elaboradas de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5 "*Información por segmentos*".

(2) El importe neto de la cifra de negocios (NIIF-UE) corresponde a la suma de los epígrafes de "*Ventas*" e "*Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos*" de la cuenta de pérdidas y ganancias. Su apertura por segmentos es la siguiente:

A continuación se incorpora mayor desglose del Importe neto de la cifra de negocio por segmento:

	Millones de euros					
	Importe neto de la cifra de negocios procedente de clientes		**Importe neto de la cifra de negocios entre segmentos**		**Total importe neto de la cifra de negocios**	
Segmentos	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Upstream	3.683	2.950	1.098	1.332	4.781	4.282
Downstream	37.751	44.685	12	36	37.763	44.721
Corporación	25	25	96	6	121	31
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos	1	-	(1.206)	(1.374)	(1.205)	(1.374)
TOTAL	**41.460**	**47.660**	**-**	**-**	**41.460**	**47.660**

ANEXO IV: 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

Legislación básica

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 ulteriores.

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 (GEI) 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.

Régimen de control de concentraciones en el sector de la energía

La citada Ley 3/2013 modificó 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 se deroga, asignándose su ejercicio al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (Minetur). La 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 Minetur 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.

Son 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, atribuía a la CNE, ahora CNMC, la obligación de publicar, no solo la lista de operadores principales sino la de operadores dominantes en cada mercado o sector energético.

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 un operador principal no podrá designar, ni directa, ni indirectamente a miembros de los órganos de administración de otro operador principal en el mismo mercado o sector.

Exploración y producción de hidrocarburos

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.

El 21 de mayo de 2015 entra en vigor la Ley 8/2015 por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. Ésta impulsa la forma de extracción “no convencional” o “fracking”, contemplando un régimen de incentivos para las Comunidades Autónomas y Entidades Locales en las que se desarrollen dichas actividades, así como un régimen de participación de los propietarios de suelo en los resultados de la actividad extractiva.

La citada Ley 8/2015 introduce las siguientes medidas tributarias y no tributarias:

- Se crea un nuevo Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados, aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y cuyo tipo varía entre el 1% y el 8% sobre el valor de la producción anual.
- Se añaden dos tarifas al actual canon de superficie, aplicables a partir del 23 de mayo de 2015: la tarifa tercera, que grava la perforación de sondeos y la tarifa cuarta, que grava la adquisición de datos sísmicos.
- A partir de 2016 se establecen pagos a los propietarios de los terrenos subyacentes, por el cual, los titulares de concesiones de explotación de yacimientos otorgadas a partir del 23 de mayo de 2015, deberán abonar a los propietarios de los terrenos una cantidad anual equivalente al 1% del valor de los hidrocarburos extraídos.

Régimen de realización de actividades

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, 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%.

Productos petrolíferos

Adicionalmente 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.

Adicionalmente, la Ley 11/2013 establece varias limitaciones al incremento de instalaciones de suministro de carburantes a aquellos operadores al por mayor que dispongan de cuotas de mercado provinciales, superiores al 30%. La Ley 8/2015 determina que dicha cuota de mercado provincial se medirá a partir de 2016 no ya por puntos de venta sino en función de las ventas anuales del ejercicio anterior.

Esta última norma legal habilita al Gobierno para que transcurridos tres años revise el porcentaje de limitación o en su caso suprima la restricción, si así lo permitiese la evolución del mercado y la estructura empresarial del sector.

Finalmente, la Ley 8/2015 permite a los titulares de instalaciones de distribución al por menor de productos petrolíferos que no pertenezcan a la red de distribución de un operador mayorista (red blanca sin contratos en exclusiva), informar del origen del combustible que comercializan publicitando el operador mayorista al que adquieren el combustible (artículo 43.5). Asimismo, a partir de la entrada en vigor de la Ley, los distribuidores al por menor de productos petrolíferos podrán suministrar producto a otros distribuidores al por menor, bastando para ello con que se inscriban previamente en el registro de impuestos especiales (artículo 43.1).

GLP

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 capacidad inferior a 8 kilos o superior a 20 kilos se encuentra liberalizado; por su parte, el RDL 8/2014 de 4 de julio, y con posterioridad la Ley 18/2014 de 15 de octubre, han liberalizado los envases de más de 8 kgs. y menos 20 kgs., cuya tara no sea superior a 9 kilogramos, a excepción de los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante, medida que discrimina a unos operadores frente a otros, en función de la tara de los envases

comercializados y que, en la práctica, no supone una total liberalización del sector.

La Orden IET/389/2015 de 5 de marzo de 2015, actualiza el sistema de determinación automática del precio de venta al público máximo del GLP envasado y asimismo de la tarifa de venta de GLP por canalización, ajustando el coste de la materia prima de las citadas fórmulas para, de acuerdo a su exposición de motivos, adaptarla "a la realidad de los suministros del mercado nacional en los últimos años". Dicha adaptación en las fórmulas respectivas del coste de la materia prima no se extiende, sin embargo, a los costes de comercialización, resultando en una reducción de los precios máximos del GLP envasado y tarifas de venta de GLP por canalización.

Adicionalmente el RDL 8/2014 y, con posterioridad, la Ley 18/2014, consolidan el derecho de los usuarios al suministro domiciliario de envases de carga entre 8 y 20 kilos quedando obligados a efectuar el suministro domiciliario los operadores al por mayor de GLP con mayor cuota de mercado en los correspondientes territorios peninsulares e insulares, obligación cuyo incumplimiento constituye una infracción muy grave. El listado de operadores al por mayor de GLP con obligación de suministro se determinará por resolución de la DGPEM cada 3 años. Cada 5 años el Gobierno podrá revisar las condiciones de la obligación impuesta o acordar la extinción de la misma. El listado actual de Operadores obligados a realizar el suministro domiciliario es el siguiente: Repsol Butano en la Península y Baleares, DISA en Canarias, y Atlas en Ceuta y Melilla

Por lo que respecta al GLP a granel:

- el comercializador al por menor del GLP a granel no canalizado queda obligado a atender a todos los consumidores que lo soliciten en la provincia en la que el comercializador ya está actuando.
- el comercializador al por menor del GLP a granel canalizado queda obligado a atender a las peticiones de suministro dentro del área correspondiente a sus respectivas redes.

La Ley 8/2015, traslada a los usuarios la obligación de realizar la inspección de las instalaciones receptoras del GLP (artículo 74.1 p), sin embargo, hace responsables subsidiarios de dicha obligación a los distribuidores si no les consta que dicha inspección ha sido realizada por una empresa habilitada. Se obliga tanto a los operadores al por mayor de GLP, como a los comercializadores al por menor de GLP a granel, a constituir y mantener actualizado un seguro de responsabilidad civil u otras garantías financieras en cuantía suficiente para cubrir los riesgos de las actividades ejercidas.

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%.

La Ley 8/2015, crea un mercado organizado de gas natural, con el propósito de facilitar la entrada de nuevos comercializadores e incrementar la competencia, creando un nuevo operador único del mercado organizado del gas, que será el encargado de gestionar el llamado ”*hub*” gasista.

El Real Decreto 984/2015 de 30 de octubre, desarrolla las normas para el funcionamiento del citado mercado organizado. El operador del mercado organizado de gas será la empresa MIBGAS “Mercado Ibérico del Gas” que velará por el cumplimiento, por todos los agentes participantes, de las reglas de mercado establecidas. Los agentes podrán contratar productos estandarizados de gas natural en plataformas electrónicas, gestionada por el operador del mercado o terceros.

Para facilitar la operación del mercado de gas, se modifican las condiciones de contratación de acceso de capacidad a las instalaciones gasistas. Además, se crea una plataforma única de contratación de capacidad, gestionada por el gestor técnico del sistema gasista (Enagas), que posibilitará la contratación de capacidad de acceso en tiempo real.

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 90 días de importaciones netas diarias medias, bien a 61 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 54/1997 del Sector Eléctrico fue modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, y ahora, recientemente, ha sido modificada por la Ley del Sector Eléctrico, 24/2013, de 26 de diciembre que entró en vigor el 28 de diciembre de 2013.

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 caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente y están sometidas a unas obligaciones específicas. El suministro eléctrico se califica, por su parte, como un servicio de interés económico general.

En relación con la actividad de generación eléctrica, la Ley 24/2013 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 Real Decreto 413/2014 regula el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, con efecto sobre las instalaciones de cogeneración del Grupo Repsol, integrantes del extinto régimen especial y régimen ordinario asimilado. Dicho sistema se basa 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.

Por su parte, la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueba los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Por último, recientemente se promulgó el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica y de producción con autoconsumo.

La normativa establece que quienes producen y consumen su propia energía sin estar conectados a la red eléctrica no han de asumir ningún coste del sistema eléctrico; sin embargo, en el caso de que se esté conectado a la red, al tener garantizado el suministro en todo momento, incluso cuando la energía autogenerada no sea suficiente, el autoconsumidor, si bien no pagará por la energía que autoproduce, ni tampoco por los impuestos asociados ni las pérdidas del sistema, sí tendrá que contribuir a los costes generales del mismo.

Contribuciones al fondo de eficiencia energética

La Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, establece en su artículo 7 la obligación de justificar una cantidad de ahorro de energía para 2020, viniendo obligado cada Estado a establecer un sistema de obligaciones de eficiencia energética, mediante el cual los distribuidores de energía y/o las empresas minoristas de venta de energía quedarán obligados a alcanzar en el año 2020 el objetivo de ahorro indicado mediante la consecución anual, a partir del año 2014, de un ahorro equivalente al 1,5% de sus ventas anuales de energía.

El Real Decreto-ley 8/2014 y la Ley 18/2014, han venido a trasponer la anterior Directiva mediante la creación de un fondo nacional de eficiencia energética en virtud del cual, se asigna a las empresas

comercializadoras de gas y electricidad, a los operadores de productos petrolíferos al por mayor, y a los operadores de gases licuados de petróleo al por mayor, -sin que estos últimos no tengan la consideración de sujetos obligados conforme a la Directiva- una cuota anual de ahorro energético de ámbito nacional, denominada obligaciones de ahorro, con una equivalencia financiera.

La creación de un fondo nacional, que en España se ha formulado como medida alternativa a un sistema de iniciativas nacionales de eficiencia energética, en la propia Directiva 2012/27/UE únicamente se prevé como medida de respaldo o complementaria.

Con fecha 24 de febrero de 2015 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Orden IET/289/2015, de 20 de febrero, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2015, Orden que se halla recurrida, al igual que los actos de cobro relativos a los ejercicios 2014 y 2015, por varias empresas alcanzadas por las citadas obligaciones de contribución al referido Fondo Nacional.

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 la sociedad estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (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 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).

Posteriormente, mediante Ley Nº. 466 de fecha 26 de diciembre de 2013 se establece que, a partir de dicha Ley, YPFB Andina adopta la tipología de Sociedad Anónima Mixta (SAM), para lo cual, en fecha 4 de agosto de 2014, YPFB adquirió de Repsol Bolivia S.A. 79.557 acciones. Actualmente YPFB cuenta con el 51% del capital social de YPFB Andina, dando cumplimiento a la Ley No. 466 y al parágrafo II del art. 363 de la Constitución Política del Estado. A la fecha la nueva participación de Repsol Bolivia S.A. en YPFB Andina es de 48,33%.

Adicionalmente, en fecha 11 de diciembre de 2015 se promulgó la Ley Nº. 767 para la promoción de la inversión en Exploración y Explotación hidrocarburífera en Bolivia que establece diversos incentivos para: i) la producción de Petróleo Crudo y; ii) Condensado asociado al Gas Natural resultante de exploración de nuevos campos o reservorios, calculados en función al nivel de producción y al precio internacional de petróleo, distinguiendo, a su vez, entre Zonas Tradicionales, con información geológica donde existe producción de hidrocarburos con explotación comercial, con menor incentivo y zonas no tradicionales; también se establecen incentivos para, iii) la producción adicional de Condensado asociado al Gas Natural en campos que encuentren en explotación, cuyo asociados al nivel de reservas e inversiones y, finalmente iv) a los campos gasíferos con reservorios de gas seco, campos marginales y/o

pequeños, cuyo incentivo consiste en la asignación prioritaria de mercados de exportación de gas natural.

Cabe mencionar que la forma de aplicación, determinación y pago de los incentivos está sujeta a una reglamentación a ser emitida mediante Decreto Supremo.

Por otro lado, la Ley Nº. 767 modificó el artículo 42 de la Ley Nº.3058, estableciendo que en campos de áreas de Contratos de Operación que estuvieran en producción al tiempo de finalizar el plazo del contrato, YPFB podrá operarlos por sí misma o mediante un contrato de prestación de servicios o con el Titular del contrato mediante la suscripción de una adenda por única vez, cuyo plazo podrá ser hasta explotar las reservas probadas certificadas dentro del plazo del contrato principal, negociando con YPFB nuevas condiciones técnicas y económicas.

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.

Adicionalmente en fecha 8 de Mayo de 2009 se suscribieron con YPFB los Acuerdos de Entrega de Gas Natural y Acuerdos de Entrega de Hidrocarburos Líquidos que establecen los términos y condiciones que rigen la entrega de hidrocarburos por parte del Titular y también se suscribieron los Procedimientos de Pago que establecen el mecanismo de pago de la Retribución del Titular. El Acuerdo de Entrega de Gas Natural del Área Caipipendi fue enmendado en fecha 26 de marzo de 2010, con la finalidad de incorporar volúmenes para la exportación a ENARSA Argentina y en fecha 28 de noviembre de 2014 una segunda enmienda permitió incorporar volúmenes adicionales de gas natural a ser entregados desde los campos Margarita y Huacaya a los mercados de exportación de Brasil y Argentina, lo que permite implementar la Fase III del Área Caipipendi con el correspondiente incremento de la producción

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 Nº 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.

Canadá

En la Columbia Británica, Alberta y Saskatchewan, provincias occidentales de Canadá en las que se encuentran la mayoría de los intereses de exploración y producción del Grupo, los respectivos gobiernos provinciales son los titulares de la mayoría de los derechos minerales del subsuelo sobre el petróleo y el gas natural. Por lo general, los gobiernos de estas provincias conceden derechos de exploración y producción de petróleo y gas natural en sus terrenos mediante arrendamientos, licencias y permisos con distintos términos y en las condiciones que se estipulan en la legislación y las normativas provinciales, incluidos los requisitos de realización de obras concretas o de pagos. Además de los terrenos, la Sociedad cuenta con intereses en arrendamientos obtenidos de propietarios de tierras minerales mediante negociación directa.

Las sociedades que operan en el sector canadiense de hidrocarburos y gas natural están sujetas a una amplia normativa y a estrictos controles de la fiscalidad de las operaciones (incluidas tenencia de tierras, exploración, desarrollo, producción, refinado, mejora, transporte, comercialización y cuestiones medioambientales) como resultado de la legislación y la política promulgadas tanto a nivel federal por el Gobierno de Canadá como por los distintos gobiernos provinciales. La supervisión de dichas operaciones la realizan organismos reguladores provinciales entre los que están la Comisión de la Columbia Británica para los Hidrocarburos y Gas, el Regulador Energético de Alberta, los ministerios de Economía y Medioambiente de Saskatchewan y los organismos reguladores federales, como la Agencia Canadiense de Evaluación medioambiental y el Consejo Nacional Canadiense de Energía.

Cada provincia cuenta con una legislación y unas normativas que rigen los derechos relativos a los terrenos provinciales así como las tasas de producción y otras cuestiones. Los derechos de producción de los terrenos se determinan mediante normativas gubernamentales y, por lo general, se calculan como un porcentaje del valor de producción bruta. La tasa de dichos derechos suele depender parcialmente de los precios de referencia previstos, productividad de los pozos, ubicación geográfica, fecha de descubrimiento del yacimiento, método de recuperación y tipo o calidad del producto petrolífero producido. En ocasiones, los gobiernos de las provincias occidentales de Canadá crean programas de incentivos para la exploración y el desarrollo. Dichos programas pueden recoger reducciones en la tasa de derechos, exenciones de derechos o créditos fiscales de derechos. Los derechos pagaderos sobre la producción de terrenos en propiedad vienen determinados por la negociación llevada a cabo entre el propietario y el arrendatario del terrero mineral, si bien la producción de dichos terrenos está sujeta a determinados impuestos provinciales.

Las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos y gas en Canadá cuentan con una amplia regulación y están sujetas a un fuerte control por parte de los organismos reguladores provinciales y federales. Es necesaria la aprobación por parte de estos organismos para llevar a cabo diversas actividades, incluida la perforación de pozos petrolíferos y de gas natural, la construcción y explotación de oleoductos, gasoductos e instalaciones, así como el almacenamiento, la inyección y la eliminación de sustancias vinculadas. Para realizar operaciones de extracción de petróleo y gas y cumplir los requisitos de los reguladores pertinentes, las sociedades deben acatar la legislación, normativas, ordenanzas, directivas y otras indicaciones aplicables (sujetas todas ellas a supervisión, evaluación y revisión gubernamental de manera periódica). El incumplimiento de dicha legislación, normativas, ordenanzas, directivas u otras indicaciones puede derivar en multas o sanciones de otro tipo.

Además de la legislación y las normativas relativas a cuestiones operativas vinculadas a la exploración y la producción, el sector petrolífero y de gas natural canadiense también está sujeto a distintas legislaciones provinciales y federales relacionadas con cuestiones medioambientales, sujetas todas ellas a evaluación y revisiones gubernamentales periódicas. Dicha legislación impone restricciones y prohibiciones a la liberación o emisión de diferentes sustancias producidas en asociación con determinadas operaciones del sector petrolífero y de gas, como el dióxido de azufre y el óxido nitroso, además de las condiciones o prohibiciones de explotación en ciertas zonas medioambientalmente sensibles. Asimismo, esta legislación estipula los requisitos para el abandono y la reclamación

satisfactorios de pozos e instalaciones. El incumplimiento de dicha legislación puede provocar la suspensión o retirada de las licencias y autorizaciones necesarias, responsabilidad civil por los daños producidos por la contaminación y la imposición de multas y sanciones importantes.

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 cobro 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 vigor 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,* "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. En Alaska, las actividades de exploración y producción se controlan por el *Alaska Department of Natural Resources*, *Division of Oil and Gas*. El BOEM es responsable de la revisión completa del impacto medioambiental del proyecto propuesto (ya sea de exploración o de desarrollo) según el *National Environmental Policy Act* (NEPA).

Las operaciones realizadas en Texas y Pennsylvania por Talisman Energy USA Inc. están sujetas a las leyes de dichos estados. En Texas los reguladores principales de actividades de exploración y producción son el Railroad Commission of Texas (RRC) y Texas Commission on Environmental Quality (TCEQ) y en Pennsylvania es Pennsylvania Department of Environmental Protection (DEP).

Gas Natural Licuado

Respecto de la actividad de GNL en Estados Unidos, de acuerdo con el Natural Gas Act, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) tiene competencias exclusivas para autorizar el establecimiento de instalaciones para la importación o exportación de GNL.
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

Trading de Crudo y Productos Refinados

Existe un número de organismos regulatorios en los Estados Unidos con competencia para regular el mercado de trading de crudo y productos refinados. La "*Federal Trade Comission*" (FTC) tiene la potestad de regular la compraventa de crudo. La "*Environmental Protection Agency*" (EPA) supervisa las materias relativas al medioambiente y regula en particular los productos refinados destinados al consumidor privado tales como la gasolina y el diésel. En relación con la actividad de trading de derivados financieros, la "*Commodities Futures Trading Commission*" (CFTC) es el organismo encargado de regular y supervisar este mercado.

El 18 de diciembre de 2015 se aprobó la Consolidated Appropiation Act, 2016 (Public law no. 114-113). Esta norma deroga la sección 103 de la Energy Policy and Conservation Act (EPCA), eliminando así la prohibición contra la exportación de petróleo producido en EE.UU. Como consecuencia de este cambio normativo, se prohíbe que el poder ejecutivo refuerce la normativa de prohibición a la exportación preservando, no obstante, la potestad del Presidente para restringir las exportaciones de crudo ante situaciones de emergencia nacional, para apoyar sanciones comerciales y para eliminar una escasez en el suministro de petróleo o un precio que constantemente sea significativamente más alto que el precio en el resto del mercado mundial.

El levantamiento de esta prohibición permite que compañías que producen petróleo en EE.UU. tengan acceso a mercados internacionales, lo cual podría tener un gran impacto, tanto en la economía nacional como a nivel mundial.

Indonesia

De acuerdo con la Constitución de Indonesia de 1945, todos los recursos naturales (gas y petróleo incluidos) del territorio indonesio son propiedad del Estado y están sujetos a su control. En Indonesia, la regulación del petróleo y el gas natural se basa en la Ley nº 22 de 2001 ("Ley nº 22"), que establece principios generales para la regulación del sector. Estos principios se aplican gracias a distintos reglamentos de ejecución, promulgados en virtud de la Ley nº 22, así como a diferentes normas y decretos ministeriales.

La Ley nº 22 reestructuró y liberalizó el control del Estado sobre los sectores del petróleo y el gas. La Ley nº 22 atribuyó la función regulatoria a dos organismos públicos diferentes:

(i) BPMIGAS (Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi). Sin embargo, el 13 de noviembre de 2012, BPMIGAS fue declarado inconstitucional por el Tribunal Constitucional de Indonesia, atribuyéndose el papel y las funciones de este al Gobierno. El presidente, mediante el Reglamento de la Presidencia 95/2012, asignó este papel y estas funciones al Ministerio de Energía y Recursos Minerales. Mediante Reglamento de la Presidencia 9/2013 se constituyó Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi ("SKK Migas"), que actualmente ejerce el mismo papel y las mismas funciones que BPMIGAS; y

(ii) BPHMIGAS (Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi)

Tras la restructuración del sector llevada a cabo mediante la Ley nº 22, BPMIGAS y posteriormente SKK Migas, sucedieron a Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara ("PERTAMINA") como parte supervisora en materia de exploración y producción en los CPCs, si bien no llegaron a asumir el papel de PERTAMINA como Productor/Contratista.

El Ministerio de Energía y Recursos Minerales ("MERM") es el responsable de la aprobación del primer Plan de Desarrollo ("PdD") en el marco de los contratos de producción compartida ("CPC") así como de la supervisión de la propiedad y la gestión de los recursos petroleros y gasistas por parte del Estado. Con la colaboración de MIGAS, el MERM formula la política gubernamental, fija los bloques que hayan de salir a licitación, es responsable de autorizar la transmisión, por parte de los contratistas, de sus derechos de participación (en consulta con SKK Migas) y expide las licencias necesarias para la realización de actividades mercantiles de transformación y distribución de productos petroleros, como por ejemplo la producción de GNL utilizando la estructura de transformación y distribución.

La Dirección General de Petróleo y Gas ("MIGAS") colabora con el MERM en la elaboración de la política gubernamental y en la determinación de las zonas de trabajo susceptibles de licitación. También supervisa las actividades de implementación de actividades empresariales, tanto de exploración y producción como de transformación y distribución a través de SKK Migas y de BPHMIGAS.

SKK Migas es el supervisor y el órgano ejecutivo en materia de exploración y producción, en su condición de sucesor de BPMIGAS tal como se señaló anteriormente. SKK Migas, como supervisor de exploración y producción, colabora con el MERM en la preparación de las licitaciones, concede los CPCs y aprueba el primer PdD. SKK Migas también celebra y supervisa los CPCs. Entre sus principales funciones de supervisión cabe señalar la aprobación de los Planes de Trabajo y Presupuestos (PTyP) anuales y de los ulteriores PdDs, la supervisión e información al MERM de la ejecución de los CPCs, la designación de vendedores de la cuota de producción correspondiente al Estado (SKK Migas puede recoger la cuota de gas correspondiente al Gobierno, si bien debe nombrar a un tercero para la venta del gas) y de la gestión de los activos que emplean los contratistas en la ejecución de sus actividades empresariales de exploración y producción de petróleo y gas.

Es responsabilidad del Ministerio de Hacienda ("MdH") impartir las instrucciones relativas a los principios básicos de la cuota del Estado derivada de la explotación del GNL y, a través de la Dirección General de Impuestos y de la Dirección General de Derechos Aduaneros y Arbitrios, fijar los impuestos, derechos aduaneros y arbitrios pagaderos en razón de las actividades de desarrollo del GNL, resolviendo las cuestiones relativas a los avales del Estado y formulando, estableciendo y aplicando políticas relativas

a los activos de propiedad estatal.

De acuerdo con la Ley nº 22, aquellas empresas que deseen explorar y explotar las reservas de petróleo y de gas deben hacerlo mediante un Contrato de Cooperación con SKK MIGAS. En Indonesia, el Contrato de Cooperación que normalmente se formaliza en relación con las actividades de exploración y explotación es el denominado Contrato de Producción Compartida ("CPC").

Con el CPC, el Gobierno de Indonesia conserva la propiedad del petróleo y del gas (antes de la entrega), recayendo sobre el contratista todos los riesgos y costes de exploración, desarrollo y producción, a cambio de un porcentaje convenido de la producción de petróleo y/o gas y de la recuperación de determinados costes de explotación de la producción que satisfagan ciertos requisitos.

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.

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 renunciarán 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 (MINEM), 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 MINEM (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.

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, a la cual el Estado, en su calidad de propietario de los hidrocarburos ubicados dentro de su territorio, 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 con un licenciatario (Contratista), mediante los Contratos de Licencia, de Servicios, y otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

Mediante los Contratos de Licencia, el Contratista obtiene la autorización de explorar y explotar hidrocarburos en el área de contrato. El Contratista 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/o comercialización 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 MINEM. La LOH no establece los requisitos específicos para cada actividad, por lo cual es necesario remitirse a los Reglamentos correspondientes a cada una de las actividades.

En Perú la comercialización de los productos derivados de los hidrocarburos se rige por la oferta y demanda, sin embargo, 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.

Sin embargo, a través del Decreto de Urgencia N°. 01-2015, modificado por la Ley N°. 30334 - Ley que establece medidas para dinamizar la economía en el año 2015, se ha establecido que no se realizarán actualizaciones a la Banda de Precios (hasta diciembre de 2016) cuando el PPI se incremente, sino sólo cuando éste baje, lo que genera automáticamente un incremento en la deuda del Fondo hacia los Productores. A través del Decreto Supremo N°. 154-2015-EF, se aprobó un crédito suplementario para financiar los recursos del Fondo y se ha programado la incorporación de nuevos recursos para la financiación del Fondo de manera trimestral hasta junio de 2016, si fuese necesario.

De otro lado, el artículo 43 del Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos (aprobado por Decreto Supremo Nº. 045-2001-EM), establece la obligación de los Productores y Distribuidores Mayoristas que tengan capacidad de almacenamiento propia o contratada de mantener, en cada Planta de Abastecimiento, una existencia media mensual mínima de cada combustible almacenado equivalente a 15 días consecutivos de su despacho promedio de los últimos 6 meses anteriores al mes del cálculo de las existencias y una existencia mínima diaria de 5 días consecutivos de despacho promedio en dicha Planta. Igual tratamiento se contiene en el artículo 8 del Reglamento para la Comercialización de Gas Licuado de Petróleo (aprobado por Decreto Supremo No. 01-94-EM) en el cual a través de sus modificaciones (Decreto Supremo N° 045-2010-EM y Decreto Supremo N° 015-2015-EM), el cual establece la obligación de mantener existencias medias de 15 días y una existencia mínima de 5 días, respectivamente, sobre el despacho promedio de los últimos 6 meses.

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 (ppm), 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 MINEM, 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.

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). El SISE permite dotar de infraestructuras para brindar seguridad al sistema energético, por lo que está constituido por redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas estratégicas por el Estado (infraestructura) y es remunerado mediante un cargo tarifario a la infraestructura de la red nacional de ductos de transporte y suministro de productos líquidos de los hidrocarburos. El FISE establece un esquema de Compensación Social y de Servicio Universal para los sectores más vulnerables de la población, siendo 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.

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. (PEDEVESA), 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.

El 15 de marzo de 2015 ha entrado en vigor 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 las materias que se delegan para la garantía reformada de los derechos de soberanía y protección del pueblo venezolano y el orden constitucional de la República. El Jefe de Estado podrá legislar sobre materias de seguridad y defensa nacional, comercial, socioeconómica, financiera, energética e industrial, así como en aspectos sancionatorios desde el punto de vista administrativo, civil e incluso penal. Dicha delegación tendrá una vigencia comprendida entre la fecha de publicación en la Gaceta Oficial hasta el 31 de diciembre del año 2015.

El 14 de enero de 2016 se publicó en la Gaceta Oficial Extraordinaria de la República Bolivariana de Venezuela N° 6.214 el decreto N° 2.184, mediante el cual se declara Estado de Emergencia Económica en todo el Territorio de la República Bolivariana de Venezuela. El decreto tiene por objeto permitir que el Ejecutivo Nacional disponga de la atribución para adoptar las medidas oportunas que permitan atender la situación excepcional, extraordinaria y coyuntural que atraviesa la economía venezolana El decreto tiene prevista una duración de 60 días, contados a partir de la fecha de publicación en Gaceta Oficial, con la posibilidad de prorrogarse por el mismo lapso.

El 22 de enero de 2016 la Asamblea Nacional, en el uso de sus facultades, acordó desaprobar el Decreto Nº 2.184, mediante el cual el Ejecutivo Nacional declaró el Estado de Emergencia Económica en todo el territorio nacional. Conforme a lo establecido en el artículo 33 de la Ley Orgánica de los Estados de Excepción, si la Asamblea Nacional desaprueba el Decreto éste queda derogado inmediatamente, perdiendo todos sus efectos jurídicos, no siendo posible que ninguna autoridad puede ejecutarlo. El mencionado artículo 33 establece, asimismo, que tras la desaprobación de la Asamblea Nacional, la Sala Constitucional ya no tiene materia sobre la cual decidir.

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, quien las realiza ya directamente por el Ejecutivo Nacional o mediante empresas de su exclusiva propiedad. Igualmente podrá hacerlo mediante empresas mixtas en las que ostente una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social.

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.

Los acuerdos de empresas mixtas a que se refiere la Ley Orgánica de Hidrocarburos, no establecen restricciones a estas sociedades para transferir fondos en forma de dividendos en efectivo, reembolso de préstamos o anticipos realizados por sus accionistas en moneda extranjera (USD). Similar consideración aplica a las licencias otorgadas con ocasión de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, en la medida en que la licenciataria reciba pagos en divisas con ocasión de la ejecución de sus actividades, por cuanto que aquellos fondos que recibe en bolívares estarán sometidos al régimen de control cambiario.

De conformidad con los convenios cambiarios vigentes tanto las empresas mixtas referidas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos como las licenciatarias de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, podrán mantener en el exterior cuentas en instituciones bancarias o de similar naturaleza, por concepto de los ingresos recibidos en divisas, con el fin de efectuar los pagos que corresponda realizar fuera de la República Bolivariana de Venezuela. Cualquier cantidad de dinero proveniente de dichas cuentas que ingrese al país deberá ser vendida al Banco Central de Venezuela, al tipo de cambio oficial.

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.

INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO 2015

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

ÍNDICE

1. PRINCIPALES ACONTECIMIENTOS DEL PERIODO ... 3
2. NUESTRA COMPAÑÍA ... 8
2.1. MODELO DE NEGOCIO ... 8
2.2. GOBIERNO CORPORATIVO ... 13
2.3. PLAN ESTRATÉGICO 2016-2020 ... 16
3. ENTORNO MACROECONÓMICO ... 20
4. RESULTADOS, SITUACIÓN FINANCIERA Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS ... 24
4.1. RESULTADOS ... 24
4.2. SITUACIÓN FINANCIERA ... 30
4.3. RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS ... 32
5. EL DESEMPEÑO DE NUESTROS NEGOCIOS ... 36
5.1. UPSTREAM ... 36
5.2. DOWNSTREAM ... 54
6. OTRAS FORMAS DE CREAR VALOR ... 66
6.1. PERSONAS ... 66
6.2. SEGURIDAD Y MEDIOAMBIENTE ... 76
6.3. FISCALIDAD ... 83
6.4. INVESTIGACIÓN, DESARROLLO E INNOVACIÓN (I+D+i) ... 88
6.5. NEGOCIOS EMERGENTES ... 90
6.6. SOCIEDAD ... 91
7. EVOLUCIÓN PREVISIBLE ... 95
8. RIESGOS ... 99

ANEXO I: INDICADORES, MAGNITUDES ALTERNATIVAS Y CONCILIACIÓN CON NIIF ... 111
ANEXO II: INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO ... 117

1. PRINCIPALES ACONTECIMIENTOS DEL PERIODO

El año 2015 ha supuesto para Repsol[1] el inicio de un profundo proceso de transformación, impulsado por relevantes acontecimientos corporativos y sostenido en un entorno económico marcado por la volatilidad en los mercados y los bajos precios del crudo y del gas.

Entre los acontecimientos corporativos transformadores destacan la adquisición de la petrolera canadiense Talisman Energy Inc.[2], que ha convertido a Repsol en una de las principales petroleras privadas del mundo, la aprobación de una nueva estructura organizativa en la que el Consejero Delegado (CEO) ha asumido todas las funciones ejecutivas y la publicación del nuevo Plan Estratégico 2016-2020, cuyas líneas maestras son la creación de valor y la resiliencia, incluso en un entorno de bajos precios del crudo y del gas.

Por su parte, los resultados del ejercicio ponen de manifiesto las ventajas de un modelo integrado como el de Repsol en el exigente entorno en el que se han desarrollado las actividades del Grupo. Así, el positivo resultado obtenido en el desempeño ordinario de los negocios (1.860 millones de euros de Resultado Neto Ajustado) refleja la fortaleza del *Downstream*[3] y el Resultado Neto negativo (-1.227 millones de euros) se explica, fundamentalmente, por los deterioros registrados (-2.957 millones de euros) como consecuencia del impacto del actual entorno de bajos precios en la valoración de los activos de *Upstream*[4].

A continuación se desarrollan estos acontecimientos.

ADQUISICIÓN DE TALISMAN ENERGY

El 8 de mayo de 2015 Repsol completó la compra de Talisman. La inversión ha ascendido a 8.005 millones de euros, que se han financiado con la liquidez de Repsol obtenida fundamentalmente por el cobro de la compensación acordada por la expropiación de YPF y por la venta de las acciones no expropiadas. Tras dicha adquisición, que ha supuesto la incorporación de la deuda de Talisman (que en el momento de adquisición ascendía a 3.994 millones de euros), el Grupo mantiene sin cambios su calificación crediticia (véase el epígrafe Situación Financiera del apartado 4.2).

Talisman es una sociedad canadiense domiciliada en Alberta (Canadá) constituida de acuerdo a la Ley de Sociedades Mercantiles canadiense y cuyas acciones cotizaban en las Bolsas de Toronto y Nueva York.

Sus principales actividades de negocio comprenden la exploración, desarrollo, producción, transporte, y comercialización de crudo, gas natural y otros hidrocarburos líquidos, concentrando la mayor parte de su actividad en dos áreas: América (Estados Unidos, Canadá y Colombia) y Asia-Pacífico (Australia, Timor Oriental, Indonesia, Malasia, Papúa Nueva Guinea y Vietnam). Adicionalmente tiene actividad en Reino Unido, Noruega, Argelia y en Kurdistán.

La adquisición de Talisman se presenta como una operación transformadora desde el punto de vista de crecimiento (prácticamente se duplica el segmento *Upstream* en términos de producción, activos operados, empleados y capital empleado), pero también por la diversificación que aporta a la composición y perfil de riesgo del portafolio y por la incorporación de talento, conocimiento y nuevas capacidades (la

[1] De ahora en adelante, las denominaciones "Repsol", "Grupo Repsol" o "la compañía" se utilizarán, de manera indistinta, para referirse al grupo de empresas formado por Repsol, S.A. y sus sociedades dependientes y asociadas y acuerdos conjuntos (ver Nota 1 de la memoria de las cuentas anuales consolidadas).

[2] En adelante "Talisman", que con fecha 1 de Enero de 2016 ha cambiado su denominación social por la de Repsol Oil&Gas Canada Inc., véase Nota 32 "*Hechos posteriores*" de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015.

[3] El segmento de negocio *Downstream* incluye las actividades de Refino, Química, *Gas & Power*, Trading, Marketing y GLP, principalmente. Véase el apartado 2.1 "Modelo de negocio", de este informe.

[4] El segmento de negocio *Upstream* incluye las actividades de Exploración, Desarrollo y Producción de hidrocarburos. Véase el apartado 2.1 "Modelo de negocio", de este informe.

complementariedad de las capacidades técnicas de Repsol y Talisman mejora el potencial de la compañía en su conjunto).

Para más información sobre el impacto de la incorporación de Talisman en los estados financieros del Grupo, véase la Nota 4.1) de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015 y el apartado 4.1 de este Informe de Gestión.

NUEVA ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

En el mes de mayo la compañía aprobó una nueva estructura organizativa en la que el Consejero Delegado (CEO), Josu Jon Imaz San Miguel, asumió todas las funciones ejecutivas y pasó a presidir tres nuevos órganos de máxima dirección y con plena responsabilidad en sus respectivos ámbitos de actuación (los Comités Ejecutivos Corporativo, de Exploración y Producción y de *Downstream).*

La nueva estructura se alinea con las mejores prácticas internacionales en materia de gobierno corporativo y se adecúa a la nueva dimensión de la compañía tras la adquisición de Talisman y a las diferentes características de sus negocios. En un entorno exigente como el actual, busca reforzar la capacidad de gestión de los negocios para aumentar su eficiencia y crear valor.

Para más información, véase el apartado 2.2 de este Informe.

PLAN ESTRATÉGICO 2016-2020

El 15 de octubre de 2015 Repsol presentó públicamente su plan estratégico para el periodo 2016-2020 ("*Plan Estratégico*"). El Plan Estratégico tiene como objetivos fundamentales, incluso en un entorno de bajos precios del crudo y del gas, la creación de valor y el aumento de la resiliencia, definida como la unión de la fortaleza y la capacidad de adaptación a un entorno cada vez más cambiante y complejo. El cumplimiento de estos objetivos se materializa a través de la eficiencia y la gestión de la cartera de activos.

Las principales líneas estratégicas se resumían así:

Para más información, véase el apartado 2.3 de este Informe.

RESULTADOS DEL EJERCICIO

Millones de euros	2015	2014	Variación
Upstream	(909)	589	(1.498)
Downstream	2.150	1.012	1.138
Gas Natural Fenosa	453	441	12
Corporación	166	(335)	501
Resultado neto ajustado	**1.860**	**1.707**	**153**
Efecto patrimonial [(1)]	(459)	(606)	147
Resultado no recurrente	(2.628)	(86)	(2.542)
Resultado de operaciones interrumpidas	-	597	(597)
Resultado neto	**(1.227)**	**1.612**	**(2.839)**

El **Resultado Neto Ajustado** en 2015 ha ascendido a 1.860 millones de euros, un 9% superior al de 2014. El notable aumento de los resultados en *Downstream*, por la fortaleza de los márgenes en los negocios industriales y las mayores ventas, las mejoras de eficiencia y el mejor entorno internacional, así como por los mejores resultados en *Corporación*, como consecuencia del impacto de la apreciación del dólar sobre las posiciones en esta divisa, han compensado el descenso de los resultados de *Upstream*, afectados principalmente por la caída de los precios.

En los resultados de *Upstream* hay que destacar el impacto negativo de la caída de los precios de realización del crudo (43%) y del gas (27%), que se ha visto mitigado por el significativo incremento de la producción (que en diciembre alcanzó 711 kbep/d, un 95% más que en el mismo mes de 2014, principalmente por la incorporación de Talisman desde el 8 de mayo, por los nuevos pozos en Sapinhoá, Brasil, y por el inicio de la producción en Cardón IV, Venezuela) y por las mejoras en la eficiencia de las operaciones.

En *Downstream* el resultado mejora en un 113% respecto al año anterior, como consecuencia de la mejora de los márgenes y el incremento del volumen de ventas en los negocios industriales de Refino y Química, que han compensado los menores resultados en los negocios de GLP y de *Gas & Power* en Norteamérica. Estos resultados siguen demostrando la calidad de los activos del Grupo y han permitido mantener a Repsol en posiciones de liderazgo entre sus competidores europeos en términos de márgenes de los negocios industriales y comerciales.

Los resultados de *Gas Natural Fenosa* han aumentado un 3%, principalmente por la aportación de la sociedad chilena Compañía General de Electricidad (CGE), adquirida el 30 de noviembre de 2014, y por el mejor comportamiento de los negocios en Latinoamérica.

El segmento *Corporación* presenta un resultado de 166 millones de euros, que se explica fundamentalmente por el mejor resultado financiero derivado de la apreciación del dólar frente al euro, compensado parcialmente por los gastos corporativos de Talisman y el mayor gasto asociado a su deuda.

El **Resultado Neto** del Grupo en 2015 es una pérdida de (-1.227) millones de euros. Se explica fundamentalmente por el negativo impacto del actual entorno de bajos precios del crudo y del gas. Así, el efecto patrimonial[1] (-459 millones de euros) responde a la bajada de los precios del crudo en el período y los resultados no recurrentes se explican, principalmente, por los deterioros de valor de activos (*impairments*) como consecuencia de la utilización de un escenario del precio futuro de crudo y gas más prudente (-2.957 millones de euros), solo parcialmente compensados por las plusvalías obtenidas en las desinversiones de activos (376 millones de euros, destacando la desinversión en CLH).

[1] El denominado "efecto patrimonial" refleja la diferencia entre el resultado medido a Coste de Reposición (CCS), comúnmente utilizado en la industria, y el resultado calculado a Coste Medio Ponderado (MIFO), utilizado por la normativa contable europea. El efecto patrimonial refleja el impacto en el coste de las ventas de las subidas y bajadas de precios. Ver en Anexo I la descripción correspondiente.

El **EBITDA**[1] del período, 4.317 millones de euros, ha permitido concluir el ejercicio con una **deuda financiera neta**[1] de 11.934 millones de euros, inferior a la existente tras la compra de Talisman, como consecuencia de la mejora en el flujo de caja de las operaciones, la reducción en las inversiones (aislando el impacto de la integración de Talisman y el efecto tipo de cambio) y la caja generada por las desinversiones del período.

Para más información, véase el apartado 4.1 de este Informe.

OTROS ACONTECIMIENTOS DEL PERIODO

En línea con el nuevo Plan Estratégico 2016-2020, y como parte de la **gestión activa del portfolio**, se han alcanzado varios acuerdos de desinversión durante el ejercicio:

- El acuerdo con el grupo inversor Ardian para la venta del 10% del capital que mantenía en la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH) por importe de 325 millones de euros;
- Los acuerdos para la venta de parte del negocio de gas canalizado en España por importe de 728 millones de euros, que en 2015 se ha materializado solo en parte y que se completará en 2016;
- El acuerdo para la venta del 13% en el bloque de activos de Eagle Ford (EEUU) a Statoil y para la adquisición a ésta de un 15% en el campo en producción de Gudrun (Noruega); y
- La operación de reestructuración de la participación en los activos del proyecto North Slope (Alaska), como consecuencia de la cual Repsol reduce su participación del 70% al 55% en el área Colville River Delta y del 70% al 25% en las áreas de exploración.

La **situación financiera** de la compañía se ha visto influida por la adquisición de Talisman y el consiguiente aumento del endeudamiento, sin que esto haya supuesto modificar las calificaciones crediticias del Grupo. Asimismo, destacan las siguientes operaciones que han supuesto una mejora en la estructura financiera del Grupo:

- En marzo, la emisión de bonos subordinados en dos tramos, cada uno por importe nominal de 1.000 millones de euros, uno con vencimiento en 2075 y otro sin vencimiento.
- En diciembre, la recompra de bonos de Talisman y posterior amortización por importe de 1.699 millones de dólares de valor nominal.

Repsol ha mantenido el **esquema retributivo a sus accionistas** y ha cerrado en enero y julio de 2015 dos ampliaciones de capital liberadas a través de las cuales se implementa el programa "*Repsol dividendo flexible*", que permite a los accionistas optar por percibir su remuneración, total o parcialmente, en acciones de nueva emisión o en efectivo y que ha supuesto una remuneración de 0,96 €/acción en 2015.

Repsol mantiene su **compromiso con la sociedad y sus empleados**. En el ejercicio 2015 se ha mantenido la inversión en formación con cerca de 18 millones de euros, y respecto a la accidentabilidad personal, el Índice de Frecuencia Total se ha reducido hasta el 2,25 (2,38 en 2014). Por otra parte, pese al aumento de las emisiones de CO_2, principalmente como consecuencia de la adquisición de Talisman, se han realizado acciones que han permitido reducir 327 kilotoneladas de CO_2 en condiciones operativas equivalentes.

[1] Ver Anexo I "Indicadores, magnitudes alternativas y conciliación con NIIF"

PRINCIPALES MAGNITUDES E INDICADORES [1]

Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas [1]	2015	2014
Resultados		
EBITDA	4.317	3.800
Resultado neto ajustado	1.860	1.707
Resultado neto	(1.227)	1.612
Beneficio por acción (€/acción)	(0,87)	1,12
Capital empleado[2]	40.623	30.089
ROACE (%)	3,1	4,4
Situación Financiera		
Deuda financiera neta[3]	11.934	1.935
EBITDA[3] / Deuda financiera neta (x veces)	0,36	2,0
Retribución a nuestros accionistas		
Retribución al accionista (€/acción)	0,96	1,96

Principales Indicadores Bursátiles	2015	2014
Cotización al cierre del periodo (€)	10,1	15,6
Cotización media del periodo (€)	14,8	18,4
Capitalización bursátil al cierre del periodo	14.172	20.990

Otras formas de crear valor	2015	2014
Personas		
Plantilla total [4]	29.494	26.141
Nuevos empleados[5]	6.159	5.077
Tasa de rotación de la plantilla (%)	7	7
Horas de formación por empleado	45	44
Impuestos Pagados [6]	11.989	12.674
Seguridad y Gestión Medioambiental		
Índice de Frecuencia de accidentes [7]	0,92	0,85
Índice de Frecuencia de accidentes total [8]	2,25	2,38
Emisiones directas CO_2 (Mt)	17,84	13,19
Reducción anual de emisiones de CO_2 (Mt) [9]	0,327	0,479
Nº de derrames	21	17

El desempeño de nuestros negocios [1]	2015	2014
Upstream		
Reservas probadas (Mbep)	2.373	1.539
Ratio de reemplazo de reservas probadas (%)	509	118
Producción neta de líquidos día (kbbl/d)	207	134
Producción neta de gas día (kbep/d)	352	220
Producción neta de hidrocarburos día (kbep/d)	559	355
Precios medios de realización de crudo ($/bbl)	45,2	79,6
Precios medios de realización de gas ($/kscf)	2,8	3,8
EBITDA	1.512	2.667
Resultado neto ajustado	(909)	589
Inversiones netas de explotación [10]	11.270	2.675
Downstream		
Capacidad de refino (kbbl/d)	998	998
Índice de conversión en España (%)	63	63
Indicador de margen de refino España ($/Bbl)	8,5	4,1
Estaciones de servicio [11]	4.716	4.649
Ventas de productos petrolíferos (kt)	47.605	43.586
Ventas de productos petroquímicos (kt)	2.822	2.661
Ventas GLP (kt)	2.260	2.506
Gas comercializado en Norteamérica (TBtu)	299	274
EBITDA	3.092	1.284
Resultado neto ajustado	2.150	1.012
Inversiones netas de explotación	493	671
Gas Natural Fenosa		
Resultado neto ajustado	453	441

Entorno Macroeconómico	2015	2014
Brent ($/bbl) medio	52,4	98,9
WTI ($/bbl) medio	48,8	92,9
Henry Hub ($/MBtu) medio	2,7	4,4
Algonquin ($/MBtu) medio	4,8	8,1
Tipo de cambio ($/€) medio/cierre	1,11 / 1,09	1,33 / 1,21

(1) Donde corresponda, expresado en millones de euros.
(2) Capital empleado de operaciones continuadas al cierre del ejercicio.
(3) Ver definición de estos ratios en el epígrafe *"Resultados"* del apartado 4.1 del documento.
(4) No incluye a los empleados con jornada anual igual o inferior al 20% de la fijada en convenio colectivo.
(5) Los datos incluyen incorporaciones de carácter fijo y eventual correspondiendo un 62% y un 43% a contratos de carácter fijo en 2015 y 2014 respectivamente.
(6) Incluye los impuestos pagados que suponen un gasto efectivo para la empresa, minorando su resultado, así como los que se retienen o repercuten al contribuyente final. No incluye cantidades devengadas a pagar en el futuro ni cobros de períodos anteriores
(7) Índice de frecuencia (IF) con baja integrado: número de accidentes computables con pérdida de días y muertes acumuladas en el año, por cada millón de horas trabajadas.
(8) Índice de frecuencia total integrado (IFT): número de accidentes computables sin pérdida de días, con pérdida de días y de muertes acumulados en el año, por cada millón de horas trabajadas.
(9) Reducción de CO_2 conseguida gracias a la implementación de acciones de reducción de gases de efecto invernadero, comparada con la línea base de 2010.
(10) Incluye la inversión en Talisman por importe de 8.005 millones de euros.
(11) El número de estaciones de servicio (EE.S) incluye controladas y abanderadas.

[1] La información de la tabla incluye las magnitudes de Talisman desde su toma de control, y salvo que se indique expresamente lo contrario, ha sido elaborada de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5 "*Información por segmentos*" de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015. En el Anexo I de este documento se incluye la reconciliación entre las magnitudes ajustadas y las correspondientes a la información financiera NIIF-UE. Alguna de las magnitudes incluidas en la tabla se describen en profundidad en el Anexo I.

2. NUESTRA COMPAÑÍA

2.1. MODELO DE NEGOCIO

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.

Actividades

Repsol es una compañía energética integrada con amplia experiencia en el sector, que desarrolla su actividad a escala global.

Las actividades del grupo Repsol se desarrollan en dos áreas de negocio:

- *Upstream*, correspondiente a las operaciones de exploración, desarrollo y producción de las reservas de crudo y gas natural.
- *Downstream*, correspondiente a (i) las actividades de refino, trading y transporte de crudo y productos, así como a la comercialización de productos petrolíferos, productos químicos y gases licuados del petróleo (GLP), (ii) la comercialización, transporte y regasificación de gas natural y gas natural licuado (GNL) y (iii) los proyectos de generación renovable.

Adicionalmente, Repsol tiene una participación del 30% en el grupo Gas Natural Fenosa, cuyas actividades principales son la distribución y comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

Cadena de valor de nuestros negocios

Upstream

Exploración → Desarrollo → Producción

Nuevas áreas	Exploración	Evaluación	Onshore	Offshore	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 en 2015(*):	Reservas probadas totales:	Pozos de desarrollo perforados en 2015:	Pozos productivos activos a 31 de diciembre:	Producción neta de hidrocarburos al día:
270.512 Km²	**32** finalizados **5** en curso	**2.373** Mbep Ratio de reemplazo **509** %	**422** brutos	**7.994** brutos	**559** Kbep/d

(*) Incluye sondeos de exploración, así como los de evaluación/appraisal a 31 de diciembre

Downstream

Almacenamiento y transporte → Actividad industrial → Comercialización

Crudo	Productos petrolíferos	Química	GLP	Química	Márketing
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 los productos petrolíferos obtenidos

Gas & Power

Gas Natural	Generación renovable
Transporte, comercialización, trading y regasificación de gas natural licuado	Identificación de oportunidades de generación renovable

Crudo procesado en 2015:	Capacidad de refino:	Capacidad petroquímica bruta:	Ventas de GLP:	Ventas de productos petroquímicos:	Número de estaciones de servicio:
43,3 Millones de toneladas	**998** kbbl/d Ventas de productos petrolíferos: **47.605** kt	**4.838** kt	**2.260** kt	**2.822** kt	**4.716**

GNL comercializado en Norteamérica:	Derechos sobre potencia instalada:
299 TBtu	**960** Mw

Mercados en los que operamos

UPSTREAM

Tenemos presencia en 512.639 km^2 de dominio minero bruto de Exploración y Producción de petróleo y gas en 30 países, directamente o a través de nuestras empresas participadas.

Se han realizado en torno a 45 descubrimientos con sondeos exploratorios en los últimos 9 años, entre los que se incluyen ocho de los mayores hallazgos anuales a nivel mundial en su año según IHS.

La producción de hidrocarburos de Repsol se cifró en 559 kbep al día en 2015, lo que supone un aumento del 58% respecto a 2014.

Al cierre de 2015 las reservas probadas netas de Repsol ascendían a 2.373 Mbep, de los cuales 588 Mbbl (25%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 1.785 Mbep (75%), a gas natural.

DOWNSTREAM

Ventas (Miles de Tn)	2015	2014
Productos petrolíferos		
Europa	43.019	39.315
Resto del mundo	4.586	4.271
Total	**47.605**	**43.586**
Productos petroquímicos		
Europa	2.396	2.221
Resto del mundo	426	440
Total	**2.822**	**2.661**
GLP		
España	1.152	1.343
Portugal	133	131
Perú	570	634
Ecuador	405	398
Total	**2.260**	**2.506**

Capacidad petroquímica (Miles de Tn)	2015	2014
Básica	2.603	2.808
Derivada	2.235	2.491

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	3.544
Portugal	446
Perú	406
Italia	320

Refinerías de Repsol en España

- Refinerías de Repsol
- Oleoducto de crudos de Repsol
- Poliducto de Repsol

Estructura societaria

A continuación se incluye la estructura societaria del Grupo Repsol a partir de las principales sociedades que lo componen [1]:

[1] No existe diferencia entre el porcentaje de participación en el capital y los derechos de voto en las distintas sociedades.
[2] Participación indirecta.
[3] Las actividades de *Gas & Power* correspondientes al transporte, comercialización, trading y regasificación de gas natural licuado se realizan a través de sociedades dependientes de Repsol Exploración, S.A. y las correspondientes a generación renovable a través de Repsol Nuevas Energías, S.A.

Para más información sobre las principales sociedades que configuran el Grupo Repsol y las principales variaciones del ejercicio, véase Anexo I y Ib de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015.

2.2. GOBIERNO CORPORATIVO

El sistema de gobierno corporativo de Repsol, establecido conforme a las mejores prácticas y estándares nacionales e internacionales, orienta la estructura, organización y funcionamiento de sus órganos sociales en interés de la sociedad y de sus accionistas y se basa en los principios de transparencia, independencia y responsabilidad. Para consultar la normativa interna del Grupo Repsol en materia de gobierno corporativo véase la página web www.repsol.com.

La estructura de gobierno de Repsol diferencia adecuadamente las funciones de dirección y gestión de la Compañía de las funciones de supervisión, control y definición estratégica.

El 28 de enero de 2015, el Consejo Administración de Repsol, S.A. acordó, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el nombramiento de J. Robinson West como Consejero Externo Independiente y su incorporación a la Comisión Delegada.

El 29 de abril de 2015 D. Juan María Nin Génova presentó su dimisión como miembro del Consejo de Administración de Repsol. El 30 de abril de 2015, el Consejo de Administración acordó, a propuesta de Caixabank, S.A., el nombramiento de D. Gonzalo Gortázar Rotaeche como Consejero de la Sociedad para cubrir la vacante producida por la renuncia de D. Juan María Nin.

El 8 de mayo de 2015, tras completar la adquisición de Talisman Energy Inc., el Consejo de Administración de Repsol, a propuesta de su Presidente y con el informe favorable de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, aprobó un nuevo esquema organizativo en el que el Consejero Delegado, D. Josu Jon Imaz San Miguel, asume todas las funciones ejecutivas y en el que se ha reforzado la capacidad de gestión de los negocios para aumentar su eficiencia y creación de valor.

El 25 de junio de 2015, el Consejo de Administración de Repsol acordó la modificación de su Reglamento. Entre las modificaciones aprobadas se incluyó la división de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones en dos comisiones separadas, una con competencias en materia de nombramientos y otra en materia de retribuciones. Asimismo, se acordó sustituir la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa por la Comisión de Sostenibilidad.

En cuanto a la estructura de gobierno corporativo de Repsol, 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, directamente o a través de sus diferentes Comisiones, la formulación de las políticas generales, de la estrategia de la Compañía y de las directrices básicas de gestión, así como la función general de supervisión y la consideración de los asuntos de especial relevancia no reservados a la competencia de la Junta General.

Presididos por el Consejero Delegado, se han creado tres órganos de Dirección con responsabilidad plena en sus ámbitos de actuación: Comité Ejecutivo Corporativo, Comité Ejecutivo de E&P y Comité Ejecutivo de *Downstream*.

NOTA: Véase el Informe Anual de Gobierno Corporativo para más información sobre la Junta General, el Consejo de Administración y sus Comisiones.

(1) Presidido por el Consejero Delegado (CEO) e integrado por los Directores Generales Corporativos, Directores Generales de Negocio y Directores Corporativos con reporte directo al CEO. El Comité Ejecutivo Corporativo, es el responsable de la estrategia global, de las políticas a nivel compañía y de cualquier decisión de carácter transversal.
(2) Presidido por el Consejero Delegado (CEO) e integrado por el Director General E&P, Directores Ejecutivos y Directores con reporte directo al Director General E&P, Directores Generales Corporativos y Directores Corporativos con reporte directo al CEO, Director Corporativo de Relaciones Institucionales y Director Corporativo Económico Fiscal. El Comité Ejecutivo E&P, es el responsable de las decisiones de alto nivel en el negocio de *Upstream*.
(3) Presidido por el Consejero Delegado (CEO) e integrado por la Directora General *Downstream*, Directores Ejecutivos y Directores con reporte directo a la Directora General *Downstream*, Directores Generales Corporativos y Directores Corporativos con reporte directo al CEO y Director Corporativo Económico Fiscal. El Comité Ejecutivo *Downstream*, es el responsable de las decisiones de alto nivel en el negocio de *Downstream*.

El nuevo esquema organizativo tiene entre otros objetivos:

- Alinear la estructura organizativa con la nueva cartera de activos de Repsol. Se contempla un modelo único de compañía que tiene en consideración la diversidad y características particulares de los negocios de *Upstream* y *Downstream*.

- Dar respuesta a la mayor escala global de Repsol. La integración de Talisman aporta a Repsol una amplia presencia geográfica, lo que hace necesario adecuar su estructura y el modelo operativo de las funciones corporativas.

- Potenciar la visión de Repsol como una compañía que apuesta por los negocios sostenibles a largo plazo, el progreso tecnológico y el bienestar social.

La composición del Consejo de Administración y sus comisiones a la fecha de aprobación del presente documento es la siguiente:

NOTA: Información actualizada en relación a los perfiles de los miembros del Consejo de Administración puede encontrarse en www.repsol.es/es_es/corporacion/accionistas-inversores/gobierno-corporativo/. Para más información en relación a la Política de remuneraciones véase el "*Informe Anual sobre la Política de Retribuciones de los Consejeros*" y la Nota 26 "*Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración y Personal Directivo*" de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015.

(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 Temasek.
(8) Presidente de la Comisión de Auditoría y Control.
(9) Vocal de la Comisión de Auditoría y Control.
(10) Presidente de la Comisión de Nombramientos y de la Comisión de Retribuciones.
(11) Vocal de la Comisión de Nombramientos.
(12) Vocal de la Comisión de Retribuciones.
(13) Presidenta de la Comisión de Sostenibilidad.
(14) Vocal de la Comisión de Sostenibilidad.
(15) Consejero Coordinador.
(16) Porcentaje sobre el capital social de acuerdo a la última información disponible a fecha de formulación del presente documento. 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).

2.3. PLAN ESTRATÉGICO 2016-2020

Con la adquisición de Talisman se alcanzan los objetivos marcados en el Plan Estratégico 2012-2016:

		// Objetivos //	// Cumplimiento //	
Alto crecimiento en Upstream	• Upstream motor de crecimiento	Producción 2016 ~500 kbepd Crecimiento medio anual>7%	>25%/año [1] ~650.000 bepd	✓
	• Tasa de reemplazo de reservas	Tasa de reemplazo >120%	190% (2011-2014)	✓
Maximización del beneficio en Downstream	• Maximizar el beneficio y la generación de caja	1.200 M€/año	1.300 M€/año [2]	✓
	• Finalizado el ciclo inversor	700 M€/año	700 M€/año [2]	✓
Remuneración competitiva para los accionistas	• Payout competitivo	Dividendo estable 1€/acción	~1€/acción/año [3]	✓
	• Dividendo ~1€/acción		Dividendo extraordinario 2014	✓
Fortaleza financiera	• Plan autofinanciado	Autofinanciación	Mayor apalancamiento (compra de Talisman)	✓
	• Compromiso de mantenimiento del rating	Mantenimiento del rating	Alcanzado	✓

(1) 25% de la tasa de crecimiento compuesto anualizado (CAGR) en base a una producción de 2015 de 650 kbed (producción media diaria de Talisman integrada para el conjunto del año). Crecimiento orgánico con CAGR del ~7% excluyendo el impacto de Libia (3% si se incluye).

(2) Los datos de *Downstream* no incluyen cifras del negocio de Gas Natural Licuado (GNL) vendido en 2013 y 2014.

(3) Remuneración de ~1€/acción abonado anualmente a través del programa de retribución al accionista "Repsol Dividendo Flexible". Dividendo extraordinario de 1€/acción pagado en 2014 después del acuerdo de compensación de YPF.

Tras una exitosa ejecución de la estrategia de crecimiento, la compañía cuenta ahora con una nueva escala y un perfil de Negocios mejorado, que le permitirá orientarse hacia la puesta en valor de ese crecimiento, y un mejor aprovechamiento de las oportunidades que ofrece el entorno energético.

Para lograr este objetivo de creación de valor, la compañía se focalizará en los próximos años en la gestión del Portafolio de Negocios, y en un ambicioso Programa de Eficiencia. Asimismo, la resiliencia que presenta Repsol, le permitirá resistir el entorno actual de precios bajos sin renunciar a su estrategia de valor.

VALOR

Pasar del foco de **crecimiento** al de **creación de valor,** preparando la siguiente etapa de crecimiento

Compromiso de **mantenimiento de la retribución al accionista** en línea con el nivel actual

RESILIENCIA

Líderes en resiliencia entre las compañías integradas

Autofinanciación incluso en un escenario ácido

Flujo de caja libre positivo, después de dividendos, **a 50 $/barril Brent**

GESTIÓN DEL PORTAFOLIO

Flexibilidad en el Capex
(Reducción del ~40% del Capex 2014)

Creando valor a través de la gestión del portafolio

(6.200 M€ de desinversiones)

EFICIENCIA

Sinergias y Programa de Eficiencia, con compromisos de cumplimiento concretos

Ahorros de 2.100 M€/año
(Opex: 1.500 M€/año + Capex: 600 M€/año)

Estrategia en Upstream

Los elementos fundamentales de la estrategia en el negocio de *Upstream* son los siguientes:

- Menor intensidad inversora y mejora del valor:
  - Flexibilidad en los Capex: reducción de un 40% para el período 2016-2020.
  - Programa de Eficiencia, por un total de 1.200 M$/año en 2018.
- Mayor resiliencia: el precio del Brent necesario para generar caja positiva en el *Upstream* disminuye hasta los 60 $/bbl en 2018-2020.
- Foco geográfico y por tipo de play[1]: Norteamérica, Latinoamérica y Sudeste Asiático, regiones clave (conjuntamente supondrán cerca del 90% de la producción).
- Gestión activa del portafolio desde el potencial actual, superior a los 900.000 bepd., hasta unos 750.000 bepd. del objetivo al final del Plan.

La mejora de las métricas del *Upstream* en 2016-2020 se traduce en los siguientes compromisos:

(1) CAPEX (*Capital expenditures*) o inversiones. No incluye costes de exploración G&G y G&A

(2) Cifras de incremento de ROACE calculadas de acuerdo al escenario ácido

[1] Familia de yacimientos y/o prospectus los cuales tienen en común la misma roca, almacen, roca sello y la misma historia de generación de hidrocarburos, migración y de carga.

Estrategia en Downstream

El *Downstream* tiene por objetivo generar, a través de su portfolio de activos de alta calidad, unos 1.700 millones de euros anuales de flujo de caja libre (media 2016-2020), así como incrementar el beneficio antes de intereses e impuestos (EBIT) en ~500 millones de euros al año a través de las medidas del Programa de Eficiencia y mejora del margen. La estrategia en *Downstream*, se traduce en los siguientes compromisos:

Estrategia Corporativa y perspectiva financiera

El Plan Estratégico 2016-2020 es un plan autofinanciado y que permite reducir deuda, incluso en un escenario ácido para todo el periodo.

(1) Escenario ácido: Brent = 50 $/bbl, HH = 3,5 $/Mbtu e indicador de margen de refino de Repsol de 6,4 $/bbl entre 2016 y 2020.

(2) Escenario base: Brent = 65 $/bbl y HH = 3,5 $/Mbtu en 2016, aumentando hasta los 75 $/bbl y 4,0 $/Mbtu en 2017, 85 $/bbl y 4,6 $/Mbtu en 2018, 90 $/bbl y 4,7 $/Mbtu en 2019, y 91,8 $/bbl y 4,8 $/Mbtu en 2020, con un margen de refino constante de 6,4 $/bbl. Dividendo de ~1€/acción abonado anualmente a través del programa "Repsol Dividendo Flexible".

(3) De las inversiones de ~23.000 M€, ~19.000 millones de euros corresponden al *Upstream* y ~4.000 millones de euros al *Downstream*.

(4) Sensibilidades del Flujo de Caja Libre (acumulado a 5 años): Brent +5$/bbl = 1.500 millones de euros; HH +0,5$/Mbtu = 700 millones de euros; indicador de margen de refino de Repsol +1$/bbl = 1.100 millones de euros.

Las sinergias de la integración de Talisman y el Programa de Eficiencia significarán unos ahorros equivalentes a los 422 M€/año.

Asimismo, el plan estratégico permite avanzar en la estrategia de carbono de la compañía con el Programa de Eficiencia ya en marcha, para reducir el consumo de energía en un 12% para el periodo 2014-2020 y las emisiones de CO_2 en un 13% en 2020 (respecto a los niveles de CO_2 de 2010).

La estrategia financiera ratifica los compromisos de reducción de deuda, mantenimiento del rating y de retribución al accionista en línea con el nivel actual.

La estrategia 2016-2020 de Repsol puede resumirse en los siguientes compromisos:

(1) EBITDA a CCS (coste medio de reposición de inventarios)

Desde la publicación del Plan Estratégico 2016-2020, la evolución del contexto energético está aconsejando continuar profundizando en la senda de medidas contempladas en la Estrategia del Grupo: avanzar en la consecución de sinergias y eficiencias, así como aplicar la flexibilidad de CAPEX que ofrece el portafolio a unos menores precios de crudo (ajuste adicional en la exploración, en los no-convencionales, o en algunos proyectos de inversión singulares). De esta manera, Repsol mantiene el equilibrio en el ciclo de caja a unos niveles de precio inferiores al escenario ácido inicial, y se alcanza un breakeven de flujo de caja libre de 40$/Bbl de Brent.

3. ENTORNO MACROECONÓMICO

EVOLUCIÓN ECONÓMICA RECIENTE

En 2015 la economía mundial moderó su crecimiento, debido principalmente a la desaceleración de los países emergentes, afectados por la caída de los precios de las materias primas y la menor afluencia de capitales. Se estima que el crecimiento mundial se sitúe en 2015 en el 3,1%, 0,3p.p. (puntos porcentuales) inferior al registrado en 2014. Por su parte, las economías avanzadas han continuado su senda de recuperación, aunque con un ritmo lento.

Evolución del PIB mundial

Fuente: Fondo Monetario Internacional (FMI, WEO Update 2016) y Dirección de Estudios de Repsol

En Estados Unidos el crecimiento durante 2015 fue del 2,4% (según primera estimación del PIB) impulsado por el consumo privado gracias a una sostenida creación de empleo. Sin embargo, la expansión está siendo menor a la esperada a principios del año debido a la debilidad de la demanda externa y a la fortaleza del dólar. En este contexto en diciembre la Reserva Federal incrementó en 25p.b. (puntos básicos) los tipos de referencia, iniciando un proceso de normalización después de años con los tipos en el umbral mínimo de cero.

En la Zona Euro el crecimiento, aunque moderado, ha sorprendido favorablemente. Así, crecerá en torno al 1,5% en 2015 gracias a la mejora de la demanda interna apoyada en la caída de los precios del petróleo, las condiciones financieras más laxas y el cambio hacia una orientación fiscal neutra. La ausencia de presiones inflacionistas, en parte consecuencia de los bajos precios del crudo, han llevado al Banco Central Europeo (BCE) a aprobar un extenso paquete de medidas convencionales y no convencionales, que fueron extendidas en su reunión de diciembre.

La economía española está creciendo más del doble que el conjunto de la Eurozona (según el flash del PIB en el cuarto trimestre de 2015 creció un 3,5% a/a y un 3,2% en el conjunto de 2015). Los factores que explican este crecimiento diferencial son la mejora del mercado laboral y de la confianza. Además, el crecimiento económico en España muestra una composición robusta, expandiéndose no sólo el consumo e inversión, sino también las exportaciones. En los últimos años las exportaciones totales de bienes y servicios en volumen muestran un crecimiento superior al volumen del comercio internacional.

Para los países emergentes se prevé un crecimiento del 4% en 2015, lo que supondría una agudización de la tendencia descendente iniciada después de 2011 en un contexto de menores precios de exportación y condiciones financieras externas más desfavorables. La mayor debilidad de economía china ha añadido mayor incertidumbre sobre los emergentes.

EVOLUCIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO

Crudo - Brent

En 2015 el precio medio del crudo Brent registró una caída del 47% respecto al nivel medio de 2014, pasando de los 98,9 dólares por barril ($/bbl) a los 52,4 $/bbl. La principal causa de esta caída de los precios es la situación de sobre-oferta presente en el mercado, en la cual han influido tanto las dinámicas de la OPEP como de la no-OPEP.

Evolución de la cotización del barril de crudo Brent y WTI

Fuente: *Bloomberg* y Dirección de Estudios Repsol.

Por el lado de la OPEP, a lo largo de 2015 el cartel ha decidido mantener su política de defensa de cuota de producción iniciada en noviembre de 2014. En media, la OPEP en su conjunto produjo cerca de 1,4 millones de barriles diarios (bl/d) por encima de las necesidades que tiene el mercado de producción de su crudo. La estrategia de la OPEP ha sido dejar actuar al mercado, esperar que los bajos precios saquen del mercado aquellos volúmenes con altos costes y sobre todo no perder cuota de mercado.

Además, la producción de los países de la no-OPEP ha caído alrededor de 600 mil bl/d en el conjunto de 2015. El nivel de esta corrección ha sido menor a la esperada, fundamentalmente debido a dos factores: i) la lenta respuesta a los bajos precios de la producción de no convencional de esquistos en EE.UU., gracias al ajuste de los costes en factores intermedios y a las ganancias de eficiencia en la producción; y ii) la entrada en producción de los proyectos, principalmente costa afuera, cuyo proceso de inversión fue anterior al inicio de la caída de los precios en junio de 2014.

En el corto y medio plazo, el principal factor determinante de la producción será la inversión, la cual históricamente se ha corregido en entornos de precios bajos, por lo que ante un escenario como el actual en el que las perspectivas de precios no son halagüeñas, parece inevitable que la oferta caiga consecuencia de la caída de la inversión.

Por el lado de la demanda, el entorno de precios del crudo bajos de 2015 ha conducido a menores precios de los combustibles y a una transferencia de renta desde los países productores a los consumidores, que en conjunto han permitido que la demanda de petróleo mundial vuelva a crecer a ritmos medios históricos del 1,8%, después de tres años creciendo al 1%. Sin embargo, unas condiciones climáticas mucho más benévolas que las normales para el invierno han repercutido en una menor demanda en el cuarto trimestre de 2015.

La interacción de todos estos factores de demanda y oferta han generado una situación de sobre oferta que ha persistido a lo largo de 2015, sobre todo en la primera parte del año.

Gas Natural – Henry Hub

Por su parte, el precio spot del gas natural Henry Hub se ha mantenido en niveles muy bajos durante 2015, promediando 2,7$/MBtu, lo que representa una caída de cerca del 40% respecto al nivel medio registrado en 2014 (4,4 $/MBtu).

Evolución de la cotización Henry Hub

Fuente: *Bloomberg* y Dirección de Estudios de Repsol.

En general, el mercado gasista ha presentado unos fundamentos débiles marcados por una situación de sobreoferta que han dejado un nivel récord de inventarios en el último mes de 2015. A cierre del año los inventarios se encontraban en máximos, un 14% por encima del nivel registrado el año pasado y un 12% por encima de la media histórica de los últimos cinco años.

En lo que respecta a la producción, ésta ha seguido aumentado a pesar de la caída del precio y de la actividad de perforación (torres activas), impulsada en gran medida por la mayor producción de los plays de gas no convencional más importantes (Marcellus/Utica) así como por la mayor producción asociada a la producción de crudo.

Esta ha sido la tendencia generalizada a lo largo del año. Sin embargo, el crecimiento de la producción está empezando a mostrar signos de ralentización (caída en Marcellus desde septiembre, y caída en los plays más importantes para la producción de gas asociado –Eagle Ford y Bakken- desde agosto).

En lo que respecta a la demanda, en general ha presentado un comportamiento débil. Analizando por sectores: i) el residencial-comercial ha consumido menos debido a la climatología más suave; ii) el industrial se ha visto afectado por la ralentización de la actividad; y iii) en el sector eléctrico, que ha sido el motor del consumo en 2015, la mayor generación con gas debido a la retirada de plantas de carbón y la entrada en mantenimiento de las centrales nucleares se ha visto compensada por la mayor generación renovable y los bajos precios del carbón.

EVOLUCIÓN DEL TIPO DE CAMBIO

En 2015 la evolución del euro con respecto al dólar continuó la tendencia bajista iniciada en la segunda parte de 2014 ante la divergencia en el tono monetario de la Reserva Federal y del Banco Central Europeo. De todas formas, a partir del segundo trimestre del año, el euro mantuvo cierta estabilidad fluctuando en torno al nivel 1,10.

Evolución de la cotización del Euro/Dólar (medias mensuales)

Fuente: *Bloomberg* y Dirección de Estudios de Repsol.

El primer trimestre del 2015 se caracterizó por la fortaleza del dólar tanto contra el euro como contra los emergentes. Por un lado aumentó la divergencia en política monetaria, con el BCE anunciando en enero un programa de compra de activos por 1,2 billones de euros divididos en compras mensuales de 60 mil millones hasta septiembre del 2016, mientras se descontaba que EE.UU. empezaría a aplicar una política monetaria más restrictiva. Por otro lado, los menores precios del crudo debilitaron las divisas de los exportadores de materias primas.

En los trimestres posteriores la divergencia monetaria se atenuó, pues la anticipada subida de tipos en EE.UU. se fue aplazando por el deterioro del sector exterior, que sufría los efectos de un dólar apreciado. También el mayor riesgo en emergentes aconsejaba no endurecer las condiciones monetarias.

Así, en agosto se vivió un fuerte repunte de la incertidumbre en los mercados financieros con China como origen de las preocupaciones. A una fuerte caída de los mercados bursátiles chinos se unió la decisión de las autoridades de permitir cierta depreciación del renminbi. Esta medida fue interpretada por los mercados como un reconocimiento de la debilidad de China y de los emergentes, generando fuertes salidas de capitales de estas economías.

La última parte del año ha visto un retorno en la divergencia monetaria de los principales bancos centrales. Ante unos sólidos datos de creación de empleo en EE.UU. la Reserva Federal subió los tipos de interés en diciembre, mientras que el BCE, preocupado por la baja inflación y conociendo la efectividad del programa de compra de activos, decidió ampliar hasta marzo del 2017 las compras de 60 mil millones de euros mensuales. Esta divergencia favorece la apreciación del dólar, lo que al encarecer en moneda local los precios de las materias primas, presiona a la baja al precio del crudo.

4. RESULTADOS, SITUACIÓN FINANCIERA Y RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS

4.1. RESULTADOS [1]

Millones de euros	2015	2014	Variación
Upstream	(909)	589	(1.498)
Downstream	2.150	1.012	1.138
Gas Natural Fenosa	453	441	12
Corporación	166	(335)	501
Resultado neto ajustado	**1.860**	**1.707**	**153**
Efecto patrimonial	(459)	(606)	147
Resultado no recurrente	(2.628)	(86)	(2.542)
Resultado de operaciones interrumpidas	-	597	(597)
Resultado neto	**(1.227)**	**1.612**	**(2.839)**

El entorno macroeconómico ha influido de manera decisiva en la evolución de los resultados del ejercicio 2015, fundamentalmente por la prolongada caída de los precios del crudo y del gas y la volatilidad de los mercados financieros.

El **Resultado Neto Ajustado** del ejercicio 2015 ha ascendido a 1.860 millones de euros, un 9% superior al del mismo periodo de 2014. Los menores resultados de *Upstream*, por la caída de los precios del crudo y gas, se han visto compensados por los mejores resultados de *Downstream*, especialmente en los negocios industriales, reafirmando las ventajas del modelo de Repsol como compañía integrada, y de la *Corporación*, por la mejora del resultado financiero por el impacto de la apreciación del dólar sobre las posiciones en esta divisa. Este resultado incorpora el de las operaciones de Talisman desde la fecha de su adquisición por Repsol (8 de mayo).

El EBITDA ha ascendido a 4.317 millones de euros frente a 3.800 millones de euros en el ejercicio anterior, lo que supone un aumento del 14% impulsado fundamentalmente por los negocios industriales *Downstream* y apoyado por la aportación de Talisman.

[1] Toda la información presentada a lo largo de este apartado, salvo que se indique expresamente lo contrario, ha sido elaborada de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5 "*Información por segmentos*" de las cuentas anuales correspondientes al 31 de diciembre de 2015. En el Anexo III de dicho documento se incluye la reconciliación entre las magnitudes ajustadas y las correspondientes a la información financiera NIIF-UE, que se completa con las conciliaciones que se presentan en el Anexo I de este Informe de Gestión.

Upstream

El resultado neto ajustado en *Upstream* en el ejercicio 2015 ha sido -909 millones de euros, frente a los 589 millones de euros del mismo período de 2014.

La producción ha aumentado un 57%, hasta alcanzar una media en el año de 559 Kbep/d (698 Kbep/d en el cuarto trimestre), principalmente por la contribución de los activos de Talisman (202 Kbep/d), por la entrada en producción de nuevos pozos en Sapinhoá (Brasil) y por el inicio de la producción en Cardón IV (Venezuela). Todo ello pese al descenso de la producción en Trinidad & Tobago, por incidencias operativas y paradas en los campos, y por la ausencia de producción en Libia por problemas de seguridad en el país.

A pesar del aumento de la producción, el resultado neto ajustado de *Upstream* en el período presenta un importante descenso en comparación con el del año anterior. Ese menor resultado se explica principalmente por la reducción en los precios de realización del crudo y gas (43% y 27% respectivamente). También hay que destacar el impacto negativo en el gasto por impuesto sobre sociedades de la devaluación de varias monedas locales (Brasil y Colombia principalmente). Adicionalmente, se produce un ligero aumento de los costes exploratorios como consecuencia de los gastos por sondeos, principalmente en Angola, Noruega, Perú, Rumanía y Estados Unidos.

A continuación se presenta la evolución del resultado neto ajustado de *Upstream*:

(1) Incluye fundamentalmente el gasto por impuesto y el efecto de tipo de cambio.
(2) Resultado Neto Ajustado.
(3) Véase en el apartado 4 en "Cuestiones destacables del período".

El EBITDA asciende a 1.512 millones de euros, que incluye el obtenido desde 8 de mayo por Talisman (638 millones de euros).

Las inversiones netas de explotación ascienden a 11.270 millones de euros, de los cuales 8.005 millones de euros se corresponden con el precio pagado por la adquisición de Talisman. Si excluimos este efecto, junto con las inversiones realizadas desde el 8 de mayo por Talisman, las inversiones de explotación en dólares disminuyen un 22% respecto a las de 2014.

En el periodo se ha concluido la perforación de 19 sondeos exploratorios y 13 sondeos de delineamiento/*appraisal*. De ellos, 16 han tenido resultado positivo, 13 negativo (todos ellos exploratorios) y 3 siguen en evaluación.

Downstream

El resultado neto ajustado en *Downstream* en el ejercicio de 2015 ha sido de 2.150 millones de euros, lo que supone una aumento del 113% con respecto al mismo periodo de 2014.

Este incremento obedece principalmente a:

- En el negocio de Refino, la mejora de márgenes y el aumento de los volúmenes producidos (10%) y de los productos petrolíferos vendidos. La mejora de los márgenes (el indicador del margen en España ha sido de 8,5 $/bbl frente a 4,1 $/bbl en 2014) determinada favorablemente por los menores costes energéticos, el fortalecimiento de los diferenciales de los productos y por la apertura de los diferenciales entre crudos pesados y ligeros. La variación del tipo de cambio $/€ contribuye a la mejora de resultados.

- Los mejores márgenes en el negocio de Química impulsados por un mejor entorno internacional, junto con un incremento en el volumen de ventas (6%), menores incidencias operativas y mayor impacto de las mejoras de eficiencia.

- Menores resultados en *Gas & Power*, pese a los mayores volúmenes de ventas, por disminución de márgenes principalmente por la caída de los precios de mercado, compensados parcialmente por los mejores resultados de *Trading*.

- Menores resultados en los Negocios Comerciales afectados principalmente por la disminución en los resultados en los negocios de GLP, compensado parcialmente por los mejores resultados en los negocios de lubricantes, asfaltos y especialidades. En *Marketing* los resultados se mantienen en línea con el ejercicio anterior.

Estos resultados siguen demostrando la calidad de los activos del Grupo y han permitido mantener a Repsol en posiciones de liderazgo entre sus competidores europeos en términos de márgenes de los negocios industriales y comerciales.

El EBITDA asciende a 3.092 millones de euros, un 141% superior al de 2014. Las inversiones de explotación ascienden a 942 millones de euros, un 34% superiores a 2014.

Gas Natural Fenosa

Respecto a Gas Natural Fenosa, el resultado neto ajustado en 2015 ha sido de 453 millones de euros, frente a los 441 millones de 2014. Este aumento obedece a la incorporación de la sociedad chilena Compañía General de Electricidad (CGE) el 30 de noviembre de 2014 y al mejor comportamiento de los negocios en Latinoamérica, compensado en parte por el peor comportamiento de la comercialización mayorista de gas y del negocio de comercialización eléctrica en España y por los efectos de los resultados extraordinarios obtenidos en 2014 (venta del negocio de telecomunicaciones, deterioro de la planta de Damietta en Egipto y efecto de la reforma fiscal en España).

Corporación y ajustes

En el ejercicio 2015 se registró un resultado neto ajustado positivo de 166 millones de euros, lo que supone una mejora frente a los 335 millones de euros del mismo periodo de 2014. Esta variación se explica principalmente por los mejores resultados financieros por el efecto de tipo de cambio sobre las posiciones en dólares, que compensan los mayores gastos financieros y corporativos por la incorporación de Talisman desde su adquisición el 8 de mayo.

Resultado Neto

Al Resultado Neto Ajustado (1.860 millones de euros) hay que añadir los efectos derivados de:

- *Efecto patrimonial* (-459 millones de euros): este efecto es consecuencia del descenso en los precios del crudo y está asociado a la valoración del crudo y de los productos a Coste Medio Ponderado (MIFO) en lugar de a Coste de Reposición (CCS) y refleja el impacto negativo del prolongado descenso del precio del crudo. Con todo, el efecto patrimonial mejora respecto al del año anterior en un 24%.

- *Resultado no recurrente* (-2.628 millones de euros): en 2015 incluye principalmente las provisiones por deterioro y saneamientos de activos (2.957 millones de euros después de impuestos), compensado parcialmente con las plusvalías netas por desinversiones realizadas en el período (376 millones de euros, que corresponden a CLH 293 millones de euros, licencias exploratorias en Canadá 45 millones de euros y activos de gas canalizado 38 millones de euros), y por la recompra de bonos de Talisman (155 millones de euros).

- *Resultado de operaciones interrumpidas*: en 2014 incluía el impacto positivo por la venta de la participación en Repsol Comercializadora de Gas, S.A. (319 millones de euros) y los resultados asociados a la expropiación de YPF, S.A.

Como consecuencia de la evolución de estos resultados, el Resultado Neto del Grupo en 2015 ha sido de -1.227 millones de euros. El importante descenso frente al resultado neto de 2014 (1.612 millones de euros), se explica por los deterioros tan significativos reconocidos en 2015 y por las menores plusvalías por desinversiones en 2015 respecto de 2014.

Indicadores de rentabilidad

A continuación se presentan los principales indicadores de rentabilidad financiera para los ejercicios 2015 y 2014:

INDICADORES DE RENTABILIDAD	31/12/2015	31/12/2014
Rentabilidad sobre capital empleado medio (ROACE) [1] (%)	3,1	4,4
Beneficio por acción (€/acción)	(0,87)	1,12

[1] ROACE: (resultado operativo a Coste Medio Ponderado (MIFO) recurrente después de impuestos + resultado participadas recurrente) / (capital empleado medio del periodo de operaciones continuadas).

CUESTIONES DESTACABLES DEL PERÍODO

Deterioros, saneamientos de activos y otras provisiones

La actual situación de los mercados, marcada por la elevada volatilidad y bajos precios del crudo, ha hecho necesario revisar el valor de los activos. Por esto, se han registrado provisiones por deterioro y saneamientos extraordinarios al cierre, cuyo desglose por segmento de negocio es el siguiente:

(Millones de euros)	31.12.2015
Upstream	**3.669**
Activos productivos y en desarrollo	2.933
Activos exploratorios [1]	736
Downstream	**438**
Corporación	**46**
TOTAL antes de impuestos	**4.153**
TOTAL después de impuestos	**2.957**

[1] No incluye bonos y sondeos negativos amortizados en el transcurso normal de las operaciones, reconocidos como costes de exploración dentro del Resultado Neto Ajustado de *Upstream*.

En el segmento *Upstream*, los deterioros obedecen a la evaluación de la recuperabilidad del valor de los activos conforme a hipótesis (fundamentalmente, sendas o curvas de precios futuros) más prudentes y alineadas con la actual visión del mercado. Las provisiones correspondientes por tanto, se ajustarán en ejercicios futuros a las condiciones de mercado y, si estas mejoran, serían revertidas.

Los principales deterioros del segmento *Upstream* (antes de impuestos) corresponden a:

a) Activos productivos y en desarrollo:

Deterioros antes de impuestos	Millones de euros
Norteamérica	1.073
Sudeste Asiático	553
Latinoamérica [1]	924
Europa y Norte de África	383
TOTAL	**2.933**

[1] Deterioros calculados según criterio de reporting del Grupo.

b) Activos exploratorios:

- Sondeos exploratorios por 320 millones de euros antes de impuestos, fundamentalmente en EE.UU y Angola, y en menor medida en Libia, Malasia y Brasil.
- Bonos exploratorios por 242 millones de euros antes de impuestos, principalmente en EE.UU y Angola, y en menor medida en Indonesia.
- Provisiones por contratos onerosos relacionados con la actividad de exploración (principalmente plataformas para la perforación *offshore*) por importe de 174 millones de euros.

En el segmento *Downstream*, se ha registrado un deterioro antes de impuestos de 362 millones de euros (neto de la reversión de la provisión de onerosidad) por el negocio de *Gas & Power* en Norteamérica (principalmente la planta de regasificación de Canaport y los gaseoductos para el transporte de gas en Norteamérica) debido a la evolución prevista de los volúmenes, de los precios y de los márgenes del gas.

Para más información en relación los deterioros reconocidos en el periodo, véase las Notas 14 y 22 de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015.

Primera consolidación de Talisman en los Estados financieros consolidados del Grupo Repsol

La adquisición de Talisman ha supuesto una inversión de 8.005 millones de euros, correspondientes al precio de compra del 100% de sus acciones ordinarias (8.289 millones de dólares americanos) y de sus acciones preferentes (201 millones de dólares canadienses), así como al efecto derivado de la cobertura del riesgo de tipo de cambio en el precio de compra.

De acuerdo con lo establecido en la normativa contable, la primera consolidación de los activos y pasivos de Talisman en los Estados financieros del Grupo Repsol se ha hecho por su valor razonable a la fecha de adquisición (8 de mayo).

Como resultado de esa valoración, se han integrado activos por valor de 20.546 millones de euros, que incluyen un fondo de comercio de 2.510 millones de euros, junto con unos pasivos de 12.541 millones de euros. El fondo de comercio, que incluye los impuestos diferidos registrados como consecuencia de la revalorización contable de los activos adquiridos, está sobradamente justificado por las sinergias que se esperan materializar como consecuencia de la integración.

Valoración de activos y pasivos	**Millones de euros**
Negocios de *Upstream*	14.356
Otros activos y pasivos netos	(4.754)
Deuda financiera [(1)]	(4.107)
Fondo de comercio	2.510

[(1)] La deuda financiera calculada sin considerar la deuda de aquellas compañías integradas por el método de la participación. La deuda financiera elaborada de acuerdo al modelo de reporting del Grupo en el momento de adquisición ascendía a 3.499 millones de euros y ha sido objeto de recompra parcial en el mes de diciembre por importe de 1.699 millones de euros tras la recompra de bonos de TLM.

La valoración realizada ha sido contrastada con dos informes de valoradores independientes de reconocido prestigio.

Resultados aportados por Talisman

En los resultados del Grupo Repsol se incluyen los resultados obtenidos por los negocios de Talisman desde 8 de mayo de 2015. De acuerdo con el modelo de reporting por segmentos de negocio del Grupo, los resultados de Talisman se distribuyen de la siguiente manera:

	Millones de euros
Upstream	(218)
Corporación	(160)
Resultado neto ajustado	(378)
Resultados no recurrentes [(1)]	(1.007)
Resultado neto	**(1.385)**

[(1)] Los resultados no recurrentes de Talisman, incluyen principalmente los deterioros de activos TLM.

Para más información en relación a la combinación de negocios de Talisman, ver Nota 4.1 de las cuentas anuales correspondientes al 31 de diciembre de 2015.

4.2. SITUACIÓN FINANCIERA[1]

Durante 2015 la situación financiera de Repsol se ha visto influida por la adquisición de Talisman y el consiguiente aumento del endeudamiento, que no ha supuesto una modificación de la calificación crediticia de Repsol. Por otro lado, se han completado dos operaciones relevantes que han supuesto una mejora de la estructura financiera, por un lado la emisión de bonos subordinados, y por otro, la cancelación de parte de los bonos de Talisman.

Endeudamiento

La deuda financiera neta del Grupo consolidado al cierre de 2015 asciende a 11.934 millones de euros frente a los 1.935 millones de euros a 31 de diciembre de 2014. A continuación se detalla la evolución de la deuda financiera neta durante el ejercicio 2015:

(1) Véase el Anexo I dónde se describe la composición de la deuda neta, y su reconciliación con los estados financieros NIIF.
(2) Incluye fundamentalmente pagos por impuesto sobre beneficios, intereses netos y la variación del fondo de maniobra comercial.

Las **principales operaciones financieras** realizadas durante el ejercicio 2015 [2] han sido:

Emisiones de bonos

Fecha	Concepto	Entidad emisora	Moneda	Nominal (millones)	Cupón	Precio de emisión	Vencimiento
Marzo	Emisión	Repsol International Finance B.V.	Euros	1.000	4,500% (1)	100,00%	60 años
Marzo	Emisión	Repsol International Finance B.V.	Euros	1.000	3,875% (2)	100,00%	Perpetuo
Diciembre	Emisión (3)	Repsol International Finance B.V.	Euros	600	2,125%	99,90%	5 años

(1) Los bonos devengarán un cupón fijo anual del 4,5% desde la fecha de emisión hasta el 25 de marzo de 2025 (inclusive), pagadero anualmente a partir del 25 de marzo de 2016; y, a partir del 25 de marzo de 2025 (inclusive), un cupón fijo anual igual al tipo swap a 10 años aplicable más un margen.
(2) Los bonos devengarán un cupón fijo anual del 3,875% desde la fecha de emisión hasta el 25 de marzo de 2021 (inclusive), pagadero anualmente a partir del 25 de marzo de 2016; y, a partir del 25 de marzo de 2021 (inclusive), un cupón fijo anual igual al tipo swap a 6 años aplicable más un margen.
(3) Emisión al amparo del Programa de bonos a medio plazo (European Medium Term Notes "EMTN") garantizadas por Repsol, S.A. que permite emitir hasta un principal total de 10.000 millones de euros.

[1] Toda la información presentada a lo largo de este apartado, salvo que se indique expresamente lo contrario, ha sido elaborada de acuerdo al modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5 "*Información por segmentos*" de las cuentas anuales correspondientes al 31 de diciembre de 2015. En el Anexo I de este documento se incluye la reconciliación entre las magnitudes ajustadas y las correspondientes a la información financiera NIIF-UE.
[2] RIF mantiene un Programa Euro Commercial Paper (ECP), formalizado el 5 de mayo de 2013 garantizado por Repsol, S.A. por importe máximo de 2.000 millones de euros. Asimismo, Talisman Energy Inc. mantiene un Programa de U.S. Commercial Paper (USCP), formalizado en Octubre de 2011, por importe máximo de 1.000 millones de dólares.

Reembolsos o recompras de bonos

Fecha	Concepto	Entidad emisora	Moneda	Nominal reembolsado / Nominal recomprado (millones de euros)	Cupón
Mayo	Reembolso	Talisman Energy Inc.	Dólares	375	5,13%
Diciembre	Recompra	Talisman Energy Inc.	Dólares	127	7,75%
Diciembre	Recompra	Talisman Energy Inc.	Dólares	243	7,25%
Diciembre	Recompra	Talisman Energy Inc.	Dólares	27	5,75%
Diciembre	Recompra	Talisman Energy Inc.	Dólares	360	5,85%
Diciembre	Recompra	Talisman Energy Inc.	Dólares	468	6,25%
Diciembre	Recompra	Talisman Energy Inc.	Dólares	474	5,50%

Para más información véase la Nota 15 "*Pasivos financieros*" de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015.

El **vencimiento de la deuda bruta** al cierre del ejercicio es el siguiente:

Deuda bruta [1] [2] (Millones de euros)	Total
Vencimiento 2016	4.253
Vencimiento 2017	1.599
Vencimiento 2018	998
Vencimiento 2019	1.897
Vencimiento 2020	2.017
Vencimiento 2021 y siguientes	4.115
TOTAL	**14.879**

Vencimiento bonos [1] emitidos a 31 de diciembre de 2015

Ejercicio	Moneda	Nominal	%	Vence
2016	€	850 [3]	4,25	feb-16
	$	150 [4]	8,50	mar-16
2017	€	886 [3]	4,75	feb-17
	£	250 [4]	6,63	dic-17
2018	€	750 [3]	4,38	feb-18
2019	€	1.000 [3]	4,88	feb-19
	$	573 [4]	7,75	jun-19
2020	€	1.200 [3]	2,63	may-20
	€	600 [3]	2,13	dic-20
2021 y siguientes	$	600 [4]	3,75	feb-21
	€	1.000 [3]	3,63	oct-21
	€	500 [3]	2,25	dic-26
	$	57 [4]	7,25	oct-27
	$	98 [4]	5,75	may-35
	$	140 [4]	5,85	feb-37
	$	132 [4]	6,25	feb-38
	$	126 [4]	5,50	may-42
	€	1.000 [5]	4,50 [6]	mar-75

[1] No incluye el bono subordinado perpetuo emitido por Repsol International Finance, B.V (RIF) el 25 de marzo de 2015 por importe de 1.000 millones de euros.
[2] Incluye derivados de tipos de cambio e intereses.
[3] Emisiones de RIF al amparo del programa de bonos a medio plazo "*Euro 10,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Term Note Programme* (EMTNs)" garantizado por Repsol S.A.
[4] Emisiones realizadas a través de Talisman Energy Inc. al amparo de los programas de emisión universal de deuda "*Universal Shelf Prospectus*" y el programa de emisión de bonos a medio plazo "*Medium-Term Note Shelf Prospectus*" en Estados Unidos y Canadá, respectivamente.
[5] Bono subordinado y vencimiento a 60 años emitido por RIF y garantizado por Repsol S.A.
[6] Cupón revisable el 25 de marzo de 2025 y el 25 de marzo de 2045.

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 cuatro próximos años y cubren el 61% de su deuda bruta. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 6.360 y 3.312 millones de euros a 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente.

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.

INDICADORES DE SITUACIÓN FINANCIERA	2015	2014
Deuda financiera neta (millones de euros)	11.934	1.935
Deuda financiera neta / capital empleado total (%)	29%	6,4%
EBITDA / Deuda financiera neta (x veces)	0,36	2,0

Para más información, véase la Nota 16 "Gestión de *riesgos financieros y del capital*" de las cuentas anuales consolidadas del Grupo.

Calificación crediticia

A fecha de formulación del documento, las calificaciones crediticias asignadas a Repsol, S.A. por parte de las agencias de rating son las siguientes:

	STANDARD & POOR'S		MOODY'S		FITCH RATINGS	
PLAZO	**Repsol, S.A.**	**Talisman Energy Inc**	**Repsol, S.A.**	**Talisman Energy Inc**	**Repsol, S.A.**	**Talisman Energy Inc**
Largo	BBB-	BBB-	Baa2	Baa3	BBB	BBB-
Corto	A-3	A-3	P-2	P-3	F-3	F-3
Perspectiva	Vigilancia Negativa	Vigilancia Negativa	Revisión Negativa	Revisión Negativa	Estable	Estable
Fecha última modificación	01/02/2016	01/02/2016	22/01/2016	22/01/2016	22/12/2014	26/09/2014

Acciones y participaciones en patrimonio propias

Durante 2015 se han realizado operaciones con acciones y participaciones en patrimonio propias de reducida relevancia. Para más información véase la Nota 13*"Patrimonio Neto"* de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015.

Periodo medio de pago a proveedores

El periodo medio de pago a proveedores de las compañías españolas del Grupo en 2015 ha sido de 29 días, plazo por debajo del máximo legal de 60 días establecido en la Ley 15/2010 de 5 de julio (modificada a través de la Disposición final segunda de la Ley 31/2014), por la que se establecen medidas de lucha contra la morosidad en las operaciones comerciales. Para más información véase la Nota 19 "*Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar*" de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015.

4.3. RETRIBUCIÓN A NUESTROS ACCIONISTAS

Repsol tiene la intención de mantener una retribución atractiva para sus accionistas en línea con la de ejercicios anteriores, si bien no cuenta formalmente con 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 2015 y 2014, derivada de los dividendos y del programa "Repsol Dividendo Flexible", es la siguiente:

La retribución de 1,96 €/acción en el ejercicio 2014 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 2014 (0,477 y 0,485 euros brutos por derecho respectivamente), en el marco del programa "*Repsol Dividendo Flexible*" y un dividendo extraordinario a cuenta de los resultados del ejercicio 2014 de 1 euro bruto por acción. En consecuencia, Repsol abonó durante 2014 un importe total de 1.712 millones de euros a los accionistas y les entregó 47.800.482 acciones nuevas, por un importe equivalente de 876 millones de euros.

La retribución de 0,96 €/acción en el ejercicio 2015 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 2015 (0,472 y 0,484 euros brutos por derecho, respectivamente), en el marco del programa "*Repsol dividendo flexible*". Repsol ha pagado durante el 2015 un importe bruto total de 488 millones de euros a los accionistas y les ha entregado 50.088.670 acciones nuevas, por un importe equivalente de 814 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la sociedad.

Asimismo, en enero de 2016 en el marco del programa "*Repsol dividendo flexible*" y en sustitución del que hubiera sido el dividendo a cuenta del ejercicio 2015, Repsol ha realizado un desembolso en efectivo de 228 millones de euros (0,466 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita a la Compañía y ha retribuido con 41.422.248 acciones, por un importe equivalente de 425 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la Sociedad.

A la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales, el Consejo de Administración de la Sociedad ha acordado proponer a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas, en el marco del programa "Repsol Dividendo Flexible" y en las fechas en que tradicionalmente se ha venido abonando el dividendo complementario, una propuesta de ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos, equivalente a una retribución de unos 0,30 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 "*13.1 Capital social*" y "*13.6 Retribución al accionista*" de la Nota 13 "*Patrimonio Neto*" de las cuentas anuales consolidadas correspondiente al ejercicio 2015.

Nuestra acción

Durante el ejercicio 2015 el comportamiento de los principales mercados europeos ha estado marcado por la volatilidad, debido principalmente a la incertidumbre asociada al entorno macroeconómico y al pronunciado descenso en los precios de referencia de los hidrocarburos. La acción de Repsol se comportó en línea con el Ibex-35 durante el primer semestre del ejercicio, distanciándose del índice en la segunda parte del año y en línea con el resto del sector petrolero.

Nota: Fuente Bloomberg

El desplome en el precio del crudo ha hecho que las principales empresas del sector petrolero europeo y americano hayan sufrido caídas generalizadas en bolsa en 2015. El crudo Brent de referencia ha alcanzado valores por debajo de los 40 dólares por barril en la segunda mitad del año. Para hacer frente a este entorno adverso, Repsol se apoyará en el nuevo Plan Estratégico 2016-2020 que se fundamenta en la creación de valor y resiliencia en el actual entorno de precios.

Nota: Fuente Bloomberg. Precio de Crudo Brent "spot".

La acción de Repsol se ha comportado de manera análoga a sus comparables europeos durante la primera parte del año, aunque se distanció de la media del sector durante el segundo semestre. El peor comportamiento relativo del Ibex 35 frente a otros índices europeos influyó también negativamente en el la cotización de Repsol.

El detalle de los principales indicadores bursátiles del Grupo durante los ejercicios 2015 y 2014 se expone a continuación:

PRINCIPALES INDICADORES BURSÁTILES	2015	2014
Retribución al accionista (€/acción) [1]	0,96	1,96
Cotización al cierre del ejercicio [2] (euros)	10,12	15,55
Cotización media del ejercicio (euros)	14,77	18,40
Precio máximo del periodo (euros)	18,54	20,91
Precio mínimo del periodo (euros)	9,96	15,55
Número de acciones en circulación a cierre del periodo (millones)	1.400	1.350
Capitalización bursátil al cierre del período (millones de euros) [3]	14.172	20.990
PER[4]	(11,6)	13,2
Rentabilidad por dividendo pagado [5] (%)	6,2	10,7
Valor en libros por acción [6] (euros)	19,8	20,69

(1) La Retribución al Accionista incluye, para cada ejercicio, los dividendos pagados y el precio fijo garantizado por Repsol para los derechos de adquisición gratuita dentro del programa "Repsol Dividendo Flexible".
(2) Precio de cotización por acción al cierre del ejercicio en el Mercado Continuo de las Bolsas de Valores españolas.
(3) Precio de cotización de la acción al cierre x Número de acciones en circulación.
(4) Precio de cotización de la acción al cierre / Beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante.
(5) Retribución por acción de cada ejercicio / Cotización a cierre del ejercicio anterior.
(6) Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante / Número de acciones en circulación al cierre del período.

5. EL DESEMPEÑO DE NUESTROS NEGOCIOS

5.1. UPSTREAM

5.1.1. INFORMACIÓN RESUMIDA

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 la creación de valor con un fuerte foco en la eficiencia y la resiliencia y con un firme compromiso con la seguridad y con el medio ambiente, tal y como se recoge en el Plan Estratégico comunicado en octubre de 2015. 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**: Perforación de sondeos de 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

	2015	2014
Dominio minero no desarrollado Neto (Km2)	270.512	188.278
Dominio minero desarrollado Neto (Km2)	4.978	1.035
Reservas de crudo, condensado y GLP (Mbep)	588	441
Reservas de gas natural (Mbep)	1.785	1.098
Ratio de reemplazo de reservas (%)	509	118
Coste de reemplazo de reservas (media trianual)($/bep)	7,5	13,6
Producción neta de líquidos (kbbl/d)	207	134
Producción neta de gas (kbep/d)	352	220
Total producción neta hidrocarburos (Kbep/d) [1]	559	355
Precio medio de realización del crudo ($/bbl)	45,2	79,6
Precio medio de realización de gas ($/kscf)	2,8	3,8
Coste de extracción [2] (net lifting cost - $/bbl)	8,6	5,3
Finding cost (media trianual) ($/bep) [3]	11,6	8,4

(1) La producción de hidrocarburos que han aportado los activos de Talisman desde el 8 de mayo ascienden a 203 Kbep/d. La aportación en el mes de diciembre de 2015 asciende a:

	Dic 2015
Producción neta de líquidos (kbbl/d)	118
Producción neta de gas (kbep/d)	209
Total producción neta de hidrocarburos (Kbep/d)	327

(2) Net Lifting Cost: Lifting Costs / Producción Neta
(3) Finding cost: (Inversiones Compra Dominio Minero + Exploración) / Descubrimientos y Extensiones

Nuestro desempeño en 2015

Millones de euros	2015	2014	Var.
EBITDA	**1.512**	**2.667**	-44%
Europa, África y Brasil	(124)	205	(160)%
Sudamérica	(27)	653	(104)%
Norteamérica	(112)	195	(157)%
Asia y Rusia	19	22	(14)%
Exploración y otros	(665)	(486)	37%
Resultado Neto Ajustado	**(909)**	**589**	**(254)%**
Inversiones netas de explotación [1][2]	**11.270**	**2.675**	**321%**
Costes de exploración	**867**	**734**	**18%**
Tipo Impositivo Efectivo	**(15)**	**50**	**(65)**

(1) Inversiones brutas menos desinversiones del período.
(2) Las inversiones brutas del período, sin tener en cuenta el precio pagado por la adquisición de Talisman, se distribuyen en 2015 de la siguiente manera:

- Inversión en desarrollo (70% del total de inversiones): EE.UU. (22%), Venezuela (19%), Trinidad y Tobago (15%), Brasil (11%), Canadá (9%), UK (6%), Bolivia (5%) y Argelia (5%).

- Inversión en exploración (25%, del total de inversiones): EE.UU. (38%), Angola (19%), Europa (15%), Brasil (7%) y Rusia (5%).

Principales acontecimientos del período

- **Campaña exploratoria:** durante 2015 se ha concluido la perforación de 19 sondeos exploratorios y 13 sondeos *appraisal*, 16 con resultado positivo (4 exploratorios y 12 *appraisal*), 13 negativos (todos ellos exploratorios) y 3 que a 31 de diciembre se encontraban en evaluación (2 exploratorios y 1 *appraisal*). Al final del año se encontraban en curso 4 sondeos exploratorios y 1 sondeo *appraisal*. Adicionalmente, el sondeo Wedan (Libia) está suspendido por causas ajenas a la operación.

- En enero se iniciaron los trabajos de perforación de desarrollo en el importante **proyecto de gas de Reggane Nord**. La duración prevista de estos trabajos de desarrollo es de 36 meses, estando previsto el inicio de la producción de gas en 2017. 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%).
- En febrero Repsol anunció un nuevo **descubrimiento de gas en Bolivia**, en el bloque Margarita- Huacaya, con el sondeo *appraisal* de profundización exploratoria **Margarita-8**. Este descubrimiento supone un incremento de las reservas en el área de Caipipendi y refuerza la posición de Repsol como productor de gas en Bolivia. El bloque está ubicado en la zona sur de Bolivia y está operado por Repsol con un 37,5% de participación.
- En febrero se terminó con **resultado positivo el sondeo exploratorio K-4 en Rusia** en el bloque Karabashskiy-2. Adicionalmente en mayo se terminó con resultado positivo el sondeo de evaluación/*appraisal* **6-P** en el bloque Karabashskiy-1. Ambos bloques están participados al 100% por Repsol.
- El 20 de abril Repsol anunció un **nuevo descubrimiento de gas en la cuenca de Illizi**, situada en el sudeste de Argelia. El hallazgo, cuarto descubrimiento exploratorio hasta esa fecha en la zona, se produjo en el pozo exploratorio Tan **Emellel Sud-Ouest-2 (TESO-2)**, dentro del bloque Sud-Est Illizi. Repsol, con una participación del 52,5% en la fase exploratoria, es el operador del consorcio descubridor en el que también están presentes la compañía italiana Enel (27,5%) y la francesa GDF-SUEZ (20%).
- En abril, dentro de la campaña invernal de exploración y evaluación en el **North Slope de Alaska**, se terminaron con resultado positivo dos sondeos de evaluación/appraisal **(Q-8 y Q-301)** y un sondeo exploratorio **(Q-9)**. El éxito de la campaña exploratoria de este año se suma al conseguido en años anteriores.
- El 4 de mayo se anunció el **segundo descubrimiento** de gas en 2015 en el bloque **Margarita- Huacaya** en Bolivia con el sondeo *appraisal* de profundización exploratoria **Margarita-7**.
- El 8 de mayo se completó la **adquisición de la compañía canadiense Talisman Energy** con lo que todos los activos de esta compañía se incluyeron en el portafolio de Repsol.
- El 10 de mayo en **Reino Unido** (*UK*) se reinició la producción del campo Tartan, que había estado interrumpida desde el tercer trimestre de 2012. En junio en UK se reinició la producción en Piper/Tweedsmuir y Bleo Holm.
- En mayo se aprobó el proyecto de ampliación en el activo productivo **Kinabalu en Malasia**. El proyecto consiste en una nueva plataforma, líneas de conexión con las instalaciones existentes en Kinabalu y la perforación de 10 pozos productivos adicionales.
- En marzo y mayo se pusieron en producción 2 nuevos pozos **en el área Norte de Sapinhoá** con la FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*) "*Cidade de Ilhabela*". En 2016 está previsto que se alcance el plateau de producción de 150.000 barriles diarios de crudo en este área Norte del megacampo Sapinhoá en el bloque BM-S-9, en las aguas profundas Brasileñas. En el **Área Sur de Sapinhoá**, donde se alcanzó ya en 2014 el "plateau" de producción, se puso en producción en marzo de 2015 un nuevo pozo a través de la FPSO "Cidade de São Paulo" que tiene una capacidad de producción de 120.000 barriles diarios de crudo.
- En mayo se reinició la producción en la plataforma Montrose y en julio en Arbroath, dentro del proyecto de redesarrollo del Área de MonArb. Estos trabajos permitieron en julio el comienzo de producción del pozo Godwin.
- El 23 de junio la sociedad YPFB Andina, en la que Repsol participa en un 48,3%, anunció un importante descubrimiento de crudo en el departamento de **Santa Cruz en Bolivia** con el sondeo de evaluación **Boquerón (BQN-4)**.
- En junio se recibió el compresor Repine lo que permitió poner en producción varios pozos en el Área de Friendsville, en la cuenca de Marcellus en Estados Unidos.
- En el mes de julio se inició la producción **del mega campo de gas Perla**, en el bloque Cardón IV en Venezuela. Ya en mayo se completó con éxito la instalación de la plataforma principal de producción de **gas**. La primera fase del desarrollo del campo Perla permitió alcanzar en octubre una producción total de 150 Mscfd. En diciembre se alcanzó una producción de 500 Mscfd.
- En julio se completó la declaración de comercialidad del importante descubrimiento "*Red Emperor / CRD*" en **Vietnam**.
- En el primer semestre se acordó con la compañía COPI (Conoco Phillips Indonesia) la extensión de la duración del contrato de venta de gas proveniente del campo Corridor en **Indonesia** ("*PGN Gas Sale Agreement*") hasta la finalización del contrato PSC del bloque.
- Se recibió la aprobación oficial por parte de las autoridades de **Indonesia** para entrar con el 51% de participación y la operación del bloque East Jabung PSC.

- En el tercer trimestre en Argelia en el bloque Sud Est Illizi se terminaron con resultado **positivo dos sondeos de evaluación** / *appraisal* (NDC-3 y TDE-2).
- En septiembre Repsol vendió a BG Group las licencias exploratorias sobre los bloques EL1123 (Statoil 75% y Repsol 25%), EL1125 y EL1126 (Statoil 50%, Chevron 40% y Repsol 10%) situados en Canadá obteniendo una plusvalía antes de impuestos de 60 millones de euros.
- En octubre dentro del plan de evaluación en el bloque BM-C-33 en las aguas profundas de Brasil, se terminó con resultado positivo el sondeo de evaluación / *appraisal* **Pão de Açúcar-1** y a finales de año también con resultado positivo un segundo sondeo de evaluación / appraisal (Pão de Açúcar-2).
- En octubre, dentro del proyecto Alaska North Slope, Repsol alcanzó un acuerdo con su socio Armstrong Oil & Gas por el cual esta compañía adquiere una participación adicional en un 15% en el área de desarrollo de Colville River Delta y un 45% en el área de exploración.
- En octubre en la cuenca de Duvernay (Canadá) se puso en producción un nuevo pozo.
- En noviembre entraron en producción 4 nuevos pozos en el área este de Eagle Ford.
- En Colombia la compañía Equion (*Joint Venture* participada en un 49% por Talisman y en un 51% por la compañía colombiana Ecopetrol) finalizó 2 pozos de desarrollo (FL Tp-12 y FR If-14).
- En noviembre se concluyó con resultado positivo el sondeo de evaluación/appraisal LPÑ-91D en Bolivia.
- En el último trimestre de 2015 finalizaron en Argelia en el bloque Sud Est Illizi dos nuevos pozos con resultado positivo (uno exploratorio y otro appraisal).
- En diciembre de 2015 Repsol acordó ceder a Statoil un 13% de la participación (manteniendo un 37%) y la operación en Eagle Ford a cambio de un 15% de participación en el campo en producción Gudrum en Noruega.
- Debido a la situación de fuerte **inestabilidad en Libia** la producción en este país estuvo interrumpida durante todo el año.

5.1.2. ACTIVIDADES DEL UPSTREAM

La información contenida en este apartado puede ser complementada con la "Información sobre las actividades de exploración y producción de hidrocarburos" que la compañía publica anualmente[1].

Exploración y desarrollo

Al cierre del ejercicio 2015, el área de *Upstream* de Repsol participaba en bloques de exploración y producción de petróleo y gas de 30 países, directamente o a través de sus participadas. La compañía era el operador en 26 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 (2015)			
	Desarrollado (1)		No desarrollado (2)	
(km2)	Bruto (3)	Neto (4)	Bruto (3)	Neto (4)
Europa	**1.428**	**525**	**68.862**	**32.409**
Noruega	324	92	10.676	4.608
Reino Unido	1.082	416	2.148	684
Resto de páises de Europa	22	17	56.038	27.117
Latinoamérica	**2.974**	**698**	**142.580**	**61.725**
Brasil	549	36	2.736	407
Colombia	651	134	73.357	27.460
Perú	200	28	21.772	13.359
Trinidad y Tobago	180	66	7.973	3.327
Venezuela	789	189	2.200	664
Resto de países de Latinoamérica	605	245	34.542	16.508
América del Norte	**5.435**	**2.358**	**44.054**	**24.540**
Canadá	2.518	1.747	27.730	17.400
Estados Unidos	2.917	611	16.324	7.140
África	**2.670**	**673**	**97.921**	**59.966**
Asia y Oceanía	**1.759**	**724**	**144.956**	**91.872**
Indonesia	1.010	390	27.940	23.818
Malasia	414	199	8.456	4.162
Rusia	221	108	10.771	9.670
Resto países Asia y Oceanía	114	27	97.789	54.222
Total	**14.266**	**4.978**	**498.373**	**270.512**

(1) El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero de explotación.
(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.

[1] La información del año 2014 se hizo pública a través de hecho relevante a CNMV en fecha 26 de febrero de 2015 y puede ser consultada en nuestra página web. La información del año 2015 se publicará al mismo tiempo que el presente informe y podrá ser consultada, asimismo, a través de la CNMV o en nuestra página web.

	Dominio minero							
	Área bruta (km^2) [1]				Área neta (km^2) [1]			
	Desarrollo		Exploración		Desarrollo		Exploración	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Europa	**2.882**	**399**	**67.408**	**64.367**	**1.312**	**332**	**31.622**	**28.420**
Noruega	853	-	10.147	11.776	411	-	4.289	3.834
Reino Unido	1.630	-	1.600	-	569	-	531	-
Resto de países de Europa	399	399	55.661	52.591	332	332	26.802	24.586
Latinoamérica	**18.119**	**17.547**	**127.435**	**99.690**	**5.884**	**5.759**	**56.539**	**43.671**
Brasil	1.185	1.185	2.100	2.100	147	147	296	296
Colombia	1.647	1.075	72.360	32.071	276	151	27.318	12.720
Perú	2.020	2.020	19.952	25.920	202	202	13.185	11.790
Trinidad y Tobago	5.579	5.579	2.574	2.574	2.363	2.363	1.030	1.030
Venezuela	2.990	2.990	-	-	853	853	-	-
Resto de países de Latinoamérica	4.698	4.698	30.449	37.025	2.043	2.043	14.710	17.835
América del Norte	**16.205**	**10.168**	**33.284**	**21.178**	**6.442**	**919**	**20.456**	**8.393**
Canadá	5.934	-	24.314	12.438	4.375	-	14.772	2.599
Estados Unidos	10.271	10.168	8.970	8.740	2.067	919	5.684	5.794
África	**12.846**	**12.059**	**87.745**	**82.457**	**2.709**	**2.564**	**57.930**	**53.693**
Asia y Oceanía	**10.328**	**2.082**	**136.387**	**65.728**	**4.319**	**1.022**	**88.277**	**44.540**
Indonesia	4.837	-	24.113	42.512	1.809	-	22.399	29.252
Malasia	2.311	-	6.559	-	1.014	-	3.347	-
Rusia	1.411	2.082	9.581	8.615	691	1.022	9.088	8.615
Resto países Asia y Oceanía	1.769	-	96.134	14.601	805	-	53.443	6.673
Total	**60.380**	**42.255**	**452.259**	**333.420**	**20.666**	**10.596**	**254.824**	**178.717**

[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.

	Pozos exploratorios [1] terminados y en curso									
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total		En curso	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Europa	**-**	**-**	**6**	**1**	**-**	**1**	**6**	**2**	**1**	**3**
Noruega	-	-	4	1	-	1	4	2	-	-
Reino Unido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de países de Europa	-	-	2	-	-	-	2	-	1	3
Latinoamérica	**-**	**1**	**2**	**3**	**1**	**2**	**3**	**6**	**1**	**2**
Brasil	-	1	-	1	1	-	1	2	-	1
Colombia	-	-	-	1	-	1	-	2	1	-
Perú	-	-	2	-	-	-	2	-	-	1
Trinidad y Tobago	-	-	-	1	-	1	-	2	-	-
Venezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de países de Latinoamérica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	**1**	**1**	**2**	**1**	**-**	**1**	**3**	**3**	**-**	**2**
Canadá	-	-	1	-	-	-	1	-	-	1
Estados Unidos	1	1	1	1	-	1	2	3	-	1
África	**2**	**-**	**3**	**7**	**-**	**2**	**5**	**9**	**-**	**2**
Asia y Oceanía	**1**	**2**	**-**	**2**	**1**	**-**	**2**	**4**	**2**	**1**
Indonesia	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-
Malasia	-	-	-	-	1	-	1	-	-	-
Rusia	1	2	-	-	-	-	1	2	-	1
Resto países Asia y Oceanía	-	-	-	2	-	-	-	2	-	-
Total	**4**	**4**	**13**	**14**	**2**	**6**	**19**	**24**	**4**	**10**

[1] No incluye pozo Wedan en Libia (suspendido por causas ajenas a la operación), ni incluye los sondeos de evaluación/*appraisal*. En 2015 se terminaron 13 sondeos de evaluación/appraisal, 12 con resultado positivo y uno en evaluación. Por otro lado se mantenía 1 sondeo de evaluación/*appraisal* en curso.

	Pozos de desarrollo terminados							
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Europa	**4**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**4**	**-**
Noruega	3	-	-	-	-	-	3	-
Reino Unido	1	-	-	-	-	-	1	-
Resto de páises de Europa	-	-	-	-	-	-	-	-
Latinoamérica	**62**	**78**	**3**	**5**	**5**	**8**	**70**	**91**
Brasil	10	9	-	-	1	-	11	9
Colombia	20	26	-	-	-	1	20	27
Perú	-	1	-	-	-	-	-	1
Trinidad y Tobago	3	5	-	-	2	2	5	7
Venezuela	22	28	2	3	-	5	24	36
Resto de países de Latinoamérica	7	9	1	2	2	-	10	11
América del Norte	**282**	**471**	**1**	**1**	**16**	**1**	**299**	**473**
Canadá	30	-	-	-	6	-	36	-
Estados Unidos	252	471	1	1	10	1	263	473
África	**2**	**8**	**1**	**-**	**-**	**-**	**3**	**8**
Asia y Oceanía	**43**	**34**	**3**	**3**	**-**	**-**	**46**	**37**
Indonesia	1	-	-	-	-	-	1	-
Malasia	-	-	-	-	-	-	-	-
Rusia	42	34	2	3	-	-	44	37
Resto países Asia y Oceanía	-	-	1	-	-	-	1	-
Total	**393**	**591**	**8**	**9**	**21**	**9**	**422**	**609**

Producción

La **producción neta** media del año 2015 (559 Kbep/d) ha sido un 58 % superior a la del 2014 (355 Kbep/d), la producción del mes de diciembre alcanzó los 711 Kboe/d, un 95% superior a la del mismo mes del año anterior. El incremento se debe principalmente a la adquisición de los activos de Talisman el 8 de mayo de 2015. La contribución de estos activos a la producción media en 2015 fue de 203 Kbep/d. Adicionalmente al efecto de Talisman, la producción ha sido incrementada por la puesta en marcha y la aceleración de proyectos estratégicos en Brasil, Bolivia y Venezuela (Cardón IV, con su primera extracción de gas el 25 de julio), lo que ha compensado la ausencia de producción en Libia debido a cuestiones de seguridad y una menor actividad en Trinidad y Tobago como resultado de diversas obras de mantenimiento.

	Producción neta de líquidos y gas natural por área geográfica						Pozos productivos por área geográfica			
	Líquidos (Mbbl)		Gas natural (bcf)		Total (Mbep)		Petróleo		Gas	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Europa	**9**	**2**	**7**	**1**	**10**	**2**	**231**	**9**	**2**	**1**
Noruega	3	-	6	-	4	-	67	-	-	-
Reino Unido	5	-	1	-	5	-	154	-	1	-
Resto de países de Europa	1	2	-	1	1	2	10	-	1	1
Latinoamérica	**35**	**27**	**419**	**412**	**110**	**101**	**1.130**	**1.113**	**233**	**199**
Brasil	11	6	3	3	12	6	26	21	-	-
Colombia	4	1	10	-	6	1	414	394	17	-
Perú	4	4	52	53	13	14	-	-	27	27
Trinidad y Tobago	4	4	216	244	43	49	91	101	55	55
Venezuela	5	5	69	48	17	13	376	367	34	27
Resto de países de Latinoamérica	7	7	69	64	19	18	223	230	100	90
América del Norte	**18**	**10**	**182**	**14**	**51**	**13**	**2.852**	**1.128**	**2.664**	**-**
Canadá	5	-	48	-	14	-	1.151	-	1.593	-
Estados Unidos	13	10	134	14	37	13	1.701	1.128	1.071	-
África	**3**	**6**	**16**	**11**	**5**	**7**	**86**	**238**	**78**	**83**
Asia y Oceanía	**10**	**4**	**98**	**14**	**28**	**6**	**619**	**379**	**99**	**8**
Indonesia	1	-	63	-	12	-	89	-	55	-
Malasia	3	-	19	-	6	-	87	-	36	-
Rusia	4	4	15	14	7	6	403	379	8	8
Resto países Asia y Oceanía	2	-	1	-	3	-	40	-	-	-
Total	**75**	**49**	**722**	**452**	**204**	**129**	**4.918**	**2.867**	**3.076**	**291**

Los **precios medios de realización** de crudo y gas por área geográfica son los siguientes:

	A 31 diciembre 2015		A 31 diciembre 2014	
	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	50,92	34,36	101,75	62,66
Latinoamérica	44,02	14,53	76,27	21,65
América del Norte	44,28	11,74	91,55	27,42
África	52,51	-	97,42	-
Asia y Oceanía	42,99	27,50	47,21	9,28
Total	**45,16**	**15,75**	**79,58**	**21,52**

La siguiente tabla muestra la información de las **principales activos productivos y en desarrollo** del área de *Upstream* detalladas por países a 31 de diciembre de 2015, indicando también el porcentaje que posee Repsol en cada una de ellas.

País	Principales bloques	% Repsol	Productivo (P) /En Desarrollo (D)	Operado (O) / No operado (NO)	Líquidos (L) / Gas (G)
Europa					
Noruega	Bloques No Operados (Brage, Brynhildg...)	10% a 33,84%	P	NO	L-G
Noruega	Bloques Operados (Gyda, Varg...)	31% a 100%	P	O	L-G
Reino Unido	TSEUK	51,00%	P	O	L-G
América del Sur					
Trinidad y Tobago	BP TT	30,00%	P	NO	L-G
Trinidad y Tobago	TSP	70,00%	P	O	L-G
Brasil	BM-S-9 (Sapinhoá)	15,00%	P	NO	L-G
Brasil	BM-S-9 (Lapa)	15,00%	D	NO	L-G
Brasil	Albacora Leste	6%	P	NO	L-G
Bolivia	Margarita - Huacaya	37,50%	P	O	L-G
Bolivia	Sábalo	24,46%	P	NO	L-G
Bolivia	San Alberto	24,46%	P	NO	L-G
Colombia	Equion	49,00%	P	O	L-G
Colombia	CPO-9 Akacias	45,00%	P / D	NO	L
Colombia	Cravo Norte	5,63%	P	NO	L
Perú	Bloque 56 (Camisea)	10,00%	P	NO	L-G
Perú	Bloque 88 (Camisea)	10,00%	P	NO	L-G
Perú	Bloque 57 (Kinteroni & Sagari)	53,84%	P / D	O	L-G
Venezuela	Cardón IV (Perla)	50,00%	P / D	O	G
Venezuela	Quiriquire (Gas)	60,00%	P	O	G
Venezuela	Barua Motatan	40,00%	P	O	L
Venezuela	Carabobo	11,00%	P / D	O	L
América del Norte					
Estados Unidos	Shenzi	28,00%	P	NO	L-G
Estados Unidos	Midcontinent	9,32%	P	NO	L-G
Estados Unidos	Eagle Ford	37,00%	P	NO	L-G
Estados Unidos	Marcellus	83,79%	P	O	G
Canadá	Greater Edson (Wild River, Edson…)	64% a 78%	P	O	L-G
Canadá	Chauvin	65% a 69%	P	O	L-G
Canadá	Duvernay	88% a 100%	P	O	L-G
África					
Argelia	Tin Fouyé Tabenkor (TFT)	30,00%	P	O	L-G
Argelia	Reggane	29,25%	D	O	G
Asia					
Rusia	SK	49,00%	P	O	L-G
Rusia	SNO	49,00%	P	O	L
Rusia	TNO	49,00%	P	O	L
Indonesia	Corridor	36,00%	P	NO	L-G
Malasia	PM3	35% a 41,44%	P	O	L-G
Malasia	Kinabalu	60,00%	P	O	L
Vietnam	Block 15-2/01 (HST / HSD)	60,00%	P	O	L-G
Vietnam	Block 07/03 (CRD/Red Emperor)	46,75%	D	O	L-G

Reservas

Al cierre de 2015, las **reservas probadas** de Repsol, estimadas en conformidad con los criterios establecidos por el sistema "*SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resources Management System*", referido normalmente por su acrónimo SPE-PRMS (SPE - *Society of Petroleum Engineers*), ascendían a 2.373 Mbep, de los cuales 588 Mbep (25%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 1.785 Mbep (75%), a gas natural.

	Reservas probadas	
Millones de barriles equivalentes de petróleo crudo	2015 [1]	2014 [2]
Europa	51	3
América del Sur	1.480	1.311
América del Norte	520	60
África	128	125
Asia	194	40
Oceanía	-	-
TOTAL	**2.373**	**1.539**

[1] A cierre del ejercicio 2015, tras la adquisición del grupo Talisman (que para la estimación de sus reservas utiliza las directrices y el marco conceptual del COGEH "*Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*" conforme a lo establecido en la normativa NI 51-101 del mercado de valores canadiense) y para facilitar su integración y permitir una gestión de reservas y recursos homogénea y consistente, el Grupo Repsol ha decidido adoptar los criterios establecidos por el sistema SPE-PRMS para el reporte de reservas probadas.

[2] Hasta el ejercicio 2014 Repsol venía aplicando de forma voluntaria las directrices y el marco conceptual de la Securities and Exchange Commission (SEC) para las estimaciones de las reservas probadas, así como el "SPE/WPC/AAPG/SPEE *Petroleum Resource Management System*" referido normalmente por su acrónimo SPE-PRMS (SPE - Society of Petroleum Engineers) para las reservas probables y posibles.

En 2015, la **evolución de las reservas** fue positiva, con una incorporación total de 1.038 Mbep, procedentes principalmente de la adquisición de Talisman, extensiones y descubrimientos en EE.UU. y revisiones de estimaciones previas en Trinidad y Tobago y Venezuela. En 2015, 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 509% (2014 118% y 2013 275%) para petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural (294% en petróleo crudo, condensado y GLP, y 635% en gas natural), en línea con los objetivos de largo plazo, incorporando recursos que fortalecen significativamente el crecimiento futuro. El ratio de reemplazo de reservas orgánico (excluyendo compras y ventas) alcanzó el 159% para petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural (60% en petróleo crudo, condensado y GLP, y 218% en gas natural).

5.1.3. NOVEDADES DEL PERÍODO

NORTEAMÉRICA

EE.UU

- Con la adquisición de Talisman (8 de mayo) se incorporaron dos importantes activos de *Shale Gas*, uno de gas seco (**Marcellus**) y otro con líquidos asociados al gas (**Eagle Ford**). Junto con los activos de Shenzi, Mississippian Lime y el portafolio exploratorio con importantes descubrimientos realizados (Alaska North Slope, León…) se refuerza de manera importante la posición de *EE.UU* como uno de los principales países estratégicos de Repsol.

  - **Marcellus Shale**. La participación de Repsol en esta área está localizada principalmente en el estado de Pennsylvania y en menor medida en el estado de Nueva York. Incluye 6 Áreas: Jackson, Friendsville, Chaffe, Columbia, Troy y Statelands. En Friendsville se completaron las instalaciones de compresión de gas lo que supuso un incremento de la producción existente. Los pozos Thorne y York 1H se pusieron en producción en junio y Bennet en el mes de noviembre.

En Pennsylvania se dispone también de un sistema de gaseoductos de aproximadamente 277 millas de longitud y ocho plantas de compresión y procesamiento de gas, con una capacidad de procesamiento de 1,5 bcf/d. En Nueva York cuenta con un sistema de gaseoductos de aproximadamente 195 millas de longitud y una capacidad de procesamiento de 125 Millones cf/d y siete plantas de compresión y procesamiento de gas.

- **Eagle Ford Shale**. El área de Eagle Ford se localiza al sudeste de Texas e incluye 7 áreas, Cooke, SM, STS, Celero, McMullen, Choke Canyon y KDB. En noviembre de 2015 entraron en producción 4 nuevos pozos en el área este de Eagle Ford. En diciembre de 2015 se anunció el acuerdo alcanzado con Statoil por el cual Repsol cede un 13% de la participación en Eagle Ford a cambio de un 15% de participación en el campo en producción Gudrum en Noruega. Adicionalmente, ambas compañías acordaron que Statoil sería la compañía operadora en toda el Área de Eagle Ford. Tras la operación, Repsol pasa a tener un 37% de participación en el proyecto.

- En enero de 2015 se terminó con resultado negativo el sondeo Key Largo en la cuenca de Walkter Ridge, operado por Marathon. Repsol tiene un 40% de participación en este proyecto.
- En abril de 2015 y dentro de la campaña invernal de exploración y evaluación en el North Slope de Alaska, se terminaron con resultado positivo dos sondeos de evaluación/*appraisal* (Q-8 y Q-301) y un sondeo exploratorio (Q-9).
- En septiembre se inició la perforación del primer sondeo de evaluación/*appraisal* del descubrimiento exploratorio León realizado en 2014 en las aguas ultraprofundas del Golfo de México y operado por Repsol con el 60% de participación.
- En octubre de 2015, Repsol alcanzó un acuerdo con su socio Armstrong Oil & Gas para reorganizar sus participaciones en el proyecto compartido North Slope en Alaska. Por el acuerdo de restructuración, Armstrong adquiere un 15% de participación (que se añade a su 30%) en el área de desarrollo Colville River Delta. Repsol mantiene un 55% en esta área. Adicionalmente, Armstrong tiene la opción de adquirir un 6% adicional y asumir la operación en el área de desarrollo. Armstrong además adquiere un 45% (que se añade a su 30%) y la operación en el área de exploración de la que son socios ambos. Repsol mantiene un 25% de participación en esta área exploratoria.
- En el activo productivo Shenzi (28% Repsol), en las aguas profundas del Golfo de México se pusieron en producción dos nuevos pozos, B104 y H103, en febrero y abril respectivamente, dentro del marco de los trabajos de desarrollo del Área Norte. En octubre se realizó con éxito la segunda perforación horizontal (*sidetrack*) en el pozo Shenzi North.
- En el activo de recursos no convencionales de Midcontinent, en los estados de Kansas y Oklahoma, en el que Repsol participa tras el acuerdo ratificado en 2012 con la petrolera estadounidense SandRidge Energy, durante 2015 se produjo una menor actividad de desarrollo perforándose en torno a 230 pozos lo que supone una reducción del 45% respecto al año 2014.

Canadá

- El 8 de mayo, tras la compra de la compañía canadiense Talisman, se incluyeron en el portafolio de la compañía los importantes activos que esta compañía tenía en este país, convirtiéndose en uno de los principales países estratégicos de Repsol. Los activos que se incorporaron se encuentran en las siguientes áreas geográficas:

  - **Greater Edson**. Área con producción de crudo y gas que se concentran en Edson (Alberta) con una participación media del 75%. Engloba 6 áreas: Edson, Sundance/MedLodge, Ansell y Minehead en la zona sur y Wild River y Bigstone en la zona norte.
  - **Chauvin**. Área localizada en Alberta / Saskatchewan con producción estable de crudo pesado convencional.

- **Duvernay**. Área no madura, en su primera fase de desarrollo y evaluación, con producción de crudo y gas, se sitúa en la región del centro-oeste de Alberta. Durante 2015 continuó la campaña de perforación para la evaluación del área sur. En octubre de 2015 se inició la producción de un nuevo pozo.
- **Montney**. Talisman aportó los activos *Groundbirch* y *Saturn* en esta zona de producción de gas tras haber cedido el resto de activos en Montney.

- En febrero se terminó la perforación del sondeo Aster C-93 en el bloque EL-1110 operado por la compañía Husky, con resultado negativo.
- En septiembre de 2015 Repsol vendió a la compañía British Gas (BG) su participación en tres bloques offshore de exploración situados en la región de Newfoundland, en la costa atlántica de Canadá. En el bloque EL1123 operado por Statoil, Repsol tenía una participación del 25%, mientras que en los bloques EL1125 y EL1126 (operados por Statoil) la participación era de 10% en cada una.

LATINOAMÉRICA

Brasil

La compañía tiene en Brasil a través de la sociedad Repsol Sinopec Brasil, alianza establecida entre Repsol (60%) y la compañía china Sinopec (40%), 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 (Lapa en desarrollo) y BM-C-33.

- En 2015 (marzo y mayo) se pusieron en producción dos nuevos pozos en el área norte de Sapinhoá en el bloque BM-S-9 en las aguas profundas del presalino de la cuenca de Santos en Brasil. Los pozos se conectaron a la FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*) "*Cidade de Ilhabela*", que tiene una capacidad de producción de 150.000 barriles de crudo y 6 millones de metros cúbicos de gas al día. Los trabajos de inyección de gas para incrementar la producción comenzaron en junio de 2015.

  A mediados de noviembre de 2014 se puso en producción el área norte de Sapinhoá. El objetivo del plan de desarrollo de este área Norte es alcanzar en 2016 el *plateau* de producción de 150.000 barriles de crudo al día.

  La producción de este crudo se inició en enero de 2013 en el área sur de Sapinhoá, en la que en marzo de 2015 se puso en producción un nuevo pozo a través de la FPSO "*Cidade de São Paulo*", donde se alcanzó ya en 2014 el "*plateau*" de producción, con una capacidad de producción de 120.000 barriles diarios de crudo y 5 millones de metros cúbicos de gas al día.

  Una vez se alcance también el *plateau* de producción en el Área Norte en 2016 la producción gross total en Sapinhoá se elevará a 270.000 barriles de crudo al día, lo que convierte a Repsol en una de las principales compañías productoras de crudo en Brasil.

  Repsol Sinopec Brasil participa con un 25% en este importante proyecto, que comparte con Petrobras (45% y operador) y BG (30%).

- En el marco del proyecto de desarrollo del otro gran descubrimiento en el bloque BM-S-9, Lapa (anteriormente denominado Carioca), en 2015 se continuó con los trabajos de desarrollo del área Nordeste con el objetivo de iniciar la producción en el último trimestre de 2016. Así en agosto de 2015 se terminó la perforación del sondeo de desarrollo P-NE-02. Los buenos resultados en términos de productividad del sondeo de desarrollo Lapa 9 en el área Sur hacen recomendable impulsar también el desarrollo de esta segunda etapa del proyecto Lapa.
- En el campo en producción Albacora Leste (10% Repsol Sinopec Brasil), situado en la cuenca marina de Campos, se pusieron en producción dos nuevos pozos en febrero y octubre de 2015. En el presalino de Albacora Leste se terminó en julio de 2015 el sondeo exploratorio Arapuça con buenos resultados que a finales de 2015 se encontraba en evaluación.

- En el bloque BM-C-33, en las aguas profundas de la cuenca de Campos, en octubre de 2015 se terminó con resultado positivo el sondeo de evaluación / *appraisal* Pão de Açúcar-1. A finales de 2015 se terminó con resultado positivo un segundo sondeo de evaluación/*appraisal* (Pão de Açúcar-2).

  Repsol ha realizado como operador cuatro importantes descubrimientos en este bloque: Seat-2 (2014), Pão de Açúcar (2012), Gávea (2011) y Seat (2010). Estos descubrimientos de manera conjunta representan uno de los mayores hallazgos realizados hasta el momento en el presalino de la cuenca de Campos. El bloque BM-C-33 está participado por Repsol Sinopec Brasil (35%), con Statoil (35%) y Petrobras (30%).

  En diciembre de 2015 se anunció que Repsol Sinopec Brasil (participada en un 60% por Repsol) aprobó la propuesta para que Statoil pasase a ser el operador del bloque BM-C-33. Repsol Sinopec Brasil mantendrá una participación del 35% en el proyecto.

Bolivia

- En febrero de 2015 Repsol anunció un nuevo descubrimiento de gas en Bolivia, en el bloque Margarita- Huacaya (situado en el Área de Caipipendi), con el sondeo *appraisal* de profundización exploratoria Margarita-8. El sondeo descubrió un nuevo reservorio de gas en la formación Santa Rosa a 5.250 metros de profundidad. Este descubrimiento supone un incremento de las reservas en el Área de Caipipendi y refuerza la posición de Repsol como productor de gas en Bolivia. El bloque está ubicado en la zona sur de Bolivia y está operado por Repsol con un 37,5% de participación. Los otros socios son BG (37,5%) y PAE (25%).

  El pozo Margarita 8 forma parte del campo del mismo nombre que fue descubierto en 1998. Es parte del área de contrato Caipipendi y está ubicado en la zona sur de Bolivia, en el departamento de Tarija. También abarca territorio del departamento Chuquisaca.

- El 4 de mayo se anunció el segundo descubrimiento de gas en 2015 en el bloque Margarita- Huacaya con el sondeo *appraisal* de profundización exploratoria Margarita-7. Actualmente se están evaluando los positivos resultados alcanzados.

- En junio se produjo un importante descubrimiento de petróleo con el sondeo de evaluación / *appraisal* Boquerón 4 (BQN-4) en el campo Boquerón en el departamento de Santa Cruz. Este hallazgo es uno de los más significativos descubrimientos de petróleo realizados en Bolivia en los últimos años. El pozo Boquerón 4 alcanzó una profundidad total de 3.237 metros.

- En agosto se terminó con resultado positivo el sondeo de evaluación / *appraisal* Río Grande 102 (RGD-102) en el bloque de desarrollo Río Grande donde Repsol tiene un 48,33% de participación a través de la compañía YPF B Andina, S.A.

- En noviembre de 2015 los presidentes de Bolivia y de Repsol anunciaron la culminación de la tercera fase del proyecto Margarita-Huacaya, uno de los campos de mayor producción de gas en la historia del país andino. El proyecto alcanzó en agosto de 2015, con el inicio de la producción del pozo Margarita-8, un pico de producción récord de 19 millones de metros cúbicos de gas al día, equivalente a más del 30% de la producción de Bolivia.

  La primera fase de este proyecto clave de Repsol entró en producción en mayo de 2012, con la puesta en marcha de la planta de procesamiento de gas, junto con el sistema de recolección de fluidos y gasoductos y la finalización de los pozos, la producción total de gas pasó de 3 a 9 Mm^3/d en 2012. La segunda fase se inauguró en octubre de 2013, incrementándose la capacidad de procesamiento de gas a 15 Mm^3/d. En 2014 se aprobó la tercera fase con el objetivo de alcanzar una producción de 18 Mm^3/d a principios de 2016, objetivo que se alcanzó en febrero de 2015.

  En noviembre se concluyó con resultado positivo el sondeo de evaluación/*appraisal* LPÑ-91D en el bloque de desarrollo La Peña donde Repsol tiene un 48,33% de participación a través de la compañía YPF B Andina, S.A.

Perú

- En 2015 en el bloque 57 se continuó avanzando en los trabajos encaminados al desarrollo para la puesta en producción del descubrimiento Sagari. En octubre se aprobó la Decisión Final de Inversión (FID). El otro gran descubrimiento en el bloque 57, Kinteroni, continuó produciendo con normalidad tras su puesta en producción en marzo de 2014. El bloque 57 se sitúa en la cuenca Ucayali-Madre de Dios. Repsol es el operador, con el 53,84%.
- En mayo de 2015 se terminó con resultado negativo un sondeo exploratorio en el bloque 76 donde Repsol participa con el 35%. En octubre se terminó otro sondeo en el bloque 88, con una participación de Repsol del 10%, también con resultado negativo.

Venezuela

- En abril de 2015 se puso en operación la unidad hidráulica de rehabilitación de pozos "Rafael María Baralt I", en la base de operaciones de Petroquiriquire en el campo Barúa. La unidad hidráulica de rehabilitación permite realizar intervenciones a pozos para reemplazo del sistema de producción e incrementar su productividad. Las operaciones que esta unidad está llevando a cabo, van a permitir incrementar y mantener, en el corto y mediano plazo, la producción de los campos Barúa y Motatán.
- En el mes de julio de 2015 se inició la producción del megacampo de gas Perla, en el bloque Cardón IV. En agosto se inauguró la planta de tratamiento de gas. En mayo se completó con éxito la instalación de la plataforma principal de producción de gas. En septiembre se puso en producción el segundo pozo, en octubre el tercero y en noviembre el cuarto, lo que permitió alcanzar en octubre de 2015 el objetivo de producción de gas de la primera fase del desarrollo del campo con una producción total de 150 millones de pies cúbicos al día (Mscfd) y a primeros de diciembre un pico de 500 Mscfd. El objetivo de la segunda fase es elevar la producción total estable a 450 Mscfd y en las siguientes fases de desarrollo se estima que podría alcanzar una producción de hasta 800 y 1.200 Mscfd. El bloque Cardón IV está participado por Repsol y Eni al 50%.
- En Carabobo en 2015 se continuaron los trabajos de perforación e instalaciones para el desarrollo completo de este proyecto, un proyecto de crudos pesados y donde Repsol tiene una participación del 11%. En septiembre de 2015 se adjudicaron los contratos para el suministro de los materiales de largo plazo de entrega (*Long Lead Items*) de la planta de 60Kbpd. En 2012 se anunció el inicio de la producción del primer pozo previsto en el plan de desarrollo acelerado del campo Carabobo. A finales de diciembre de 2015 estaban en producción cerca de 40 pozos productores.

Trinidad y Tobago

- Durante el año 2015 la producción en los campos *offshore* de la compañía bpTT operada por BP (70%) y en la que Repsol participa con el 30% restante, se vio parcialmente afectada por los trabajos de mantenimiento efectuados y previstos en los planes anuales de trabajos para el año.
- También en 2015 se realizaron trabajos de mantenimiento planificados en el activo productivo TSP, donde Repsol es el operador del consorcio, con una participación del 70%.
- En 2015 continuaron los trabajos de desarrollo del proyecto de gas *offshore* Juniper en bpTT. El inicio de la producción se espera para 2017.

Colombia

- El 8 de mayo se incorporaron los activos de la compañía Talisman en el portafolio de Repsol. Destaca la participación en la compañía Equion, negocio conjunto participado por Repsol en un 49% y en un 51% por la compañía colombiana Ecopetrol, que adicionalmente a los bloques incluidos participa en 3 gasoductos y está avanzando en el proyecto de expansión de Piedemonte.

  En el primer semestre de 2015 la compañía Equion finalizó 2 nuevos pozos de desarrollo (FL Tp-12 y FR If-14).

Adicionalmente entre los activos incorporados destaca:

- Una participación del 45% en el bloque operado por Ecopetrol CPO-9, en el que en 2014 se anunció el descubrimiento de hidrocarburos del pozo exploratorio de Nueva Esperanza-1 y donde está en fase de desarrollo el importante campo Akacias. En el campo Akacias se trabajó en 2015 para la definición del plan de desarrollo con la intención de tomar la decisión final de inversión en 2016.

- El bloque no operado CPE-6, con un porcentaje de participación del 50%, donde se están realizando trabajos encaminados a su futura declaración de comercialidad. En diciembre de 2015 se anunció el acuerdo alcanzado con la compañía Pacific E&P para la venta de esta participación en el bloque CPE-6.

ÁFRICA

Repsol tiene presencia en el norte de África, en Argelia y Libia. Asimismo, está presente en el Continente, en Angola, Marruecos y Gabón.

Argelia

- El 8 de mayo se incorporaron al portafolio de la compañía 4 bloques de producción y desarrollo no operados provenientes de Talisman. Así, Repsol incorporó con un 35% de participación los bloques en producción Greater Menzel Lejma North y Menzel Lejma Southeast, un 2% del bloque productivo de Ourhoud y un 9% en el bloque de desarrollo EMK.

- En enero de 2015 se iniciaron los trabajos de perforación de desarrollo en el importante proyecto de gas de Reggane Nord. La prueba de producción en el primer pozo perforado (KL-39 en el campo Kahlouche) dio unos resultados muy satisfactorios, confirmando la productividad del Área.

  En el segundo trimestre del año se dio un paso fundamental para la puesta en producción del proyecto Reggane. El Groupement Reggane (consorcio formado por Sonatrach, Repsol, RWE Dea y Edison International), operador del desarrollo del proyecto, firmó el contrato de Ingeniería, Compras, Construcción, Comisionado y Puesta en Marcha (EPCCS) de las Instalaciones de Superficie. El contrato incluye la construcción de una Planta de tratamiento de gas de 8 millones de metros cúbicos diarios de capacidad nominal, la red de colecta de pozos productores y la línea de expedición de gas que conectará la Planta al gasoducto troncal GR-5. La duración prevista de los trabajos de desarrollo es de 36 meses, estando previsto el inicio de la producción de gas en 2017 con un objetivo de producción 100% de 8 millones de m3 de gas diarios.

  También en 2015 se iniciaron los trabajos de construcción de infraestructuras: plataformas de pozos, pistas de aterrizaje temporales, pistas y carreteras definitivas hasta la planta y hasta los pozos del campo de Kahlouche.

  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. Repsol participa en el proyecto con un 29,25%.

- En enero se incorporó de manera oficial al dominio minero de la compañía el bloque exploratorio Boughezoul donde Repsol es la compañía operadora, con una participación del 51% en la fase exploratoria (25% en la futura fase de desarrollo).

- En 2015 se terminaron cinco sondeos (dos exploratorios, TESO-2 y OTTS-1, y tres de evaluación / *appraisal, NDC-3, TDE-2 yTDE-3*) todos con resultado positivo, en el bloque Sud Est Illizi. Repsol, con una participación del 52,5% en la fase exploratoria, es el operador del bloque en el que también están presentes Enel (27,5%) y GDF SUEZ (20%). En una futura fase de desarrollo y producción la compañía estatal argelina Sonatrach contaría con una participación del 51% y el resto del consorcio mantendría el 49%, en las proporciones mencionadas.

- El 20 de abril de 2015, Repsol anunció un nuevo descubrimiento de gas en el bloque Sud Est Illizi con el sondeo exploratorio Tan Emellel Sud Ouest 2 (TESO-2). El hallazgo se une a los dos realizados en 2012 (TIHS-1 y TESO-1) y al descubrimiento de 2013 (TDE-1). En el tercer trimestre de 2015 en el bloque Sud Est Illizi se terminaron, con resultado positivo dos sondeos de evaluación / *appraisal* (NDC-3 y TDE-2). Adicionalmente en el último trimestre de 2015 finalizaron también con resultado positivo dos nuevos pozos, uno exploratorio (OTTS-1) y otro appraisal (TDE-3).

  La exitosa actividad exploratoria llevada a cabo en 2015 confirma el alto potencial del bloque Sud Est Illizi.

- En 2015 en el yacimiento Tin Fouyè Tabankort (TFT) se alcanzó una producción acumulada de gas desde su inicio, equivalente a tres años del consumo total de gas natural en España. Este yacimiento de gas húmedo empezó a producir en mayo de 1999 y está operado de forma conjunta por Repsol (30%), Total (35%) y la empresa petrolera pública Sonatrach (35%).

Libia

- Debido a la situación de inestabilidad en Libia la producción en este país continuó interrumpida durante todo el año.

Angola, Gabón y Marruecos

- En Angola en 2015 se terminaron tres sondeos exploratorios con resultado negativo. Dos de ellos en el bloque 37 operado por la compañía ConocoPhillips y el tercero en el bloque 22 operado por Repsol.
- En Gabón en 2015 se adquirió una campaña de sísmica 3D marina en el bloque exploratorio Luna Muetse, donde Repsol es la compañía operadora con el 80% de participación, para evaluar el potencial del mismo.
- En Marruecos en septiembre de 2015 se firmó un contrato de reconocimiento con ONHYM (*Office National des hydrocarbures et des Mines*) de una nueva zona, encaminado a evaluar su potencial y posible solicitud como futuro bloque exploratorio. El contrato está pendiente de la ratificación oficial por parte de las autoridades el país.

EUROPA

España

- La perforación del sondeo exploratorio Sandía-1x terminó en enero de 2015. El sondeo se ubica en los permisos “Canarias 1-9” donde Repsol es la compañía operadora con el 50%. Tras el análisis de las muestras obtenidas, se determinó que el gas encontrado no tenía ni el volumen ni la calidad adecuada para su explotación comercial.

- A principios de febrero de 2015, se reinició la producción de crudo en el pozo Rodaballo-1, dentro del campo Rodaballo operado por Repsol en el área de Casablanca en la costa de Tarragona. El pozo estaba cerrado desde el año 2011 por problemas mecánicos en la completación y por obturación por parafinas.

Noruega

- El 8 de mayo al portafolio de activos exploratorios que Repsol tiene en Noruega se añadieron los activos de Talisman, donde destacan los campos operados de Blane, Gyda, Rev, Yme y Varg con intereses que oscilan desde el 31% al 100% de participación. También participa como socio no operador en los campos de Brage, Veslefrikk, Huldra, Brynhild y Tambar East con porcentajes comprendidos entre el 10% y el 34%.

- En Brage se perforó el pozo de desarrollo/*infill* 31/4-A-18C lo que permitió incrementar la producción en el área.
- En 2015 se terminaron 4 sondeos exploratorios en las aguas de Noruega, todos ellos con resultado negativo.
- En diciembre de 2015 se alcanzó el acuerdo con Statoil por el cual Repsol adquiere un 15% de participación en el campo en producción Gudrum en Noruega a cambio de un 13% de participación en Eagle Ford en Estados Unidos.

Reino Unido

- Tras la compra de Talisman con fecha efectiva 8 de mayo, se incorporó a Repsol el portafolio de activos que esta compañía tenía en el país. Estos activos están englobados en la compañía conjunta (*Joint Venture*) TSEUK, donde Talisman posee el 51% y el Grupo Sinopec tiene el restante 49%, para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Mar del Norte.
- TSEUK explota más de 40 campos, de los cuales el 75% son operados. TSEUK también tiene intereses en una serie de instalaciones de producción y oleoductos, incluyendo un 100% de participación en el "*Flotta Terminal*", terminal de almacenamiento y procesamiento de crudo en las islas Orkney escocesas.
- El 10 de mayo se reinició la producción del campo Tartan, que había estado interrumpida desde el tercer trimestre de 2012.
- En el marco del proyecto de redesarrollo del Área de MonArb en mayo se reinició la producción en la plataforma Montrose y en julio en Arbroath, después de un año paradas por trabajos de mejora de las instalaciones. Esto permitió iniciar la producción del pozo Godwin en julio.
- En el mes de junio se reinició la producción en Piper/Tweedsmuir y Bleo Holm.
- El 28 de octubre de 2015 Repsol alcanzó en UK el nivel más alto de producción desde octubre de 2011, con una producción neta de más de 27.000 boe diarios.

Portugal

- En abril de 2015 se alcanzó un acuerdo con la compañía estadounidense Kosmos Energy para su entrada en los 4 bloques exploratorios en la cuenca de Peniche, en aguas ultraprofundas de Portugal que Repsol opera. Tras el acuerdo el nuevo consorcio queda formado por Repsol, como compañía operadora con un 34%, Kosmos Energy con el 31%, Galp con el 30% y Partex con el 5%. En 2015 se realizó una campaña de sísmica 3D (3.200 km2) en uno de los bloques (Camarão).
- En septiembre se anunció la entrada de Repsol en los bloques exploratorios marinos 11 (Sapateira) y 12 (Caranguejo). Repsol pasa a ser el operador de estos dos nuevos bloques con una participación del 70%.

Rumanía

- En 2015 se realizó una campaña sísmica 2D terrestre en el bloque exploratorio Targu Jiu donde Repsol participa con un 49%.
- Para evaluar el potencial del pozo exploratorio Piscuri 4000, situado en el bloque Tagoviste (49% Repsol) en septiembre comenzaron los trabajos de testing para evaluar el potencial del mismo. Los trabajos se interrumpieron temporalmente en noviembre por problemas operativos.

ASIA Y OCEANÍA

Indonesia

- El 8 de mayo se incorporan los activos que Talisman tenía en el país que incluyen la participación en cuatro contratos de reparto de producción ("PSC" *Production Sharing Contract*) en los bloques en producción de Corridor (con una participación del 36%), Ogan Komering (50%) y Jambi Merang (25%) en el sur de Sumatra, así como su participación del 42,4% en el bloque Wiriagar PSC (que incluye el proyecto Tangguh LNG) en Papúa Occidental. También se incorporó dominio minero exploratorio de los bloques Sakakemang (90%) y East Jabung (51%) localizados en el sur de Sumatra y Andaman III PSC (100%) (al norte de Sumatra). Adicionalmente también tiene una participación del 6% en los gaseoductos que van desde Grisik a Duri y de Grisik a Singapur que se utilizan para el transporte de gas desde el bloque Corridor.

  - Corridor. Talisman aportó un 36% no operado en el importante bloque productor de gas Corridor PSC, salvo en dos campos (Gelam y Suban) donde su participación era del 30,96% y 32,40% respectivamente. La mayor parte del gas natural producido en el bloque Corridor se comercializa a través de acuerdos de venta a largo plazo con PT Chevron Pacific Indonesia, Gas Supply Pte. Ltd. y PT Perusahaan Gas Negara. Adicionalmente en el primer semestre de 2015 se acordó con la compañía COPI (Conoco Phillips Indonesia) la extensión de la duración del Contrato de venta de gas proveniente de Corridor hasta la finalización del contrato PSC del bloque.

  - La participación de Talisman en el bloque Jambi Merang es del 25% y del 3,01% en el proyecto de GNL de Tangguh donde se espera tomar en 2016 la decisión de inversión para la ampliación de la capacidad actual de procesamiento.

- En 2015 se perforaron los sondeos exploratorios Jantung Baru-1X (JTB-1X) y North Meraksa-1X (NRM-1X) pendientes de pruebas de producción para su terminación.
- En el primer semestre de 2015 se recibió la aprobación oficial por parte de las autoridades de Indonesia para entrar con el 51% de participación y la operación del bloque East Jabung PSC.

Malasia

- En 2015 Repsol inició sus actividades de exploración y producción en Malasia con la incorporación de los activos de Talisman (todos ellos *offshore*) con fecha efectiva 8 de mayo.

  Entre estos activos destaca el bloque en producción operado PM-3 CAA PSC junto con las instalaciones de producción asociadas, y en el que posee un 41,44% de participación, a excepción de los sub-bloques Bunga Kekwa 8G-31 en el que posee un 35%. Actualmente la licencia de este bloque, que expira en 2017, está en proceso avanzado de renovación sin esperar que se produzcan incidencias en relación al mismo. El Proyecto Bunga Pakam, avanzó en 2015 y en unos meses podría pasar a la fase de ejecución, lo que supondría la 6ª fase del desarrollo del bloque PM-3 CAA.

  Otro activo importante es el bloque Kinabalu Oil PSC, operado, con un 60% de participación, y que es un yacimiento petrolífero maduro offshore en la cuenca malaya de Sabah. En mayo de 2015 se tomó la decisión final de inversión (FID) para el redesarrollo del campo Kinabalu. El proyecto consiste en una nueva plataforma, líneas de conexión con las instalaciones existentes en Kinabalu y la perforación de 10 pozos productivos adicionales.

  Se incorporaron también al portafolio de Repsol un 60% en los bloques de desarrollo PM-305 y PM-314 y los bloques exploratorios SB-309 (70%) y SB-310 (35% en proceso de traspaso a la compañía SapuraKencana) todos ellos offshore y operados.

Rusia

- En 2005 se terminaron con resultado positivo dos pozos en Rusia (uno exploratorio y otro de evaluación/*appraisal*). En el primer trimestre se produjo un descubrimiento con el sondeo exploratorio K-4 en el bloque Karabashskiy-2 y en mayo se terminó con resultado positivo el sondeo de evaluación/*appraisal* 6-P en el bloque Karabashskiy-1. Ambos bloques están participados al 100% por Repsol a través de la compañía Eurotek-Yugra.
- En marzo de 2015 se firmó un acuerdo con la República de Tatarstan para que la compañía Tatnefteodacha, filial de AROG (49% Repsol y 51% NNK), pueda tratar su crudo en las instalaciones de Tatneft, Compañía nacional de la República de Tatarstan y transportarlo por su sistema hasta el oleoducto principal de Transneft.
- En los activos productivos TNO y SANECO, incluidos en AROG, se continuó en 2015 con la campaña de perforación para incrementar la producción de crudo en ambas áreas.

Vietnam

- El 8 de mayo tras la incorporación de los activos de Taliman Repsol inició sus actividades E&P en este país asiático. Se incorporaron al dominio minero de la compañía 8 bloques exploratorios todos ellos operados con participaciones entre el 40% y el 80%. Se trata de los bloques operados 133 y 134 con un 49% de participación, los bloques 135, 136 y 05-2/10 con un 40% de participación, el bloque 07/03 (incluye el importante descubrimiento "*Red Emperor / CRD*") con un 46,75% de participación y los bloques 146 y 147 con un 80% de participación.

  En enero de 2015 los socios del bloque 07/03 junto con PetroVietnam aprobaron el plan de desarrollo del descubrimiento "*Red Emperor / CRD*" y en julio se completó la declaración de comercialidad. Se espera en el año 2016 tomar la decisión final de inversión (FID) para el desarrollo y puesta en producción de este importante descubrimiento.

  Además se incorporó el bloque productivo 15-2/01, que incluye los campos HST/HSD, con una participación del 60% como socio en la compañía Than Long Operating Company ("JOC"), que opera este bloque situado en la cuenca Cuu Long, la principal zona productiva de crudo del país.

Región del Kurdistán Iraquí

- En 2015 se incorporaron provenientes de Talisman los bloques de desarrollo operados Kurdamir y Topkhana con el 40% y el 60% de participación respectivamente. En 2015 continuaron los trabajos de análisis y evaluación de las alternativas viables de desarrollo. Estos bloques se encuentran al sur de los bloques exploratorios Piramagrun y QalaDze operados por Repsol con el 50% de participación.

Australia

- El 8 de mayo se incorporaron al portafolio de la compañía 3 bloques productivos provenientes de Talisman. Se trata de los bloques marinos Laminaria, Corallina y Kitan, situados al noroeste del país.
- En septiembre se firmó un SPA (*Sale Purchase Agreement*) con la compañía West Side para la venta de la participación en los campos Laminaria y Corallina de la participación de Repsol. El acuerdo está sujeto a la aprobación de las autoridades del país.

Papúa Nueva Guinea

Con la incorporación el 8 de mayo de los activos de Talisman Repsol inició sus actividades de E&P en Papúa Nueva Guinea. A finales de diciembre de 2015 Repsol tenía participación en 8 bloques exploratorios (5 de ellos operados) con participaciones entre el 22% y el 60%, y un bloque de desarrollo (PDL/PL10) operado con el 40% de participación.

5.2. DOWNSTREAM

5.2.1. INFORMACIÓN RESUMIDA

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 seis divisiones:

- **Refino:** obtención de carburantes, combustibles y otros derivados del petróleo.
- **Marketing:** comercialización y venta de los productos petrolíferos de la compañía a través de su red de estaciones de servicio y de otros canales de venta.
- **Trading & Transporte:** suministro de crudos y productos al sistema de Refino y la comercialización de crudos y productos fuera del sistema propio.
- **Química:** producir y comercializar una amplia variedad de productos y abarca desde la petroquímica básica hasta la derivada.
- **GLP:** producción, distribución y venta tanto mayorista como minorista de GLP.
- ***Gas & Power*:** principalmente, transporte, comercialización, trading y regasificación de gas natural licuado en Norteamérica y España, así como la identificación de oportunidades de generación renovable.

Principales magnitudes

	2015	2014
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)	**43,3**	**39,5**
Europa	39,8	36,2
Resto del mundo	3,5	3,3
Indicador de margen de refino ($/Bbl)		
España	8,5	4,1
Perú	7,0	4,8
Número de estaciones de servicio	**4.716**	**4.649**
Europa	4.310	4.275
Resto del mundo	406	374
Ventas de productos petrolíferos (kt)	**47.605**	**43.586**
Europa	43.019	39.315
Resto del mundo	4.586	4.271
Ventas de productos petroquímicos (kt)	**2.822**	**2.661**
Europa	2.396	2.221
Resto del mundo	426	440
Ventas de GLP (kt)	**2.260**	**2.506**
Europa	1.285	1.474
Resto del mundo	975	1.032
Gas comercializado en Norteamérica (Tbtu)	**299**	**274**
GNL regasificado (100%) en Canaport (Tbtu)	**23**	**18**

Nuestro desempeño en 2015

Millones de euros	2015	2014	Variación
EBITDA	**3.092**	**1.284**	**141%**
Europa	1.845	784	135%
Resto del mundo	305	228	34%
Resultado Neto Ajustado	**2.150**	**1.012**	**113%**
Efecto Patrimonial	(459)	(606)	24%
Resultado Neto recurrente a MIFO	**1.691**	**406**	**316%**
Inversiones netas de explotación	**493**	**671**	**(27)%**
Tipo Impositivo Efectivo	**27,0**	**31,5**	**(4,5)**

En 2015 y 2014, la mayor parte de las inversiones se destinaron 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

- La **comercialización de bases del grupo III en la planta de ILBOC** (Cartagena) iniciada a finales del año 2014, alcanza un nuevo hito al estar ya presentes en varios países como España, Francia, Portugal, Italia, Croacia, Grecia, Israel, Túnez, Marruecos, Turquía y Argelia.
- Tras el lanzamiento de la nueva **gama moto de lubricantes** en el último trimestre de 2014, Repsol ha iniciado su comercialización a nivel mundial, en el marco de la internacionalización del negocio y con el objetivo de alcanzar una cuota significativa. Dicha gama incorpora la tecnología de moto GP, habiendo obtenido la máxima calidad en las homologaciones más exigentes del mercado y está preparada para cubrir todas las necesidades de sus clientes.
- El 20 de febrero se aprobó la Orden Ministerial IET/289/2015, que fija las contribuciones financieras al **Fondo Nacional de Eficiencia Energética de 2015**.

- El 9 de marzo se publica la Orden Ministerial IET/389/2015 por la que se modifican las **fórmulas de precio regulado de GLP** envasado y canalizado, cambiando las cotizaciones y fletes de referencia de materia prima así como las ponderaciones de las mismas. El impacto es de unos 80 €/tn de menor coste reconocido.

- En el mes de abril Repsol y el mexicano grupo KUO han alcanzado un **acuerdo para ampliar la alianza con Dynasol**, negocio conjunto que mantienen desde 1999. Como consecuencia de este nuevo acuerdo, Repsol ha aportado su negocio de especialidades y acelerantes químicos para la vulcanización del caucho, ubicado en España, y el grupo KUO sus negocios de caucho sintético en emulsión y caucho nitrílico, ubicados en México y China. La operación ha recibido en el ejercicio 2015 la aprobación tanto de las autoridades gubernamentales como de competencia y la nueva compañía ha entrado en funcionamiento en octubre 2015.

- Además, durante el ejercicio 2015, **Dynasol ha puesto en marcha dos nuevas de plantas en China** a través de *joint ventures* (JVs) al 50 % con los socios locales Shanxi Northern Xing'an Chemical Industry (Xing'an) y Jiangsu GPRO Group. Las nuevas plantas tienen una capacidad total instalada de 100.000 t/año de caucho en base estireno / butadieno y de 30.000 t/año de caucho nitrílico y están localizadas en las provincias de Liaoning y Jiangsu respectivamente.

- A principios del mes de mayo, Repsol lanzó un **nuevo producto de GLP envasado**, la bombona "Repsol ligera" con una nueva imagen manteniendo el color naranja de referencia y con una tara inferior al envase tradicional (7 kg), cuyo precio no está regulado por el RDL 8/2014.

- El pasado Consejo de Ministros del 28 de junio, **aprobó el plan VEA (Vehículos Alternativos) 2014-2020**, por el que el gobierno impulsará la utilización de carburantes alternativos en el transporte terrestre, siendo los carburantes a desarrollar los siguientes: Gas natural, GLP, eléctrico, hidrógeno y biocombustibles, agrupados en tres ejes de actuación: industrialización (fabricación e implementación de estas tecnologías en España), generación de mercado (parque de vehículos) y despliegue de infraestructura para cada carburante alternativo.

- En junio de 2015 se realizó la **primera carga de producto de la refinería de la Coruña desde el Puerto exterior de Punta Langosteira**. De esta forma, ha comenzado a trasladarse la actividad de los muelles de la refinería al Puerto Exterior, donde tendrá ubicados el 60% de sus tráficos antes de abril de 2018.

- El 30 de septiembre de 2015 el Consejo de Administración de Repsol SA aprobó la venta de parte del negocio de canalizado a Gas Natural Distribución y a Redexis Gas.

- En noviembre 2015, se notifica la sentencia del Tribunal Supremo por la que se desestima el recurso de casación del abogado del Estado frente al fallo estimatorio de daño patrimonial por parte de la Audiencia Nacional a favor de Repsol Butano por un importe de 26 millones de euros correspondiente a la resolución de determinación del precio máximo del GLP envasado que estuvo en vigor en el último trimestre de 2011 y primer trimestre de 2012. Contra dicha sentencia no cabe recurso.

- En el ejercicio se ha avanzado en las **obras en la Refinería de La Pampilla** para adaptación a las nuevas especificaciones de calidad de los combustibles en Perú. En septiembre 2016, entrará en servicio el módulo de diésel de bajo azufre, primera fase del proyecto.

- Siguiendo con su política de innovación tecnológica Repsol ha lanzado en 2015 **Neotech**, carburantes únicos de muy alta calidad, con una formulación exclusiva, que permiten a nuestros clientes obtener las máximas prestaciones de sus vehículos con el mínimo consumo. Esta fórmula exclusiva ha sido desarrollada y patentada por Repsol con el objetivo de cuidar al máximo el motor de los vehículos de nuestros clientes y conservar sus prestaciones de estreno.

- Por otro lado y para reforzar su relación con el cliente, Repsol lanza el programa Repsol Mas con funciones de fidelización y medio de pago, adaptadas a los últimos cambios digitales y que facilita la utilización de Big Data por nuestra área de Inteligencia de Clientes.

- Repsol continúa con su política de expansión en el negocio de Autogas. En 2015 ha incrementado en 48 el número de estaciones de servicio con este producto en España.

- El Grupo ha mantenido su política de **asociación con empresas líderes** del mercado:

  - Repsol y **El Corte Inglés** están colaborando en el desarrollo e implantación de las nuevas tiendas Supercor Stop & Go en las Estaciones de Servicio Repsol.

  - Repsol y **Renault** han acordado promover la venta de vehículos de las marcas Renault y Dacia propulsados con **AutoGas**.

  - Repsol y **Michelin** mantienen un acuerdo estratégico para **favorecer el tráfico y las ventas de sus respectivos producto**s.

5.2.2. REFINO

Contexto actual

El ejercicio 2015 ha destacado por los elevados márgenes de refino, principalmente por los menores costes energéticos asociados al descenso del precio internacional del crudo por el aumento de oferta en el mercado. Los descuentos de los crudos pesados han contribuido también a la fortaleza de los márgenes de los esquemas de conversión, como es el caso del refino de Repsol. En lo que respecta a los productos, el aumento del consumo en EEUU por los menores precios ha sustentado el buen comportamiento de las gasolinas. En la segunda mitad del año 2015 los márgenes de los destilados medios han sufrido un deterioro por la mayor oferta de producto en Europa procedente del incremento de producción de las refinerías locales y de nueva capacidad en Oriente Medio, y por una demanda inusualmente baja para la época final del año como consecuencia de las suaves temperaturas.

Adicionalmente, en el corto plazo, mientras el precio internacional del crudo continúe en niveles bajos, se espera que los márgenes se mantengan altos debido a las razones expuestas anteriormente. Una recuperación del precio del crudo impactaría en los costes energéticos, aunque permitiría a los crudos pesados ofrecer un descuento superior al actual, lo que otorgaría una ventaja competitiva a los esquemas de conversión.

Nuestra actividad

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 82,38%, la capacidad instalada se sitúa en 102 miles de barriles de petróleo/día.

El índice de margen de refino en España se situó en 2015 en 8,5 dólares por barril, superior al de 2014 (4,1 dólares por barril). En cuanto a Perú, el índice de margen de refino anual se situó en 7,0 dólares por barril, frente a los 4,8 dólares por barril de 2014.

La siguiente tabla muestra la capacidad de refino de los complejos industriales en los que Repsol participaba a 31 de diciembre de 2015:

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 Reporting 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 43 millones de toneladas de crudo, lo que representa un aumento del 10% respecto a 2014. La utilización media de la capacidad de refino fue del 88,9% en España, superior al 80,8% del año anterior. En Perú, el grado de uso fue también superior al de 2014, pasando del 64,4% al 67,6% en 2015.

En la siguiente tabla se desglosa la producción de las refinerías de acuerdo con los principales productos:

Materia prima procesada *(Miles de toneladas)*	**2015**	**2014**
Crudo	43.334	39.480
Otras materias primas	8.486	8.163
Total	**51.820**	**47.643**

Producción de refino *(Miles de toneladas)*	**2015**	**2014**
Destilados intermedios	25.388	23.673
Gasolina	8.880	7.985
Fuelóleo	4.041	3.521
GLP	1.010	930
Asfaltos [(1)]	1.465	1.152
Lubricantes	221	203
Otros (incluye petroquímica) [(2)]	7.268	6.847
Total	**48.273**	**44.311**

(1) 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.
(2) Incluye la cifra de productos petroquímicos (1.901 miles de toneladas en 2015 y 1.805 miles de toneladas en 2014).

Origen de crudo procesado

Producción de refino

VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

Miles de toneladas	**2015**	**2014**
Ventas por áreas geográficas		
Ventas en Europa	**43.019**	**39.315**
Marketing propio	**21.124**	**19.530**
Productos ligeros	17.326	16.846
Otros productos	3.798	2.684
Otras ventas [(1)]	**7.771**	**7.329**
Productos ligeros	7.508	6.927
Otros productos	263	402
Exportaciones [(2)]	**14.124**	**12.456**
Productos ligeros	6.295	4.466
Otros productos	7.829	7.990
Ventas resto del mundo	**4.586**	**4.271**
Marketing propio	**2.073**	**2.074**
Productos ligeros	1.917	1.909
Otros productos	156	165
Otras ventas [(1)]	**1.221**	**1.271**
Productos ligeros	1.049	1.097
Otros productos	172	174
Exportaciones [(2)]	**1.292**	**926**
Productos ligeros	468	390
Otros productos	824	536
VENTAS TOTALES	**47.605**	**43.586**
Ventas por canales de distribución		
Marketing propio	**23.197**	**21.604**
Productos ligeros	19.243	18.755
Otros productos	3.954	2.849
Otras ventas [(1)]	**8.992**	**8.600**
Productos ligeros	8.557	8.024
Otros productos	435	576
Exportaciones [(2)]	**15.416**	**13.382**
Productos ligeros	6.763	4.856
Otros productos	8.653	8.526
VENTAS TOTALES	**47.605**	**43.586**

[(1)] Incluyen ventas a operadores de productos petrolíferos y bunker.
[(2)] Expresadas desde el país de origen.

Las líneas de actuación del negocio de refino están enmarcadas dentro del Plan Estratégico, que incluye una mayor integración entre las actividades de refino y marketing y un objetivo claro de reducir costes energéticos y emisiones de CO_2. Las inversiones que se hicieron en las refinerías de Cartagena y Bilbao, así como la correspondiente mejora en el margen global del sistema de refino, han situado a Repsol a la cabeza de las compañías integradas europeas en términos de eficiencia, creación de valor garantizada y resiliencia ante escenarios de bajos precios de crudo.

Precisamente por la calidad y excelencia operativa de sus activos industriales, la gestión de su sistema integrado de refino y el incremento de su eficiencia y la reducción de emisiones, Repsol ha sido calificada como la mejor compañía en el ámbito del *Downstream*, dentro del reconocimiento que la agencia especializada Platts le ha otorgado en diciembre 2015 como "Mejor compañía energética del año" en la gala de los Premios Globales de la Energía, celebrada en Nueva York, de entre más de 200 nominaciones provenientes de 25 países.

Además de un gran número de medidas de mejora de eficiencia, la competitividad del negocio se continúa mejorando mediante la gestión de mercados y logísticas de acceso a los mismos, y la 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.

5.2.3. 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, caucho sintético y especialidades químicas, estos últimos a través de Dynasol, alianza al 50% con el grupo mexicano KUO, con plantas en España, México y China junto con socios locales.

En el mes de abril Repsol y el mexicano Grupo KUO han alcanzado un acuerdo para ampliar la alianza con Dynasol, negocio conjunto que mantienen desde 1999 para caucho en solución. Como consecuencia de este nuevo acuerdo, Repsol ha aportado su negocio de especialidades y acelerantes químicos para la vulcanización del caucho, ubicado en España, y el grupo KUO sus negocios de caucho sintético en emulsión y caucho nitrílico, ubicados en México y China. La operación ha recibido en el ejercicio 2015 la aprobación tanto de las autoridades gubernamentales como de competencia y la nueva compañía ha entrado en funcionamiento en octubre 2015.

Además, durante el ejercicio 2015, Dynasol ha puesto en marcha dos nuevas plantas en China a través de joint ventures (JVs) al 50 % con los socios chinos Shanxi Northern Xing'an Chemical Industry (Xing'an) y Jiangsu GPRO Group. Las nuevas plantas tienen una capacidad instalada de 100.000 t/año de caucho sintético base estireno / butadieno y de 30.000 t/año de caucho nitrílico y están localizadas en las provincias de Liaoning y Jiangsu respectivamente.

La puesta en marcha de esta nueva capacidad en China así como el ya mencionado acuerdo alcanzado para la ampliación de la alianza con KUO, convierte a Dynasol en uno de los líderes del mercado mundial del caucho sintético así como un productor global con plantas en Europa, América y Asia.

También como hecho destacable en 2015 cabe mencionar la ejecución, en coincidencia con la parada plurianual, del proyecto de optimización del cracker de Puertollano, proyecto que ha permitido reducir y adecuar la producción de etileno a las necesidades del complejo industrial así como conseguir un importante ahorro de consumo energético. En línea con esta optimización y tal y como ya había sido anunciado, la compañía ha cesado la producción de Polietileno de Alta Densidad (PEAD) commodity en Puertollano desde febrero 2015.

Adicionalmente, en 2015 se ha continuado con el proyecto de adaptación de la planta de Polietileno de Alta Densidad de Tarragona para producir grados metalocenos, estando prevista la puesta en marcha en 2016, proyecto que permitirá avanzar en gama de productos.

En la siguiente tabla se desglosa la capacidad de producción en 2015 y 2014 de los principales productos petroquímicos del Grupo:

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN *(Miles de toneladas)*	**2015**	**2014**
Petroquímica básica	**2.603**	**2.808**
Etileno	1.214	1.362
Propileno	864	904
Butadieno	185	202
Benceno	290	290
Metil terc-butil éter / Etil terc butil éter	50	50
Petroquímica derivada	**2.235**	**2.491**
Poliolefinas		
Polietileno [(1)]	793	883
Polipropileno	505	520
Productos intermedios		
Óxido de propileno, polioles, glicoles y estireno monómero	937	937
Caucho [(2)]	-	115
Otros [(2)]	-	36

(1) Incluye los copolímeros de etileno vinilacetato (EVA) y etileno butilacrilato (EBA).
(2) Cambio de criterio de reporte. No incluye capacidad de alianza Dynasol.

El resultado de la actividad química ha experimentado en 2015 una mejora frente al año anterior debido a una mejor situación internacional, tanto en lo referente a la demanda como a los márgenes, y a importantes mejoras de eficiencia. Estas medidas de eficiencia han estado relacionadas con la consolidación de mejoras en margen por flexibilización en la alimentación de materias primas a crackers así como por la puesta en servicio de importantes inversiones en eficiencia energética, principalmente en el cracker de Puertollano tras la parada plurianual realizada en febrero 2015.

El volumen de ventas a terceros en 2015 ascendió a 2,8 millones de toneladas, frente a los 2,6 millones de toneladas de 2014, lo que supone un incremento del 6,0%. Este mayor volumen se ha conseguido gracias a cierta recuperación en el mercado de poliolefinas, principal mercado de Repsol y una elevada fiabilidad operativa de las plantas.

Con respecto al entorno de márgenes, el año ha estado marcado por la fuerte volatilidad de los precios del crudo y nafta, que ha ocasionado que se alcancen en el período valores de márgenes máximos.

Miles de toneladas	**2015**	**2014**	**Variación**
Ventas por productos			
Petroquímica básica	948	874	8,4%
Petroquímica derivada	1.874	1.787	4,9%
TOTAL	**2.822**	**2.661**	**6,0%**
Ventas por mercados			
Europa	2.396	2.221	7,9%
Resto del mundo	426	440	(3,4)%
TOTAL	**2.822**	**2.661**	**6,0%**

En cuanto a las inversiones, éstas se han destinado principalmente a la mejora y optimización de los activos, impulso de la eficiencia, reducción de costes, diferenciación y mejora de los estándares de calidad, seguridad y respeto medio ambiental.

Los principales desembolsos del ejercicio se han realizado en los proyectos ya mencionados de ampliación de perímetro de Dynasol, proyecto de optimización del cracker de Puertollano, proyecto de adaptación de la planta de Polietileno de Alta Densidad de Tarragona para producir grados metalocenos, así como otros adicionales que permitirán avanzar en flexibilización en alimentación de materias primas. La puesta en marcha de los dos últimos proyectos está prevista en 2016.

5.2.4. MARKETING

Repsol comercializa su gama de productos mediante una amplia red de estaciones de servicio y distribuidores comerciales. Además, la actividad de marketing incluye otros canales de venta y la comercialización de gran variedad de productos, como lubricantes, asfaltos, azufre, aceites, parafinas y derivados.

Las ventas totales del marketing propio fueron de 23.197 miles de toneladas en 2015, lo que supone un incremento del 7,4% frente al año anterior. En el año 2015 se observa una recuperación del consumo nacional acompañada del crecimiento internacional y de nuevas oportunidades de negocio.

La gestión del margen de comercialización y del riesgo de crédito permitió, tanto al canal de estaciones de servicio como al canal de ventas directas dirigidas al consumidor final, obtener resultados positivos.

A finales de 2015, Repsol contaba con 4.716 estaciones de servicio en los países adscritos a la división de *Downstream*. En España, la red estaba compuesta por 3.544 puntos de venta, siendo el 30% de gestión propia. En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal, Italia y Perú.

Los puntos de venta (estaciones de servicio y unidades de suministro) del negocio de *Downstream* a 31 de diciembre de 2015 eran los siguientes:

País	Nº puntos de venta
España	3.544
Portugal	446
Perú	406
Italia	320
Total	**4.716**

La ley 11/2013, de 26 de julio, introdujo una serie de medidas enfocadas a garantizar la estabilidad de precios de los carburantes e incrementar la competencia en el sector. Esta ley fue complementada por la Ley 8/2015 (véase el Anexo V de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015 para más información). 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, Nespresso o Disney. Con El Corte Inglés está colaborando en el desarrollo e implantación de las nuevas tiendas Supercor Stop & Go en las Estaciones de Servicio Repsol.

En 2015 se han puesto en marcha varios proyectos clave 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.

Siguiendo con su política de innovación tecnológica, Repsol ha lanzado en 2015 Neotech, carburantes únicos de muy alta calidad, con una formulación exclusiva, que permiten a nuestros clientes obtener las máximas prestaciones de sus vehículos con el mínimo consumo. Esta fórmula exclusiva ha sido

desarrollada y patentada por Repsol con el objetivo de cuidar al máximo el motor de los vehículos de nuestros clientes y conservar sus prestaciones de estreno.

Asimismo ha lanzado Bienergy, nuevo gasóleo de calefacción más eficiente desde el punto de vista energético y medioambiental e imprescindible para el uso en calderas de nueva generación. El lanzamiento de este producto supone un ahorro estimado de hasta un 30% según pruebas realizadas en el Centro Tecnológico de Repsol y un producto medioambientalmente más atractivo.

Por otro lado y para reforzar su relación con el cliente, Repsol lanza el programa **Repsol Mas** con funciones de fidelización y medio de pago adaptadas a los últimos cambios digitales y que facilita la utilización de Big Data por nuestra área de Inteligencia de Clientes.

Asimismo en 2015 se ha puesto en marcha el **Plan Cliente,** proyecto que pretende convertir la calidad del servicio en una ventaja competitiva permitiendo tener a corto/ medio plazo la mejor Red de EESS (la más limpia, la más disponible y con el mejor equipo) y donde se pueda asegurar la mejor experiencia de Cliente.

Repsol, líder en Europa en producción y comercialización de coque verde combustible, ha continuado con su política de expansión internacional, siendo el 49% de las ventas en el mercado exterior y llegando hasta un total de 17 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 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 50% de las ventas de Lubricantes, Asfaltos y Especialidades se realizan en el mercado internacional, operando en más de 90 países y con 69 distribuidores internacionales de lubricantes. Reforzando la presencia internacional, en noviembre de 2015 se abrió una nueva oficina comercial, en esta ocasión en Sao Paulo (Brasil). Por otra parte, hay que destacar el avance en la comercialización de aceites base Grupo III, tras la puesta en marcha de la planta en Cartagena en el cuarto trimestre de 2014.

Fiel a su compromiso con la sociedad, Repsol mantuvo en 2015 su política para el empleo y la integración de personas con capacidades diferentes, colaborando con ONCE y Fundosa, 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.

5.2.5. GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO (GLP)

Repsol es una de las principales compañías de distribución minorista de GLP, siendo la primera en España y Perú manteniendo posiciones de liderazgo en Portugal y Ecuador. Durante el año 2015 ha estado presente en estos cuatro países de Europa y Latinoamérica.

Las ventas de GLP en 2015 ascendieron a 2.260 miles de toneladas. Las ventas totales en España disminuyeron un 14% respecto al ejercicio anterior, principalmente por el descenso de las ventas a la industria petroquímica y a pesar de que la demanda minorista ha experimentado un ligero incremento (+0,4%). En España Repsol distribuye GLP envasado, granel, canalizado por redes de distribución colectiva y AutoGas, contando con más de 5 millones de clientes activos. Las ventas de envasado

representaron más del 62% de las ventas minoristas de GLP en España y se realizaron a través de una red de 212 agencias.

Volumen de ventas de GLP por área geográfica (Miles de toneladas)	2015	2014
Europa	**1.285**	**1.474**
España	1.152	1.343
Portugal	133	131
Latinoamérica	**975**	**1.032**
Perú	570	634
Ecuador	405	398
Total	**2.260**	**2.506**

Volumen de ventas de GLP por producto	2015	2014
Envasado	1.286	1.281
A granel, canalizado y otros [1]	974	1.225
Total	**2.260**	**2.506**

[1] 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, con tara superior a 9kg.

El 9 de marzo de 2015 se publicó la Orden Ministerial IET/389/2015 por la que se actualiza el sistema de determinación automática de los precios máximos de venta antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados, modificando las cotizaciones de materia prima y fletes de referencia así como las ponderaciones de las mismas. En la misma Orden Ministerial se actualiza también el sistema de determinación automática de los precios de GLP para el canalizado.

El Real Decreto-Ley 8/2014, de 4 de julio, liberalizó el precio de venta de los envases con cargas entre 8 y 20 kg con una tara inferior o igual a los 9 kg, excepto para aquellos operadores al por mayor de GLP, con obligación de suministro domiciliario, que no dispongan de envases de tara superior a 9 kg en el correspondiente ámbito territorial. Los envases tradicionales comercializados por Repsol superan esta tara, por lo que se ha mantenido la regulación de precios en este producto. En mayo 2015, Repsol lanzó al mercado un nuevo envase más moderno y ligero que cumple las condiciones para su venta a precio libre.

El 30 de septiembre de 2015 el Consejo de Administración de Repsol aprobó la venta de parte del negocio de canalizado a Gas Natural Distribución y a Redexis Gas. El precio total de las diversas operaciones acordadas con ambas compañías asciende a 652 millones de euros completadas solo parcialmente en 2015, generando una plusvalía en ese período de 38 millones de euros después de impuestos. Los acuerdos de traspaso de puntos de suministro, que se completarán en 2016, quedan sujetos a las correspondientes autorizaciones administrativas. Adicionalmente, en 2016 se ha vendido el negocio de gas canalizado en el norte de España y Extremadura al Grupo EDP y a Gas Extremadura, respectivamente, por una cantidad total de 136 millones de euros.

En Portugal, Repsol distribuye GLP envasado, granel, canalizado y AutoGas al cliente final y suministra a otros operadores. En 2015 alcanzó unas ventas de 133 miles de toneladas, lo que convierte a la compañía en el tercer operador, con una cuota de mercado superior al 19%.

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 975 miles de toneladas.

El AutoGas (GLP para automoción) es el carburante alternativo más utilizado en el mundo, con más de 25 millones de vehículos (13 millones en Europa). Aunque en España su penetración todavía es limitada,

el crecimiento de las ventas superó el 20% en 2015, lo que confirma el aumento en la demanda de este combustible económico y que ayuda a preservar la calidad del aire en las ciudades.

Repsol, consciente del interés por este combustible alternativo, contaba a finales de 2015 con 896 puntos de suministro de AutoGas en el mundo, 585 Estaciones de Servicio, de las que 353 están en España. Adicionalmente en instalaciones de clientes ya existen 311 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 IV de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015.

5.2.6. GAS & POWER

Las actividades de *Gas & Power* comprenden el transporte, la comercialización, el trading, la regasificación de gas natural licuado, así como proyectos de energía renovable.

Durante el ejercicio 2013 y principios de 2014 se llevó 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.

A 31 de diciembre de 2015, el Grupo mantiene tanto sus activos de regasificación y transporte como sus negocios de comercialización en Norteamérica y, como principales activos de su negocio de *Gas & Power*, la planta de regasificación de Canaport y los gaseoductos de Canadá y EEUU.

Precios de referencia internacionales	**2015**	**2014**	**Variación**
Henry Hub ($/Mbtu) medio	2,7	4,4	(1,7)
Algoquin ($/Mbtu) medio	4,8	8,1	(3,3)

Gas Natural en Norteamérica	**2015**	**2014**	**Variación**
GNL Regasificado (TBtu) en Canaport (100%)	23	18	5
Gas Comercializado en Norteamérica (TBtu)	299	274	25

En 2015 el mercado americano ha aumentado la producción de gas natural un 6% con respecto a 2014, produciéndose un fuerte aumento de la generación eléctrica con gas (+19%) y un aumento de las exportaciones (+19%) a México, resultando un incremento de la demanda total de gas de un 3%. Los niveles de almacenamiento han alcanzado niveles históricos, superando los 4 Tcf. Todo ello, junto con mayores inversiones en transporte, una temperatura más cálida y la caída a nivel mundial de los precios energéticos ha resultado en una disminución de los precios y volatilidades en el mercado americano.

La actividad de comercialización en Norteamérica de *Gas & Power* ha aumentado el volumen comercializado un 9%, si bien con menores precios y menores volatilidades, resultando un menor margen comercial. Cabe destacar los precios record que alcanzó la zona del noreste de EE.UU. en el primer trimestre de 2014 por el vórtice polar que azotó la zona, entre otros. En el invierno del primer trimestre de 2015, si bien los precios de realización del mercado eran muy atractivos, fueron claramente inferiores a los del invierno anterior.

En 2014 Repsol inició los procesos de solicitud a las autoridades de Canadá de los permisos para incrementar la opcionalidad del activo de la planta de licuefacción de gas de 5 Mt/año en Canaport,

aprovechando la localización de los actuales activos de regasificación. En 2015 Repsol ha decidido aplazar el desarrollo del proyecto debido al entorno de mercado actual y los retos que planteaba la restructuración del negocio.

Respecto a los proyectos de energía renovable, 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 *offsho*re en la costa escocesa (Moray Firth, Inch Cape y Beatrice).

En el marco de esta operación, Repsol alcanzó un acuerdo con EDP Renováveis para desarrollar conjuntamente *Moray Firth* e *Inch Cape*, en los que Repsol participa con un 33% y un 51%, respectivamente, en este último liderando el proyecto. Por otro lado, Repsol participa en un 25% del parque *Beatrice*, en el que Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) tiene un 25% y en el que Scottish and Southern Energy Renewables (SSE) lidera el desarrollo con el 50% restante.

En marzo de 2014, las autoridades escocesas concedieron los permisos de construcción y operación de *Moray Firth* y *Beatrice*, para una capacidad máxima instalada de 1.116 MW y 750 MW, respectivamente. El proyecto Beatrice es uno de los cinco proyectos de energía eólica *offshore* en el Reino Unido, y el primero en Escocia, a los que, en abril de 2014, el gobierno Británico otorgó un contrato de tarifa (*Investment Contract*) que garantiza los ingresos durante 15 años.

En octubre de 2014, las autoridades escocesas concedieron el permiso para la construcción y operación de *Inch Cape*, para una capacidad de hasta 784 MW y no más de 110 turbinas. Los proyectos de *Moray Firth* e *Inch Cape* participan en la ronda de adjudicación de contratos de tarifa que se inició en octubre de 2014. Ambos cumplieron los requisitos establecidos por *DECC* (*Department of Energy and Climate Change*) para participar en dicha ronda.

A 31 de diciembre de 2015 Repsol dispone, en su porcentaje de participación, de derechos para la promoción, construcción y operación de 960 MW de eólica *offshore* en el Reino Unido. Estos proyectos permitirán a Repsol aplicar su capacidad tecnológica en operaciones *offshore* así como su experiencia en grandes obras de ingeniería.

Durante la fase de desarrollo de los proyectos, que finalizará entre 2015 y 2016, se realizarán los estudios y trabajos necesarios preliminares a la fase de construcción y operación de las instalaciones, cuya puesta en marcha tendría lugar, en su caso, a partir de 2018. La decisión final de inversión de los proyectos se estima durante el año 2016.

Durante 2015, Repsol llegó a un acuerdo con EDPR para intercambiar sus participaciones en los activos de Reino Unido, en el cual cada uno se haría con el 100% del proyecto que opera, *Inch Cape* (Repsol) y *Moray Firth* (EDPR). Dicho acuerdo contempla que desde el momento de su firma, cada socio financia únicamente el 100% del proyecto operado. Esta transacción ha sido completada en 2016.

6. OTRAS FORMAS DE CREAR VALOR

6.1. PERSONAS [1]

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.

Los principios enunciados en la "*Política de Gestión de Personas*" son el reflejo del estilo de gestión y objeto de seguimiento, medición sistemática y mejora. Algunos de estos principios son:

Nuestra actividad principal durante 2015 se ha centrado en la integración de los empleados origen Talisman. La adquisición de esta compañía ha supuesto una importante oportunidad para crecer y evolucionar hacia una compañía más fuerte, poniendo en valor todo el talento disponible. Tenemos el reto de minimizar el impacto de la integración cultural de ambas compañías y trabajar como una única compañía, más grande y diversa.

Destaca el despliegue de un Plan de Comunicación Interna en la fecha de la adquisición, con el fin de informar a los nuevos empleados de la nueva organización y principios de la misma, el proceso de integración y de cambio, así como de la visión y valores de Repsol, que sustentan nuestra cultura, y que están presentes en todos los ámbitos de la gestión de personas, entre otros, nuestros procesos, políticas y herramientas.

Tras comprobar que los valores corporativos de Talisman estaban alineados con los de Repsol, se han identificado las fortalezas, áreas de mejora y sinergias entre ambas compañías.

Resultado de este proceso ha sido la elaboración de un plan de acción orientado a conseguir los objetivos y retos estratégicos de Repsol, orientado hacia la eficiencia.

[1] Toda la información presentada a lo largo de este apartado ha sido elaborada de acuerdo al modelo de reporting del Grupo (véase la Nota 5 "Información por segmentos" de las cuentas anuales correspondientes al 31 de diciembre de 2015).

PLANTILLA

El 31 de diciembre de 2015, un total de 27.166 empleados pertenecían a sociedades cuya *Gestión de personas* se lleva a cabo directamente por Repsol y a ellos se refieren todos los datos incluidos en este capítulo, salvo aquellos apartados en los que se especifica lo contrario. La plantilla gestionada se incrementa en 2.706 personas respecto a 2014 debido, principalmente, a la adquisición de Talisman.

PLANTILLA	2015	2014
Plantilla total a 31 de diciembre	29.494	26.141
Plantilla gestionada [1]	27.166	24.460
Plantilla no gestionada	2.328	1.681
Plantilla gestionada media acumulada	27.887	24.335
Nº Nuevos empleados del ejercicio [2]	6.159	5.077

(1) Los datos 2014 excluyen a los empleados con jornada anual igual o inferior al 20% de la fijada en convenio colectivo.

(2) Se ha modificado el criterio de reporting alineándolo con el dato reportado en otros informes. El cambio supone considerar únicamente como nuevas incorporaciones las de carácter fijo y eventual sin relación laboral anterior con la compañía. De los datos 2015 y 2014, un 62% y 43% corresponden a contratos de carácter fijo respectivamente.

Tras la publicación del Plan Estratégico, se comenzó con la implantación de las medidas de optimización previstas en el mismo. Como resultado de ellas, se ha producido una disminución en la plantilla gestionada de 483 empleados fijos respecto al Informe de Gestión semestral de junio de 2015.

PLANTILLA TOTAL GESTIONADA	2015	2014
GESTIONADA POR PAIS		
Plantilla total en España	17.184	17.303
Plantilla total en Perú	3.109	2.996
Plantilla total en Portugal	1.229	1.237
Plantilla total en Canadá	1.122	50
Plantilla total en Estados Unidos	891	500
Plantilla total en Malasia	853	0
Plantilla total en Ecuador	827	891
Plantilla total en resto del mundo	1.951	1.483
GESTIONADA POR NEGOCIO		
Plantilla total en Corporación	2.945	2.521
Plantilla total en *Downstream*	18.862	18.693
Plantilla total en *Upstream*	5.359	3.246
GESTIONADA POR CATEGORIA PROFESIONAL		
Directivos	325	306
Jefes Técnicos	2.694	2.065
Técnicos	13.642	11.972
Administrativos	1.406	1.044
Operarios y Subalternos	9.099	9.073

ATRACCIÓN DEL TALENTO

El año 2015 ha estado marcado por la incorporación de 2.903 profesionales procedentes de Talisman, por lo que durante este año hemos orientado nuestro esfuerzo a la gestión del talento interno.

Hemos continuado impulsando distintas fórmulas para motivar y comprometer a nuestros profesionales, reforzando el desarrollo de una cultura de empresa multinacional, abierta a la diversidad y a la multiculturalidad.

Incluso en un entorno de apuesta por la eficiencia en la Compañía seguimos apostando por la incorporación de talento joven, adaptando al contexto actual nuestros programas Master y continuando con las Prácticas universitarias y de Formación Profesional que reflejan nuestro compromiso para facilitar su integración en el mercado laboral.

ATRACCIÓN DEL TALENTO [1]	2015	2014
Incorporación de Nuevos Profesionales Repsol [2]	117	49
Acuerdos de Prácticas universitarias para reforzar la Formación [3]	455	391
Prácticas de Formación Profesional de Grado Medio y Superior [4]	150	147

(1) Los datos reflejados en la tabla corresponden a las sociedades gestionadas del Grupo Repsol sin incluir las compañías de Talisman.
(2) Programa de selección e 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). El incremento con respecto a 2014 de debe a un cambio en las fechas de inicio de dos de los programas Master.
(3) 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.
(4) 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. En 2015 continúa el compromiso que Repsol ha adquirido con el programa FP Dual.

RETENCIÓN DEL TALENTO

En la integración con Talisman se ha puesto especial foco en la retención de aquellos perfiles clave para el negocio del *Upstream*.

RETENCIÓN DEL TALENTO	2015	2014
Tasa de rotación total de plantilla [1]	7%	7%
Tasa de rotación voluntaria de plantilla [2]	3%	3%
Tasa de rotación de directivos [3]	8%	4%

(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 tasa de rotación voluntaria continúa igual que en años anteriores. Respecto al incremento producido en la tasa de rotación de directivos, se debe principalmente a la renovación organizativa derivada de la adquisición de Talisman habiendo disminuido el número de directivos en 21 respecto a la información reflejada en el informe de gestión semestral.

La Compañía dispone de diferentes herramientas para la retención del talento y la gestión del desarrollo de sus empleados: compensación con paquetes flexibles de retribución, formación y desarrollo con programas adecuados para cada empleado una vez identificadas sus necesidades, y programas de movilidad interna.

Compensación

La retribución es un elemento orientado a facilitar la atracción, retención, motivación y compromiso de los profesionales que aportan su talento a la Organización y los esquemas evolucionan para proporcionar mayores posibilidades de flexibilización a los empleados.

Está enfocada a fomentar tanto el rendimiento y el reconocimiento del mérito individual como la cooperación y el esfuerzo colectivos, garantizando la competitividad externa y la equidad interna dentro de un entorno global.

COMPENSACIÓN	2015	2014
Gastos de personal medio por empleado (euros) [1]	75.047	67.217

[1] Corresponde a gastos de personal (incluidas cargas sociales y otros conceptos excepto indemnizaciones y gastos de viaje) entre la plantilla media acumulada consolidada.

En 2015 el gasto total de beneficios sociales para los empleados de la plantilla gestionada ascendió a 129,1 millones de euros, frente a los 97,8 millones de euros de 2014. La integración de los gastos de los empleados origen Talisman ha producido este incremento, principalmente en Norteamérica, destacando los gastos en planes de pensiones y en asistencia sanitaria.

En 2015 se ha trabajado en la evolución de los modelos de compensación existentes en ambas compañías para definir un modelo de compensación único, competitivo con los estándares internacionales, integrado y aplicable en todos los países y negocios.

Por otro lado, se está revisando el modelo retributivo del colectivo en asignación internacional con el doble fin de unificar los modelos de Repsol y Talisman y dotar a los negocios de una mayor flexibilidad.

Además, durante el año, hemos continuado con el programa de Retribución Flexible. Se trata de sistemas de retribución personalizados en los que, voluntariamente, los empleados deciden cómo percibir parte de su remuneración anual. En muchos casos se incrementa la retribución neta gracias a una menor carga fiscal al contratar ciertos productos variables en función de la fiscalidad de cada país. Como ejemplos podemos mencionar guardería, ampliación del seguro médico, retribución en acciones 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 27 de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015. En relación a la retribución de los miembros del Consejo de Administración y el personal directivo, véase la Nota 26 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, contribuyendo al desarrollo de las capacidades profesionales necesarias para un desempeño efectivo en la consecución de la estrategia de Repsol.

FORMACIÓN [1]	2015	2014
Inversión total en formación (Millones de €)	18	18
Inversión por empleado (€)	741	717
Horas totales Formación /año	1.074.858	1.083.033
Promedio de horas/año por empleado	45	44
Índice de dedicación [2]	2,64%	2,63%
% Empleados recibieron formación	96,4%	92,4%
Nº Personas recibieron formación	23.185	22.612

(1) Los datos reflejados en la tabla corresponden a las sociedades gestionadas del Grupo Repsol sin incluir las compañías de Talisman.
(2) Corresponde al % de la jornada laboral dedicada a formación. Se calcula sobre la plantilla media acumulada de la compañía.

En 2015, se ha continuado con la formación para la integración de nuevos profesionales titulados universitarios a través de programas Máster en los ámbitos de *Upstream*, Refino, Petroquímica y Gas y Gestión. Estos programas han evolucionado hacia un planteamiento más integrado de contenidos y metodologías más flexibles "*blended*", adaptándose a las necesidades estratégicas de cada negocio, incluyendo las derivadas tras la adquisición de Talisman. Un total de 142 alumnos han cursado y finalizado estos programas en el año, provenientes de 11 países diferentes. Esta evolución está orientada también a dotar a los estudiantes de mayor flexibilidad a la hora de su empleabilidad en los distintos negocios de la Compañía.

Este año ha sido también destacado en el trabajo inicial de integración del nuevo colectivo de empleados tras la adquisición de Talisman, materializándose las primeras actividades formativas comunes para el conjunto de empleados de la nueva Repsol. Como ejemplo, en el Máster de E&P iniciado en septiembre del 2015 se incorporaron 7 alumnos de Talisman (4 de Canadá, 2 de Malasia y 1 de Vietnam).

En el ámbito de *Upstream* se ha continuado con una amplia formación presencial de más de 120 cursos en disciplinas técnicas completándose con una importante oferta *online* de más de 200 títulos y escuelas de campo en exploración y producción de pozos. Adicionalmente, durante 2015 hemos continuado con 48 ediciones del programa EOS (*Excellence in Operations and Sustainability*) de refuerzo al liderazgo en la cultura de seguridad.

En el área Industrial se han puesto a disposición de los empleados más de un centenar de cursos técnicos relacionados con la ingeniería, operaciones y mantenimiento y hemos continuado con el despliegue de los programas de cultura de Seguridad y Medio Ambiente (SMA) a través del programa de Compromiso en SMA para el colectivo de operadores.

En las áreas comerciales destaca el lanzamiento de programas de transformación, como el "Plan Cliente" dirigido a todo el equipo de estaciones de servicio de las redes propia y abanderada de España, con el objetivo de lograr una verdadera orientación al cliente. En esta línea, en Perú, se ha realizado un programa de formación para el personal de nueva incorporación en estaciones de servicio al que han asistido 795 empleados.

En cuanto al itinerario de liderazgo y gestión, se han renovado los programas avanzados de gestión (para responsables de unidad), con metodologías de impulso a la innovación y abordando en ellos retos innovadores reales de compañía. Se ha consolidado el programa dirigido a nuevos líderes de equipo lanzado en 2014, con más de 200 alumnos ya formados en muy diversos países y áreas funcionales de la compañía.

Otro hito destacable, es la puesta en marcha durante 2015 de la escuela de formadores internos con el objetivo de potenciar la cultura de aprendizaje colectivo y asegurar la relevancia y transferencia de la formación al puesto.

Destaca en 2015 el incremento en horas de formación en idiomas poniendo de manifiesto el esfuerzo y los recursos destinados a afianzar la cultura internacional de la Compañía.

Hemos continuado incrementando el desarrollo de las metodologías *online* con el objetivo de universalizar la oferta permitiendo acceder a las actividades de Formación a un mayor número de empleados.

La Formación ha seguido acompañando al compromiso de la compañía por ayudar a las personas con discapacidad, a través de un mayor número de programas dirigidos a estos colectivos (no empleados de la compañía) de cara a favorecer su empleabilidad en el sector. Concretamente se han desarrollado ocho acciones formativas con una participación de unas 100 personas.

Otro de los hitos más destacables ha sido la obtención de la Acreditación CLIP (*Corporate Learning Improvement Process*), que evidencia la calidad de los programas y los procesos de Formación en Repsol y el compromiso con la mejora continua. Esta distinción otorgada por la EFMD (*Europen Fundation for Management and Development*) que por el momento tan sólo poseen 14 empresas en todo el mundo, siendo Repsol la primera empresa petrolera en tenerla.

Desarrollo y evaluación de desempeño

Repsol ofrece oportunidades de desarrollo profesional a todos los empleados. El desarrollo se orienta a la adquisición y/o mejora de habilidades y conocimientos, permitiendo a las personas afrontar mayores retos asociados a la evolución de la Compañía.

Contamos con un marco de progresión profesional que permite, atendiendo a las necesidades de la compañía, que las personas mejor preparadas y con el perfil y las capacidades necesarias, puedan asumir funciones de mayor complejidad y responsabilidad. La promoción es el mecanismo de reconocimiento que acompaña a la progresión profesional.

CAMBIO DE CLASIFICACIÓN PROFESIONAL [1]	2015	2014
Nº de personas	1.619	1.932
% Mujeres	39%	35%

[1] Los datos reflejados en la tabla corresponden a las sociedades gestionadas del Grupo Repsol sin incluir las compañías de Talisman

La principal herramienta de la compañía para la evaluación del potencial y planificación de las acciones para el desarrollo es la denominada *People Review*.

EVALUACIÓN Y PLANIFICACIÓN DEL DESARROLLO	2015	2014
Personas evaluadas en *People Review* [1]	3.078	2.426

[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.

A lo largo de 2015 se ha realizado un importante esfuerzo en completar el mapa de talento de los niveles de gestión de la compañía. Es por ello que a día de hoy, contamos con información de prácticamente la totalidad de la población (Directivos y puestos de gestión excluidos de convenio). Concretamente, durante el último trimestre de 2015, se ha desplegado un plan de acción específico para revisar en *People Review* a más de 500 personas pertenecientes al colectivo de empleados de Talisman integrando así a este grupo en las prácticas habituales de desarrollo de la compañía.

De las 216 sesiones llevadas a cabo durante 2015, 40 han sido de contraste, incluyendo 188 personas. El objetivo ha sido contrastar la información obtenida en años anteriores, principalmente referida a "Altos Potenciales", actualizando su vigencia además de realizar el seguimiento del grado de consecución de los planes de desarrollo acordados en su día.

Por otro lado se han llevado a cabo 17 sesiones de *People Review* para Directivos. La finalidad de estas sesiones ha sido, además de revisar el potencial, fortalezas y áreas de mejora contrastándolo con el perfil Directivo, definir acciones de desarrollo. Además, se ha analizado el resultado de la encuesta cultural, realizada en junio, en la que se evaluó, entre otros aspectos clave, el impacto del estilo de liderazgo.

Durante el ejercicio 2015, 18.275 empleados se han sometido a evaluación de desempeño. La integración de los empleados origen Talisman sometidos a evaluación de desempeño es el principal motivo del incremento respecto a 2014. En este ejercicio se han mantenido los criterios y procesos establecidos al principio del ejercicio para cada compañía y, en paralelo, se está trabajando en un nuevo modelo único e integrado.

Movilidad interna e Internacionalización

La movilidad forma parte de la cultura de Repsol y es clave tanto para el crecimiento y sostenibilidad de la compañía como para el desarrollo de las personas, favoreciendo la adquisición de experiencias y conocimientos en nuevos entornos y funciones diferentes y/o de mayor complejidad, logrando la asignación de los mejores perfiles a la nueva estructura integrada de la Compañía.

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.

MOVILIDAD Y CARRERA INTERNACIONAL	2015	2014
Número de Movilidades[(1)]	2.989	2.881
% de Mujeres (sobre Nº Movilidades) [(1)]	37	33
Nº de empleados en asignación internacional	728	690
Incorporación de profesionales en el colectivo internacional	114	145

(1) Los datos reflejados en la tabla corresponden a las sociedades gestionadas del Grupo Repsol sin incluir las sociedades de Talisman.

RELACIONES LABORALES

RELACIONES LABORALES	2015	2014
Nº empleados con contrato laboral fijo	24.668	22.248
Nº empleados con contrato eventual	2.498	2.212
Tasa de absentismo [(1)]	3,72%	3,31%

(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.

Durante 2015 se han firmado el X Convenio Colectivo de Repsol Petróleo, S.A, el Convenio Colectivo de Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A, el IV Convenio Colectivo de Repsol Trading, S.A. y el XII Convenio Colectivo de Repsol Química, S.A.

Igualmente se han firmado el VII Pacto Sindical de Campsared, el VI Acuerdo complementario de Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A. al Convenio General de la Industria Química, el IV Pacto Sindical de Solred, S.A. con vigencia 2014-2015, el Acta de Preacuerdo Convenio Colectivo Repsol Exploración, S.A. (vigencia 2014-2015), el Acta de adhesión de Dynasol al XII Convenio Colectivo de Repsol Química, el Acta de adhesión de Sesema al Convenio General de la Industria Química, el Acta de

prórroga del III Pacto Sindical de Solred, S.A., complementario al contenido del Convenio Colectivo del Sector de oficinas y despachos de la Comunidad de Madrid y el Acta de preacuerdo del Convenio Colectivo de Repsol Exploración, S.A. (vigencia 2014-2015). Finalmente, y dentro del marco del diálogo social, en el año 2015 se han mantenido dos encuentros en el seno de la de seguimiento del VII Acuerdo Marco para presentar las líneas generales de previsión de plantilla y posibles mecanismos para la consecución de dicho objetivo.

En el ámbito internacional se han firmado acuerdos en Brasil, Perú y Portugal.

El Comité de Empresa Europeo se reunió el día 17 de diciembre de 2015. Asistieron COFESINT y FIEQUIMETAL por parte de Portugal, CC.OO, UGT, y el STR por parte de España, y un representante por parte de Noruega.

CONCILIACIÓN DE LA VIDA PERSONAL Y PROFESIONAL, DIVERSIDAD E IGUALDAD DE OPORTUNIDADES

En 2015 hemos continuado impulsando la evolución de las formas de trabajar, garantizando la igualdad de oportunidades, y promoviendo y facilitando el equilibrio entre la vida personal y profesional.

Nuestro objetivo es contar con un entorno de trabajo cada vez más flexible, que fomente el trabajo colaborativo y contribuya a ser una empresa cada vez más competitiva, innovadora, moderna y adaptada a las nuevas necesidades y estilos de vida de las sociedades en las que opera. Estamos evolucionando hacia una cultura de contribución y aportación de valor.

Entre las medidas destinadas a lograr este equilibrio entre la vida personal y profesional, continúa destacando especialmente el programa de teletrabajo, que ha sido el programa de conciliación mejor valorado por los empleados:

INDICADORES DE TELETRABAJO [(1)]	**2015**	**2014**
Nº Personas con Teletrabajo Mundial	1.716	1.411
Nº Personas con Teletrabajo en España	1.620	1.328
Nº Personas con Teletrabajo en resto del mundo	96	83

(1) Los datos reflejados en la tabla corresponden a las sociedades gestionadas del Grupo Repsol sin incluir las sociedades de Talisman.

Repsol ha sido ampliamente reconocida como una de las mejores empresas para trabajar en España gracias, entre otros aspectos, a su firme apuesta por la conciliación, entre la vida personal y la profesional. En este sentido, el Instituto Internacional de Ciencias Políticas (IICP) en su estudio ‘Situación de la Conciliación en España’ nos sitúa a la cabeza del ranking como la compañía que dispone de las estrategias más avanzadas para favorecer la conciliación.

En España, en 2015 se ha realizado un análisis de la evolución del desempeño de los empleados adheridos al programa de teletrabajo. Los resultados han reflejado que las personas adheridas al programa obtienen evaluaciones de desempeño altas. Un 47% de los teletrabajadores han sido evaluados como destacados o excelentes, siendo en el colectivo de no teletrabajadores del 41%.

Los trabajadores de Repsol pueden desempeñar su trabajo con flexibilidad de forma que puedan adaptar la jornada de trabajo a sus necesidades personales, siempre que su actividad laboral lo permita y, de acuerdo a los usos, costumbres y restricciones que se establezcan en cada país o área geográfica.

Repsol cuenta con un plan de integración de personas con discapacidad que abarca todas las áreas de la organización. En 2015 hemos continuado con nuestra apuesta por la formación como puerta de entrada al mercado laboral, tanto a través de programas de formación ocupacional como programas de becas y prácticas y acceso a nuestros programas masters. Un 5% de los nuevos profesionales incorporados corresponde a personas con discapacidad.

A 31 de diciembre de 2015 contamos con 663 trabajadores con discapacidad, que representan un 2,7%[1] de la plantilla.

En España, en 2015, hemos superado la legislación aplicable al respecto según la LGD (Ley general de derechos de las personas con discapacidad y de su inclusión social) con un porcentaje del 4%, siendo 617 empleados por contratación directa, y otras 163 personas equivalentes por medidas alternativas.

INTEGRACIÓN [(1)]	**2015**	**2014**
Nº de empleados con discapacidad en España	546	541
Nº de empleados con discapacidad en Ecuador	34	35
Nº de empleados con discapacidad en Perú	43	42
Nº de empleados con discapacidad en Portugal [(2)]	17	18
Nº de empleados con discapacidad en Venezuela	12	12
Nº de empleados con discapacidad en Brasil	9	8
Nº de empleados con discapacidad en Italia	1	1
Nº de empleados con discapacidad en Rusia	1	-
Nº de empleados total con discapacidad	**663**	**657**

(1) Los datos reflejados en la tabla corresponden a las sociedades gestionadas del Grupo Repsol sin incluir las sociedades de Talisman.
(2) El dato reportado en 2014 de Portugal se ha corregido pasando a ser 18 empleados. Igualmente se ha corregido el total contando con un total de 657 personas con discapacidad. Se mantiene el porcentaje sobre la plantilla total en el 2,7%.

Especialmente relevante en 2015 ha sido la edición del II Libro Blanco de Capacidades Diferentes, titulado el Libro Blanco Talento Diverso, la II Guía Superando Barreras y la II Guía de Estaciones de Servicio Accesibles como potentes herramientas de información, comunicación y sensibilización a nivel mundial.

Repsol se encuentra presente en 40 países y cuenta con más de 1.500 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.

La siguiente tabla refleja los países que reúnen mayor número de nacionalidades entre los empleados (excluida la del propio país):

País de destino	**2015**	**2014**	**País de destino**	**2015**	**2014**	**País de destino**	**2015**	**2014**
España	65	64	Noruega	12	10	Singapur	7	3
EEUU	23	22	Trinidad & Tobago	12	13	Iraq	7	7
Canada	20	6	Australia	11	0	Angola	7	7
Argelia	16	16	Rusia	11	12	Ecuador	7	8
Brasil	16	20	Venezuela	10	9	Indonesia	7	3
Portugal	15	16	Peru	9	9	Colombia	5	7
Malasia	12	0	Vietnam	8	0	Bolivia	5	5

Repsol continúa incrementando de forma natural el porcentaje de mujeres en todos los colectivos y negocios.

[1] Los datos corresponden a las sociedades gestionadas del Grupo Repsol sin incluir las sociedades de Talisman.

En 2012 adquirimos un compromiso voluntario con la “European Round Table” (ERT) para incrementar el porcentaje de mujeres en puestos directivos y de gestión tanto en España como en Europa (objetivos 2020: 29% y 27% respectivamente).

Estos objetivos, prácticamente alcanzados, nos han llevado a marcarnos nuevos retos, comprometiéndonos a conseguir el 31% en España y 29% en Europa en 2020.

Indicadores de Género	**2015**	**2014**
Nº mujeres en plantilla	8.976	8.117
Nº Mujeres directivas	49	47
% mujeres en puestos de gestión en España [(1)]	29	27
% mujeres en puestos de gestión mundial [(1)]	24	23

[(1)] Incluye las categorías de Directivos y Jefes Técnicos excluidos de convenio

En España, Repsol, S.A es una de las compañías reconocidas con el Distintivo de Igualdad en la Empresa, promovido por el Ministerio de Sanidad, Servicios Sociales e Igualdad del Gobierno de España. El distintivo se prorrogó en 2014 por un periodo de tres años.

Se trata de una marca de excelencia en igualdad a modo de reconocimiento a aquellas empresas comprometidas y que destaquen por la aplicación de políticas de igualdad de trato y de oportunidades en las condiciones de trabajo, en los modelos de organización y en otros ámbitos como los servicios, productos y publicidad de la empresa.

En enero de 2014 la Compañía firmó un acuerdo de colaboración con el Ministerio para reforzar el compromiso de fomentar la participación equilibrada de mujeres y hombres en los puestos de alta responsabilidad, incluidos los Comités de Dirección hasta el 37% en 2017. En 2015 se ha alcanzado el 35% (Incluye las categorías de Directivos, Jefes Técnicos y gestores excluidos de convenio).

Tras la adquisición de Talisman, apenas varía el porcentaje de mujeres en la compañía en los distintos tramos de edad.

	2015			**2014**		
	Mujeres	**Hombres**	**% mujeres**	**Mujeres**	**Hombres**	**% mujeres**
Menores de 20 años	77	78	50%	88	81	52%
Entre 21 y 30 años	1.521	2.112	42%	1.503	1.981	43%
Entre 31 y 40 años	3.634	5.937	38%	3.492	5.526	39%
Entre 41 y 50 años	2.484	5.061	33%	2.087	4.361	32%
Entre 51 y 60 años	1.154	4.312	21%	889	3.963	18%
Mayores de 60 años	106	690	13%	58	431	12%
Total	**8.976**	**18.190**	**33%**	**8.117**	**16.343**	**33%**

Hemos continuado avanzando en el análisis de equidad de distintos aspectos de la gestión de personas (desarrollo, retribución, desempeño, etc.), considerando edad, género, nacionalidad y discapacidad. La metodología que elaboramos fue verificada en 2014 junto a la “Universidad Carlos III” y la “Fundación para la investigación social avanzada”, y certificada el 3 de junio de 2015 por dicha Fundación. Esta certificación supone la validación de la metodología de análisis de brecha salarial y permite analizar la igualdad de oportunidades en los colectivos potencialmente vulnerables.

6.2. SEGURIDAD Y MEDIOAMBIENTE [1]

Repsol, a partir de su estrategia y sus políticas, asume de manera pública y voluntaria su compromiso con la seguridad y el medio ambiente como asuntos esenciales para la Compañía. Repsol trabaja para ser una compañía sostenible y competitiva y eso pasa por ser una empresa cada vez más segura y responsable con el medio ambiente.

Periódicamente, desarrollamos un diagnóstico que nos permite identificar cuáles son nuestros principales retos y oportunidades en esta materia, teniendo en cuenta las expectativas de nuestras partes interesadas, las tendencias del sector, la regulación que puede entrar en vigor en el corto plazo y, muy especialmente, el Plan Estratégico de Compañía.

Dicho diagnóstico nos permite conocer las cuestiones más relevantes sobre las que debemos actuar y se materializa, con el compromiso de la alta dirección, en la definición de objetivos y planes de trabajo.

El Comité de Dirección establece los objetivos estratégicos de seguridad y medio ambiente de la Compañía, que sirven de marco para la elaboración de los objetivos y planes anuales de actuación de todas nuestras áreas de negocio. Adicionalmente, en 2015 se ha constituido la Comisión de Sostenibilidad, que tiene entre sus funciones conocer y orientar la política, los objetivos, planes de actuación y prácticas de la compañía en materia de seguridad y medioambiente.

Entre las principales líneas de acción en materia de Seguridad y Medio Ambiente de la Compañía, destacan:

- Eficacia en la gestión de riesgos de seguridad y medio ambiente
- Mejora de la eficiencia operativa
- Fomento de una cultura de seguridad y medio ambiente global

Los objetivos de seguridad y medio ambiente forman parte de los objetivos de los empleados de Repsol que disponen de retribución variable ligada a la consecución de objetivos y constituyen entre el 10 y el 15% de los objetivos.

La incorporación de criterios ambientales y de seguridad en nuestra actividad se articula a través del sistema de gestión de seguridad y medio ambiente, basado en un conjunto de normas, procedimientos, guías técnicas, herramientas e indicadores de aplicación en todas las actividades e instalaciones de la Compañía.

EFICACIA EN LA GESTIÓN DE RIESGOS DE SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

Para garantizar la seguridad en las instalaciones de Repsol y la protección de las personas implicadas, es fundamental una correcta identificación, evaluación y gestión de los riesgos asociados a los procesos y activos industriales.

Se realizan análisis de riegos a lo largo de todo el ciclo de vida de los activos, aplicando los mejores estándares internacionales en el diseño y empleando estrictos procedimientos durante la operación y el mantenimiento, todo ello encaminado a prevenir incidentes relacionados con los procesos industriales involucrados.

La **seguridad de procesos** permite a Repsol dar respuesta a los principales retos de la Compañía en materia de seguridad. Facilita la gestión de cada riesgo, abarcando incluso aquellos que, a pesar de tener

[1] Las magnitudes e indicadores de este apartado se han calculado de acuerdo a las normas corporativas que establecen los criterios y la metodología común a aplicar en materia de SMA. Los datos que soportan la información ambiental provienen de las empresas filiales donde tenemos participación mayoritaria y/o control de operación y donde contabilizamos el 100% de los mismos. En materia de seguridad incluimos los datos relativos al 100% de los empleados de las empresas filiales donde tenemos participación mayoritaria y/o control de operación.

muy bajas probabilidades de materializarse, pueden llegar a ser de consecuencias muy significativas para las personas, el medio ambiente, las instalaciones o la reputación de la Compañía.

En 2014 se construyó la línea base de los accidentes de seguridad de procesos de la Compañía y 2015 ha sido el primer año en el que se han establecido objetivos específicos para este tipo de accidentes.

Repsol sigue su desempeño acorde a las definiciones establecidas por IOGP[1], API[2] y CCPS[3], referencias internacionales en esta materia. En este sentido, debemos destacar que la accidentabilidad de proceso se ha reducido en un 17% en 2015 respecto a los valores del año anterior, mejorando además el objetivo anual establecido.

INDICADORES DE SEGURIDAD DE PROCESOS (1)	2015	2014
PSIR(2) TIER 1 + TIER 2	0,65	0,78

(1) Un accidente de seguridad de procesos es un accidente en el que existe una pérdida de contención primaria para el cual deben darse los siguientes criterios de manera simultánea:
- Existe un proceso o un producto químico involucrados.
- Se produce dentro de una ubicación determinada, es decir, el incidente ocurre en una instalación de producción, distribución, almacenamiento, servicios auxiliares (utilities) o plantas piloto relacionadas con el proceso o producto químico involucrados. Esto incluye parques de tanques, áreas auxiliares de soporte (ej. calderas, plantas de tratamiento de aguas), y redes de distribución de tuberías bajo el control de la instalación. También cumplirán con el criterio de ubicación las operaciones de perforación.
- Da lugar a una liberación de materia no planificada o no controlada, incluyendo materias no tóxicas y no inflamables (por ejemplo; vapor, agua caliente, nitrógeno, CO2 comprimido o aire comprimido), con unos determinados niveles de consecuencias.

En función de los umbrales definidos se clasificará el accidente de seguridad de procesos como Tier 1 o Tier 2.

(2) PSIR: *Process safety incident rate*

Adicionalmente, continuamos trabajando en reducir la **accidentabilidad personal**.

INDICADORES DE SEGURIDAD LABORAL (1)	2015	2014
Índice de Frecuencia (IF) de accidentes con baja integrado (2)	0,92	0,85
Índice de Frecuencia de accidentes con baja del Personal propio	1,12	0,92
Índice de Frecuencia de accidentes con baja del Personal contratista	0,79	0,78
Índice de Frecuencia de accidentes total integrado (IFT) (3)	2,25	2,38
Número de fatalidades personal propio	-	-
Número de fatalidades personal contratista	2	-

(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.

(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.

(3) Índice de frecuencia total: número de accidentes computables sin pérdida de días, con pérdida de días y de muertes acumuladas en el año, por cada millón de horas trabajadas.

En 2015 hay que lamentar dos fatalidades que tuvieron lugar durante un derrumbe de tierras en la construcción de una nueva planta de envasado de GLP en Cuzco (Perú). Tras el accidente se realizó una investigación exhaustiva para analizar las causas que lo provocaron y se establecieron las medidas necesarias para evitar que este tipo de accidente vuelva a ocurrir.

Como se observa en la tabla anterior, el IF se ha incrementado en un 8% en relación con el año anterior. Desde el año 2014 se establecen además objetivos de IFT, indicador que amplía el alcance a otros accidentes incluyendo tanto los accidentes con pérdida de días como los sin pérdida de días. El IFT es un

[1] *The International Association of Oil & Gas Producers*
[2] *American Petroleum Institute*
[3] *Center for Chemical Process Safety*

indicador más apropiado en la actualidad para la evaluación de objetivos de accidentabilidad. En 2015 éste índice se ha reducido un 5% con respecto al año anterior.

Repsol quiere avanzar en la reducción de la accidentabilidad y para ello ha comenzado a trabajar en 2015 en un Plan de seguridad anticipativa llamado *SMArtKeys*. Este plan se articula en tres ejes, Personas, Procesos y Plantas y se ha diseñado para prevenir accidentes industriales. Será de aplicación en los negocios susceptibles de tener este tipo de accidentes, es decir, en E&P, Refino España, Química, GLP y Repsol Perú.

Por otra parte, y dado que el tráfico terrestre sigue siendo una causa importante de accidentes entre nuestros empleados y contratistas, Repsol continúa teniendo como una de las principales líneas de trabajo de la Compañía la mejora de la seguridad en el transporte. Se han implementado con resultados positivos, planes de mejora en los países en los que se ha detectado que la incidencia de este tipo de accidentes es más elevada. Por ejemplo en GLP Perú se ha implantado una central de monitorización de las principales causas de accidentabilidad en el transporte (velocidad, descansos y tránsito nocturno). Esta acción ha sido complementaria a la inspección mediante puntos de control en ruta, observando una drástica reducción de los excesos de velocidad y una mejora de las condiciones de descanso requeridas para el ejercicio de las actividades.

Estamos convencidos de que alcanzar el objetivo de cero accidentes es posible y para ello es necesaria la implicación de todas las personas que participan en nuestras actividades. Sea cual sea su puesto o ubicación geográfica, todos los empleados de Repsol son responsables de su seguridad, así como de contribuir a la del conjunto de las personas que les rodean.

Debemos ser capaces de anticiparnos para garantizar la seguridad de las personas, los procesos y las instalaciones, teniendo en mente nuestra meta: cero accidentes.

Por otro lado, Repsol trabaja en distintas líneas de acción para la prevención y respuesta ante **accidentes ambientales**, entre las que destacan los mecanismos de prevención y detección temprana de derrames y la gestión de riesgos de accidentes mayores en la construcción de pozos. En este sentido, continuamos trabajando con el sistema HEADS (*Hydrocarbon Early Automatic Detection System*), una tecnología pionera propia desarrollada para detectar presencia de hidrocarburos en el mar de forma automática con un tiempo de respuesta inferior a dos minutos.

Cuando tiene lugar un derrame, activamos nuestros mecanismos de respuesta ante emergencias, y posteriormente establecemos nuevas acciones preventivas para evitar que vuelvan a ocurrir.

Estos mecanismos son un elemento crítico en Repsol, fundamental para reducir al máximo los impactos sobre el medio ambiente y las personas. Ejemplo de ello es nuestro intenso trabajo en el desarrollo de capacidades de respuesta ante grandes derrames marinos, dentro de nuestro programa *Global Critical Management Program* (programa global para la prevención, preparación, respuesta y recuperación del impacto de los grandes accidentes en las operaciones de exploración y producción).

DERRAMES	2015	2014
Número de derrames > 1 barril que han alcanzado el medio	21	17
Hidrocarburo derramado que ha alcanzado el medio (toneladas) (1)	23	316

(1) Dato correspondiente a derrames de hidrocarburo mayores de un barril

En 2015 la cantidad de hidrocarburo derramada ha sido de 23 toneladas, inferior a la del año anterior, y es importante destacar que no se ha producido ningún derrame relevante[1]. El aumento en el número de derrames se debe fundamentalmente a la incorporación de Talisman.

[1] Se considera derrame relevante (en función de la cantidad derramada y la sensibilidad del área) aquel que alcanza el medio y que cumple alguna de las siguientes condiciones: es superior a 100 bbl, es superior a 10 bbl y se produce en un área sensible o cualquier derrame de otra sustancia

MEJORA DE LA EFICIENCIA OPERATIVA

Repsol busca continuamente la minimización de los impactos ambientales generados por el desarrollo de su actividad impulsando una estrategia baja en carbono, optimizando la gestión del agua, considerando la biodiversidad como un elemento clave y mejorando la gestión de los residuos.

Reducción de la intensidad energética y de carbono en nuestra cadena de valor

Repsol promueve una estrategia baja en carbono, impulsando aquellas iniciativas que a lo largo de todo el ciclo de vida de nuestros productos reducen la intensidad energética y, por tanto, las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmosfera.

Este compromiso de Repsol se articula mediante su estrategia de carbono y el establecimiento de un objetivo de reducción de CO_2 equivalente a 1,9 millones de toneladas para el periodo 2014-2020. El plan integra la reducción de los consumos energéticos y las emisiones continuando con la búsqueda de oportunidades de negocio sostenibles relacionadas con la generación renovable y la movilidad eléctrica. Durante 2015 Repsol ha demostrado su compromiso con la mejora continua y ha impulsado acciones que han reducido 327[1] kilotoneladas de CO_2 equivalente, lo que supone que desde 2014 y en tan sólo dos años se ha alcanzado una reducción de casi el 40% del objetivo establecido para todo el periodo.

Repsol continúa implementando en sus instalaciones un Sistema de Gestión de Energía de acuerdo a los requisitos de la Norma Internacional ISO 50001. Durante el 2015 se ha certificado el área química del Complejo Industrial de Tarragona, siendo con ello ya ocho las refinerías, plantas químicas y activos de Exploración y Producción certificados en la actualidad, y también ocho plantas de fabricación y almacenamiento de Lubricantes, Asfaltos y Especialidades, área que ha conseguido la certificación en formato multisite. Esto 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.

Como prueba adicional de nuestro compromiso frente al cambio climático, en junio de 2015 Repsol se ha adherido a la iniciativa *Oil and Gas Climate Initiative* (OGCI)[2], en coalición con otras nueve empresas del sector *Oil&Gas*. El propio CEO de la Compañía, Josu Jon Imaz, ha firmado la adhesión y lidera el compromiso en esta materia. El objetivo de esta iniciativa voluntaria es compartir las mejores prácticas y soluciones tecnológicas entre los miembros, para coordinar nuestras acciones e intensificar nuestras inversiones y así acelerar la lucha contra el cambio climático.

Además, como firmante del documento "*Paris Pledge for Action*", Repsol apoya el acuerdo de la sesión n.º 21 de la Conferencia de las Partes de Naciones Unidas (COP21) para no superar un incremento de la temperatura media del planeta de 2°C con respecto a la época preindustrial y trabaja para que la Compañía sea una parte de la solución del problema climático.

También hay que destacar que Repsol ha obtenido en 2015 la máxima puntuación (100 puntos) en transparencia en el reporte de la gestión del carbono según el índice de sostenibilidad *Climate Disclosure Project* (CDP). Esta calificación señala que Repsol ha proporcionado información exhaustiva sobre su estrategia de cambio climático, los procesos y resultados de su gestión de riesgos y las mediciones y la gestión de su huella de carbono.

Por otro lado, Repsol está trabajando en conocer y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de sus productos, para ello la compañía está desarrollando diversas iniciativas para cuantificar y verificar su huella de carbono bajo la especificación técnica ISO 14067. Durante el 2015 se ha llevado a cabo el cálculo y verificación de la huella de carbono del Coque Verde Combustible, incrementando con ello

---

que no es un hidrocarburo, que es superior a 10 bbl con relevancia ambiental debido a su alta salinidad, acidez, toxicidad, falta de biodegradabilidad, etc.

[1] Dato en proceso de verificación bajo la norma ISO 14064. Una vez finalizada la misma estarán disponibles en la web de Repsol.

[2] *http://www.oilandgasclimateinitiative.com/.*

hasta 14 el número de productos verificados. Además, se ha ampliado el alcance de la huella de carbono de los lubricantes incluyendo las etapas de uso y fin de vida, completando de esta forma el ciclo.

Nuestro compromiso con la sostenibilidad también tiene su reflejo en numerosos proyectos de investigación I+D+i pioneros en la industria. Gracias a estos estudios, se ha llevado a cabo un piloto de ecodiseño de poliol policarbonato, un producto que utiliza CO_2 como materia prima, reduciendo así la huella de carbono respecto a la de un poliol convencional.

Además, Repsol ha lanzado al mercado en noviembre 2015 un nuevo gasóleo de calefacción (*BiEnergy e+10*), especialmente diseñado para las calderas de última generación, con un 30% de mejora de Eficiencia Energética, y por tanto de reducción de consumo y de emisiones de CO_2, respecto a un gasóleo normal de calefacción en calderas tradicionales. Este gasóleo implica además una considerable reducción de emisiones de óxidos de azufre (SO_x), óxidos de nitrógeno (NO_x), partículas y monóxido de carbono (CO).

Evolución hacia una visión estratégica del agua

Para Repsol el agua es un recurso estratégico, con un importante valor económico, social y medioambiental. En lo que respecta al sector del *Oil & Gas*, el agua es esencial para la producción de energía, y de igual forma la energía es básica para la extracción, transporte y tratamiento del agua. La búsqueda de un equilibrio en la relación energía-agua es un desafío esencial.

La *Repsol Water Tool*[1] permitió elaborar el mapa de riesgos de agua de la Compañía, a partir del cual en 2014 se definió un Plan de acción de mejora de gestión de agua 2015-2020 específico para cada instalación. Este Plan de acción está enfocado en tres líneas de trabajo, dentro de las cuales se han llevado a cabo las siguientes acciones:

- Mejora de la calidad del inventario: durante 2015 se ha trabajado en la implantación de indicadores de gestión del agua y en la definición de planes de instrumentación.

- Preparación ante futuros requerimientos regulatorios: en 2015 destaca el trabajo realizado en la modificación y/o adecuación de los tratamientos de vertido.

- Reducción de la competencia por el recurso: el trabajo en esta línea ha consistido en la identificación de acciones de reducción de consumos de agua, el incremento de la utilización de agua recirculada y la aplicación de mejoras para un uso eficiente de agua en la operación.

En 2015 se había establecido como objetivo de Compañía el cumplimiento del 85% de las líneas de trabajo. Dicho objetivo se ha superado gracias al esfuerzo de los distintos negocios, alcanzando una implantación cercana al 95%.

Protección y conservación de la biodiversidad y de los servicios ecosistémicos

A través de su posición en biodiversidad, Repsol se compromete a mitigar los potenciales impactos sobre la biodiversidad y los recursos que ésta proporciona (servicios ecosistémicos) durante la planificación y desarrollo de sus proyectos y operaciones. Repsol ha sido la primera compañía *Oil & Gas* en aplicar la metodología *IPIECA Biodiversity and Ecosystem Services (BES) Management Ladder*, utilizada para

[1] Herramienta desarrollada por Repsol que incorpora aspectos de *Global Water Tool* y *Local Water Tool*, las dos principales metodologías desarrolladas y adaptadas a la industria del petróleo y del gas para la identificación y valoración de impactos y amenazas asociadas al agua.
Global Water Tool: herramienta desarrollada por WBCSD (*World Business Council for Sustainable Development*) y adaptada al sector del petróleo y el gas por IPIECA (*The Global Oil and Gas Industry Association for Environmental and Social Issues*). Su objetivo es la localización de instalaciones en mapas de escasez de agua y el cálculo de indicadores clave de gestión de agua a nivel global de compañía. Repsol ha participado en el desarrollo de esta herramienta a través del *Water Task Force* de IPIECA.
Local Water Tool: herramienta desarrollada y adaptada al sector del petróleo y el gas por GEMI (*Global Environmental Management Initiative*). Su utilidad es la identificación y evaluación de riesgos e impactos relativos al agua a nivel local de centro, en aspectos como la disponibilidad, calidad y los ecosistemas asociados a masas de agua afectadas por el centro. Repsol ha colaborado con GEMI para la adaptación de esta herramienta al sector del petróleo y el gas.

analizar la situación actual de los activos existentes de Exploración y Producción e identificar los próximos pasos a realizar. En 2014 se establecieron 153 líneas de trabajo sobre las que Repsol está actuando para conservar y/o mejorar la biodiversidad del entorno donde está situado. Durante 2015 hemos desarrollado nuevas acciones y se ha alcanzado un cumplimiento del 90% del plan anual establecido.

Estas líneas de trabajo responden a una estrategia corporativa alineada con las tendencias más punteras proporcionadas por foros de referencia donde participamos activamente como IPIECA, IOGP, *Cross-Sector Biodiversity Initiative*, el consorcio de *Proteus* con la UNEP-WCMC[1]o el *Smithsonian Institution*, o a nivel nacional el grupo de trabajo de Empresa y Biodiversidad de CONAMA. Además, en 2015 Repsol ha organizado en Madrid una Conferencia de Biodiversidad, en la que ha participado tanto personal interno como externo.

En 2015 hay que destacar las acciones que se han llevado a cabo en el área de Caipipendi (Bolivia) a partir de los resultados obtenidos de la línea base social y ambiental construida durante el año 2014. En primer lugar se ha elaborado un mapa de sensibilidad en el que se clasifican las diferentes zonas en función de su capacidad para resistir transformaciones sin sufrir alteraciones importantes. Se ha desarrollado además un Plan de Acción de Biodiversidad (PAB) que abarca el desarrollo de un plan preliminar de gestión, un programa de monitorización para detectar cambios en el ecosistema y la incorporación de criterios de biodiversidad en los estudios de impacto ambiental desde la fase de diseño.

Por otro lado, a partir de las recomendaciones extraídas del *Ecosystem Services Review* (ESR) llevado a cabo en Perú en 2014, durante 2015 se ha diseñado un PAB en Perú, y se ha decidido extender la metodología ESR a la región *offshore* del norte de Colombia, donde se ha llevado a cabo el análisis en colaboración con una prestigiosa organización especialista en estos temas, Fauna y Flora Internacional. Los resultados de este estudio nos permiten entender qué dependencias e impactos tienen tanto las comunidades como la compañía en los servicios ecosistémicos, aportándonos un mejor conocimiento del entorno en que operamos, lo que nos permite planificar mejor nuestra actividad, evitando y minimizando potenciales impactos.

Mejora en la gestión y minimización de residuos

Trabajamos en mejorar la gestión de residuos a lo largo de todo el ciclo de vida de nuestros procesos. Para ello, se dispone de un mapa de residuos de la Compañía que utiliza los criterios de reporte de las mejores prácticas del sector. El compromiso de Repsol se refleja en el objetivo de reducción de 50 kilotoneladas de residuos, establecido para el periodo 2015-2020.

Gracias a los esfuerzos realizados por las distintas áreas de negocio, se ha superado el objetivo anual establecido, llegando a conseguir una reducción de 9 kilotoneladas en 2015.

Además de este objetivo cuantitativo, se han definido acciones cualitativas de mejora en la gestión de residuos. Repsol ha establecido objetivos de mejora en su negocio de Exploración y Producción a través de la implementación de las *Environmental Performance Practices* (EPP) de Compañía en la gestión de lodos y *cuttings* de perforación. Estas directrices constituyen un conjunto de estándares comunes con independencia del área geográfica en la que se opere y la legislación concreta de cada país. En 2015 se ha implementado el 100% de las EPPs previstas.

[1] *United Nations Environment Programme's World Conservation Monitoring Centre.*

INDICADORES DE EFICIENCIA OPERATIVA	2015	2014
GESTIÓN ENERGÉTICA Y DE CARBONO[1]		
Consumo energético (10^6 GJ) [2] [3]	214	178,4
Emisión directa de CO_2 (millones de toneladas) [3]	17,84	13,19
Emisión directa de CH_4 (millones de toneladas) [3] [4]	0,139	0,024
Emisión directa de N_2O (miles de toneladas) [3] [4]	0,883	0,674
Emisión directa de CO_2 eq (millones de toneladas) [3] [4]	21,04	13,90
Reducción de CO_2 (millones de toneladas) [4] [5]	0,327	0,479
GESTIÓN DEL AGUA		
Agua dulce captada (kilotoneladas)	57.303	54.729
Agua reutilizada (kilotoneladas)	8.964	9.945
Agua vertida (kilotoneladas) [3]	49.859	35.920
Hidrocarburos en agua vertida (toneladas) [3]	384	199
GESTIÓN DE RESIDUOS [6]		
Residuos peligrosos (toneladas)	49.097	66.430
Residuos no peligrosos (toneladas)	94.453	167.200
OTRAS EMISIONES AL AIRE		
SO_2 (toneladas)	28.304	29.800
NO_X (toneladas) [3]	40.268	35.399
COVNM (toneladas) [3]	51.993	45.851

(1) Las magnitudes a 31 de diciembre de 2015 correspondientes a la gestión energética y de carbono están sujetas a un proceso de verificación independiente que termina con posterioridad a la formulación de este informe, los valores definitivos estarán disponibles en la web de Repsol.

(2) Para el cálculo del consumo energético se ha seguido nuestra guía de Aplicación de Parámetros Ambientales (APA) que considera todos los combustibles quemados en la instalación a fin de generar la energía requerida por los procesos (tanto combustible externo, normalmente gas natural, como combustible interno generado en la instalación), así como el balance neto de importaciones y exportaciones de vapor y electricidad.

(3) El incremento observado en 2015 respecto al año anterior se debe a la incorporación de los activos de Talisman.

(4) Los datos correspondientes a 2014 han sido modificados respecto al Informe de Gestión 2014, como consecuencia de la verificación posterior tras su formulación.

(5) Reducción de CO2 conseguida gracias a la implementación de acciones de reducción de gases de efecto invernadero, comparada con la línea base de 2010.

(6) Adicionalmente habría que considerar los residuos asociados a lodos de perforación que ascendieron a 243.609 y a 105.469 toneladas en 2015 y 2014, respectivamente. El incremento producido en el ejercicio se debe fundamentalmente a la incorporación de los lodos de Talisman.

FOMENTO DE UNA CULTURA DE SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE GLOBAL

En Repsol entendemos que desarrollar una cultura de seguridad y medio ambiente compartida por toda la Compañía es vital para alcanzar nuestros objetivos.

Durante 2015, se ha empezado a trabajar en el desarrollo de una metodología de diagnóstico que permita conocer la Cultura SMA en cada una de las instalaciones, de manera que se puedan establecer planes de mejora adaptados a cada contexto. Con el fin de probar el funcionamiento de dicha metodología, se han realizado dos diagnósticos piloto durante la segunda parte del año, uno de ellos en el negocio de GLP España y el otro en la Unidad de Negocio Bolivia. Los resultados obtenidos han sido muy enriquecedores, no sólo para mejorar la metodología de cara a extenderla al resto de las instalaciones sino también para detectar oportunidades de mejora en la manera de gestionar y actuar.

Esta metodología está apoyada en un modelo de Cultura SMA propio que contempla 7 pilares básicos sobre los que se va a trabajar en los próximos años: Liderazgo en SMA, Reconocimiento justo, Confianza en el reporte, Información compartida, Organización que aprende, Sensación de vulnerabilidad y Capacidad de adaptación. Para implantar este modelo se ha diseñado un Plan de diagnóstico de Cultura SMA 2016-2020. Además, durante este año la Compañía ha continuado trabajando en el Plan de Liderazgo iniciado en 2012, para mejorar la cultura a través de sus líderes, así como en los programas formativos de otros colectivos.

6.3. FISCALIDAD

ESTRATEGIA Y POLÍTICA FISCAL DE REPSOL

La estrategia y política fiscal del Grupo se alinea con la misión y valores de la compañía, así como con la estrategia de sus negocios a largo plazo. Ha sido aprobada por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. y se resume en lo siguiente:

> *"El Grupo Repsol se compromete a gestionar sus asuntos fiscales aplicando buenas prácticas tributarias y actuando con transparencia, a pagar sus impuestos de manera responsable y eficiente y a promover relaciones cooperativas con los gobiernos, tratando de evitar riesgos significativos y conflictos innecesarios."*

Los principios de actuación sobre los que se sustenta la política fiscal del Grupo se enuncian a continuación:

Uno. La Compañía es consciente de su responsabilidad en el desarrollo económico sostenible de las sociedades en las que está presente y los tributos que paga representan una parte significativa de su contribución económica a las mismas. Por ello, se compromete al pago responsable de los impuestos en los países donde opera, aplicando los siguientes principios de actuación:

- Cumplimiento de la ley, respetando tanto su letra como su espíritu.

- Aplicación del principio de libre concurrencia ("*arm's length*") en sus operaciones intragrupo.

- Adopción de sus posiciones fiscales sobre la base de motivos económicos y empresariales sólidos o de prácticas comúnmente aceptadas, evitando esquemas o prácticas de planificación fiscal abusiva.

- Suministro de información veraz y completa sobre sus operaciones.

- Priorización de las vías no litigiosas para la resolución de conflictos, cuando sea factible, y uso de las posibilidades que ofrecen los procedimientos legales para potenciar los acuerdos con las administraciones.

Dos. El Grupo concilia el cumplimiento responsable de sus obligaciones tributarias con el compromiso de crear valor para sus accionistas a través de una gestión eficiente de los costes y beneficios fiscales. La gestión fiscal eficiente apoyará el desarrollo de las operaciones y modelos de negocio, respetando tanto la letra como el espíritu de las leyes aplicables, tomando en consideración los intereses globales de la compañía y previniendo riesgos fiscales significativos.

Tres. El Grupo se compromete a potenciar una relación con las administraciones tributarias inspirada en los principios de confianza, buena fe, profesionalidad, colaboración, lealtad y búsqueda del entendimiento mutuo sobre una base de reciprocidad, todo ello con la finalidad de facilitar la aplicación del sistema tributario, incrementar la seguridad jurídica y reducir la litigiosidad.

Cuatro. Repsol aplica políticas fiscales responsables que permiten la prevención de conductas susceptibles de generar riesgos fiscales significativos. La gestión de los riesgos fiscales se enmarca en la política global de gestión de riesgos del Grupo y tiene por finalidad mitigarlos o eliminarlos, y en caso de ser asumidos (por no haber sido posible un común entendimiento con la administración tributaria), asegurar la defensa de los intereses legítimos del Grupo.

Cinco. El Grupo Repsol, como empresa socialmente responsable, se compromete a que la transparencia pública constituya una de las máximas que guíen su actuación en el ejercicio de la función fiscal. En particular, el Grupo se compromete a:

- No hacer uso de estructuras societarias opacas o artificiosas con la finalidad de ocultar o reducir la transparencia de sus actividades.

- No tener presencia en paraísos fiscales, salvo que ésta sea necesaria por motivos de negocio.

- Cumplir con los mejores estándares existentes en el *reporting* externo sobre fiscalidad, para facilitar la comprensión de su contribución fiscal y de las políticas fiscales aplicadas.

Es importante mencionar que el Grupo Repsol se encuentra adherido desde 2010 al Código de Buenas Prácticas Tributarias elaborado en España y comparte y apoya los principios contenidos en el "*BIAC Statement of Tax Principles for International Business*" y en la "*OECD Guidelines for Multinational Enterprises*".

IMPACTO FISCAL EN LOS RESULTADOS DE LA COMPAÑÍA

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, impuestos sobre el empleo y cotizaciones sociales, etc.

En 2015 la carga tributaria total incluida en el Resultado Neto Ajustado de los segmentos (exceptuando Gas Natural Fenosa), es la siguiente:

	2015 Grupo Repsol		2014 Grupo Repsol	
Concepto	**Importe**	**Tipo**	**Importe**	**Tipo**
Impuesto sobre beneficios	561	27,5%[(2)]	886	41,3%[(2)]
Carga tributaria total [(1)]	1.394 [(1)]	48,5%[(3)]	1.703 [(1)]	57,5%[(3)]

(1) Impuesto sobre beneficio + tributos y cotizaciones que minoran el resultado operativo.
(2) Impuesto sobre sociedades / resultado recurrente a CCS, sin Gas Natural Fenosa.
(3) Carga tributaria / resultado recurrente a CCS antes de impuestos sobre beneficios y tributos, sin Gas Natural Fenosa.

CONTRIBUCIÓN FISCAL POR PAÍSES

Tal y como se mencionó anteriormente el Grupo Repsol es consciente de su responsabilidad en el desarrollo económico de las sociedades en que realiza su actividad. El pago de impuestos del Grupo Repsol tiene una considerable importancia económica, implica un elevado esfuerzo de cumplimiento y colaboración con la administración, y conlleva relevantes responsabilidades.

En 2015 Repsol pagó 11.989 millones de euros en impuestos y cargas públicas asimilables, habiendo presentado más de 46.000 declaraciones tributarias.

Para el seguimiento y análisis de la contribución fiscal del Grupo: (a) Se segmentan 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, etc.), 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, etc.). A los primeros se les denomina "Carga Fiscal" y a los segundos "Tributos Recaudados". (b) Se computan sólo los tributos efectivamente pagados en el ejercicio, por lo que no se incluyen, por ejemplo, los impuestos sobre beneficios devengados en el período pero que se pagarán en el futuro.

El desglose por países de los impuestos pagados por el Grupo (entidades controladas y con control conjunto, excepto Gas Natural Fenosa) es el siguiente:

Tributos efectivamente pagados por país [1]

Millones de euros

	Tributos pagados		Carga Fiscal						Tributos recaudados [2]							
			Impuesto Sociedades		Otros		Total		IVA		Impuesto sobre Hidrocarburos		Otros		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
España	8.762	9.145	359	340	350	308	709	648	2.724	3.145	4.997	4.919	332	433	**8.053**	**8.497**
Portugal	1.140	1.129	13	12	11	7	24	19	370	421	727	672	19	17	**1.116**	**1.110**
Italia	206	357	1	1	2	1	3	2	41	60	161	294	1	1	**203**	**355**
Países Bajos	58	36	58	36	-	-	58	36	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Noruega	15	-2	-	-	1	-	1	-	-8	-6	-	-	22	4	**14**	**-2**
Francia	8	8	1	1	1	1	2	2	6	6	-	-	-	-	**6**	**6**
Resto[3]	2	4	2	-	1	1	3	1	-3	-2	-	-	2	5	**-1**	**3**
Europa	**10.191**	**10.677**	**434**	**390**	**366**	**318**	**800**	**708**	**3.130**	**3.624**	**5.885**	**5.885**	**376**	**460**	**9.391**	**9.969**
Perú	564	778	12	49	76	106	88	155	271	420	186	187	19	16	**476**	**623**
T&T	176	319	41	179	136	148	177	327	-8	-15	-	-	7	7	**-1**	**-8**
Brasil	137	108	14	33	101	56	115	89	-	1	-	-	22	18	**22**	**19**
Bolivia	125	106	81	74	4	3	85	77	34	24	-	-	6	5	**40**	**29**
Venezuela	81	150	14	89	38	48	52	137	19	7	-	-	10	6	**29**	**13**
Colombia	56	27	36	18	2	1	38	19	-	-	-	-	18	8	**18**	**8**
Ecuador	43	56	23	30	9	10	32	40	3	11	-	-	8	5	**11**	**16**
Argentina	43	6	41	-	-	-	41	-	-	-	-	-	2	6	**2**	**6**
Resto[3]	3	3	1	1	1	-	2	1	-	1	-	-	1	1	**1**	**2**
Latam y Caribe	**1.228**	**1.553**	**263**	**473**	**367**	**372**	**630**	**845**	**319**	**449**	**186**	**187**	**93**	**72**	**598**	**708**
Indonesia	130	1	124	-	-	-	124	-	1	-	-	-	5	1	**6**	**1**
Malasia	121	-	4	-	100	-	104	-	-5	-	-	-	22	-	**17**	**-**
Rusia	66	79	9	13	46	47	55	60	9	17	-	-	2	2	**11**	**19**
Vietnam	28	-	18	-	7	-	25	-	-1	-	-	-	4	-	**3**	**-**
Singapur	8	-	-	-	-	-	-	-	8	-	-	-	-	-	**8**	**-**
Australia	5	3	1	-	1	-	2	-	-1	-	-	-	4	3	**3**	**3**
Resto[3]	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	**3**	**-**
Asia y Oceanía	**361**	**83**	**156**	**13**	**154**	**47**	**310**	**60**	**11**	**17**	**-**	**-**	**40**	**6**	**51**	**23**
EE.UU.	80	78	-	3	40	55	40	58	-	-	-	-	40	20	**40**	**20**
Canadá	74	4	1	-	37	-	38	-	-32	3	-	-	68	1	**36**	**4**
Norteamérica	**154**	**82**	**1**	**3**	**77**	**55**	**78**	**58**	**-32**	**3**	**-**	**-**	**108**	**21**	**76**	**24**
Argelia	27	30	17	25	4	1	21	26	-	-	-	-	6	4	**6**	**4**
Angola	23	3	-	-	-	-	-	-	4	-	**1**	-	18	3	**23**	**3**
Libia	2	241	-	215	1	24	1	239	-	-	-	-	1	2	**1**	**2**
Resto[3]	3	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	5	**3**	**5**
África	**55**	**279**	**17**	**240**	**5**	**25**	**22**	**265**	**4**	**-**	**1**	**-**	**28**	**14**	**33**	**14**
TOTAL	**11.989**	**12.674**	**871**	**1.119**	**969**	**817**	**1.840**	**1.936**	**3.432**	**4.093**	**6.072**	**6.072**	**645**	**573**	**10.149**	**10.738**

(1) Solo incluye pagos efectivos del ejercicio. No incluye cantidades devengadas a pagar en el futuro ni cobros de períodos anteriores. Incluye pagos efectuados por negocios vendidos durante el ejercicio.

(2) Incluye las cantidades pagadas a través de los operadores logísticos que actúan como sustitutos.

(3) El apartado de resto incluye impuestos pagados por países por importe no superior a 4 millones de euros.

GESTIÓN DE RIESGOS FISCALES

Los asuntos fiscales se gestionan de manera ordenada y experta para garantizar el cumplimiento de las obligaciones fiscales y la gestión de los riesgos de naturaleza tributaria. Se aplican procedimientos, sistemas y controles internos eficaces para permitir el ejercicio adecuado de los procesos clave de la función fiscal.

El Grupo cuenta con una organización adecuada para asegurar el despliegue de sus políticas fiscales. Los principios organizativos aseguran que la función fiscal se desarrolla de manera profesional (equipos

expertos), integrada (criterio único) y global (responsabilidad sobre todos los asuntos fiscales del Grupo en sus distintos ámbitos de gestión).

El Consejo de Administración es informado periódicamente, y al menos una vez al año, de la ejecución de la estrategia y política fiscal durante el ejercicio, así como de los aspectos más relevantes de la gestión de los asuntos y riesgos fiscales. Igualmente, se someten a la aprobación del Consejo de Administración las operaciones de especial riesgo fiscal.

En línea con lo anterior, 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, permitiendo así al Grupo identificar aquellas inversiones u operaciones que presentan un especial riesgo fiscal.

La gestión de los riesgos fiscales se enmarca en la política global de Gestión Integrada de Riesgos del Grupo. Se plasma en la existencia de procesos, sistemas y controles internos de la gestión de riesgos fiscales.

El Grupo mantiene debidamente actualizado un mapa de riesgos en el que se identifican, específicamente, los de carácter fiscal, ya deriven de (i) políticas fiscales aplicadas; (ii) posibles incumplimientos o (iii) controversias sobre la interpretación y aplicación de las leyes o de la inestabilidad del marco jurídico-fiscal y contractual.

Igualmente, el Grupo Repsol gestiona activamente los riesgos fiscales con el fin de mitigarlos o eliminarlos, y en caso de ser asumidos tales riesgos (por no haber sido posible un común entendimiento con la administración tributaria), se lleva a cabo la mejor defensa posible de los intereses legítimos del Grupo.

PARAÍSOS FISCALES

De acuerdo con su política fiscal, Repsol evita utilizar estructuras de carácter opaco o artificioso con la finalidad de ocultar o reducir la transparencia de sus actividades. Repsol se compromete a no tener presencia en paraísos fiscales, salvo que ésta obedezca a legítimos motivos de negocio.

En caso de tener presencia o actividad en un paraíso fiscal, se garantiza: (i) la autorización por el Consejo de Administración de la constitución o adquisición de la sociedad, así como la información periódica sobre su actividad; (ii) el estricto cumplimiento de la normativa relativa al ejercicio de las actividades empresariales desarrolladas; (iii) la aplicación de los criterios y procedimientos generales de administración y control de la gestión del Grupo; y (iv) la plena transparencia y cooperación con las administraciones afectadas para facilitar la información que estimen necesaria en relación con las actividades desarrolladas.

La compañía realiza una gestión activa que busca reducir su ya limitada presencia en territorios calificados como paraísos fiscales o que se consideran no cooperantes con las autoridades fiscales. A estos efectos, se toman como referencia los listados de paraísos fiscales elaborados por la OCDE y por España. En los últimos diez años, Repsol ha reducido significativamente su presencia en estos territorios, pasando de contar con más de 40 sociedades a tener una presencia mínima, tal y como se describe a continuación.

Repsol no tiene presencia en territorios incluidos en la lista de paraísos fiscales no cooperantes elaborada por la OCDE en 2012 bajo el enfoque de “falta de transparencia informativa”. La compañía está siguiendo con especial interés el proceso que está llevando a cabo la OCDE, dentro del denominado “Foro de Transparencia” para la revisión del cumplimiento práctico de los estándares de transparencia y de intercambio de información tributaria por parte de los países miembros, al igual que los trabajos desarrollados en la Unión Europea para definir una lista de jurisdicciones no cooperantes.

Centrándonos en la lista española de paraísos fiscales, diferenciamos entre:

- **Sociedades provenientes del antiguo Grupo Repsol (pre-integración de Talisman):**

  Repsol no tiene sociedades activas controladas en dichos territorios. No obstante, hay tres sociedades controladas que están inactivas y/o en proceso de liquidación[1] y tres sociedades activas, no controladas por tener participación minoritaria, localizadas en paraísos fiscales:

  (i) Oil Insurance, Ltd. (5,86%; Islas Bermudas) y Oil Casualty Insurance, Ltd. (1,80%; Islas Bermudas) : compañías mutuas de seguros del sector *Oil & Gas*, que cubren riesgos del Grupo desde Bermuda, jurisdicción típica para la realización de la actividad reaseguradora de activos del negocio del *Upstream*;

  (ii) OCP, Ltd. (29,66%, Islas Caimán): compañía que incorpora un convenio de asociación internacional (*joint venture*) para canalizar la participación en una sociedad operativa ecuatoriana que gestiona infraestructuras para la actividad petrolera (oleoducto de crudos pesados).

- **Sociedades provenientes del antiguo Grupo Talisman:**

  Se posee participación minoritaria en la sociedad Transasia Pipeline Company (15%, Islas Mauricio), *joint venture* para canalizar la participación en una sociedad operativa de Indonesia que gestiona infraestructuras para la actividad petrolera (PT Perusahaan Transportasi Gas Indonesia).

  Adicionalmente, existen cuatro sociedades originalmente constituidas en paraísos fiscales cuya residencia fiscal ha sido efectivamente trasladada a países de la Unión Europea[2] o a otros países participantes en las iniciativas del G-20[3], que no tienen la consideración de paraísos fiscales.

La presencia del grupo en estos territorios no obedece a un propósito de limitar la transparencia de sus actividades o de aplicar prácticas indeseables –mucho menos ilegales-, sino que responde a finalidades apropiadas y se acomoda a estándares habituales en el sector.

[1] Greenstone Assurance Ltd., (Bermudas; en situación de "*run off*"), Repsol Exploration Services, Ltd., (Islas Caimán) y un establecimiento permanente en Liberia, inicialmente dedicado a actividades de exploración y producción de hidrocarburos, actualmente en proceso de de-registro.

[2] Dichas sociedades serían Foreland Oil Limited y Fortuna Resources (Sunda) Limited, residentes fiscales en el Reino Unido y Talisman Wiriagar Overseas Limited, residente fiscal en los Países Bajos.

[3] Santiago Oil Company, residente fiscal en Colombia.

6.4. INVESTIGACIÓN, DESARROLLO E INNOVACIÓN (I+D+i)

En el año 2015 se sigue poniendo de manifiesto en los foros internacionales la importancia de la inversión en investigación y desarrollo en el sector de la energía como factor clave para atender la demanda energética global de manera sostenible. El desarrollo de tecnología y su aplicación en la búsqueda de energía, en su transformación de manera eficiente y en los diferentes usos de la energía, como en el transporte por ejemplo, así como la I+D para transformar CO_2 en materiales o la investigación de nuevas tecnologías energéticas son los pilares en los que Repsol centra sus esfuerzos de I+D para, trabajando en red, mediante alianzas científicas, responder a los desafíos a los que se enfrenta el sector energético.

La inversión ha ascendido a 95 millones de euros.

INDICADORES OPERATIVOS	2015	2014
Inversión I+D (millones de euros) [(1)(2)]	95	90
Nº contratos de colaboración científica externa	119	105
Proyectos impulsados por la Administración Española	13	13
Proyectos impulsados por la U.E.	11	8
Proyectos internacionales	0	1

(1) Indicador calculado de acuerdo al nuevo modelo de reporting del Grupo que se describe en la Nota 5 "*Información por segmentos*" de las cuentas anuales correspondientes al 31de diciembre de 2015.

(2) Importes calculados utilizando las guías establecidas en el manual de Frascati de la OCDE y la EU Industrial R&D Investment Scoreboard presentado anualmente por la Comisión Europea.

Para ser más eficientes y sostenibles en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, Repsol cuenta desde este ejercicio con un nuevo conjunto de herramientas tecnológicas propietarias que suponen un avance sobre las tecnologías existentes.

Excalibur, un sistema de optimización de los planes de desarrollo de yacimientos basado en algoritmos propios, que ya se ha aplicado de manera exitosa en varios activos. *Pegasus* es el siguiente paso, ya que incorpora la utilización de los sistemas cognitivos en nuestro día a día, siendo este proyecto, que desarrollamos en colaboración con IBM, único en el mundo. Además, los proyectos finalizados de digitalización de petrofísica nos permiten mejorar la definición de los prospectos y optimizar la ubicación de los pozos; las nuevas capacidades en geomecánica incorporan a la toma de decisiones mayor precisión; las técnicas de anticipación para conocer los fluidos y su caracterización mejoran la eficiencia en la recuperación y el transporte de los mismos; las soluciones de EOR (*enhanced oil recovery)* nos permitirán recuperar más cantidad de petróleo de nuestros yacimientos de crudos extrapesados.

La digitalización y la simulación también se están aplicando en los procesos de transformación de energía, como en el refino de hidrocarburos, donde estamos diseñando e incorporando desarrollos matemáticos en la producción y diseño de nuevos modelos de operación en las plantas de conversión, que permitirán ser más eficientes. Los productos comerciales obtenidos a través de proceso de refino también han evolucionado tecnológicamente, como por ejemplo con el desarrollo de productos y procesos eco-eficientes como los asfaltos que contribuyen a la diferenciación y a su expansión internacional o los lubricantes *fuel efficiency*.

En el ámbito de la energía para el transporte se está desarrollando el proyecto Spain 17, en el que se prueban conceptos que integran en un prototipo todas las tecnologías de eficiencia para el transporte. Además, Repsol sigue abanderando la investigación en electrificación de transporte, recarga y baterías, en sus laboratorios así como mediante la participación en consorcios.

En el año 2015 también se ha finalizado la prueba de concepto en planta piloto del desarrollo tecnológico Neospol, que permite utilizar CO_2 como materia prima para la fabricación de polímeros mejorando sus prestaciones, abriendo una puerta a la creación de una industria de materiales más sostenible. También se ha avanzado en la mejora de procesos y reducción de costes en la gestión de unidades de tecnología química.

En el ámbito de nuevas tecnologías, cabe destacar los avances en los proyectos de investigación en renovables y usos de CO_2, donde se ha apostado por la tecnología con mayor interés y potencial, la Fotosíntesis Artificial, que permite la transformación de la energía solar en energía química utilizando el CO_2 como materia prima. Además, en el ámbito de la biotecnología se han diseñado y se encuentran en fase de desarrollo microorganismos que a partir de una nueva ruta metabólica sintética, permiten obtener biocombustibles avanzados novedosos

Como consecuencia de esta apuesta por la investigación y desarrollo, se han generado 26 solicitudes de patentes y más de 40 publicaciones científicas de prestigio

El trabajo en red y las alianzas tecnológicas nos han permitido multiplicar de manera exponencial nuestra capacidad de investigación y desarrollo, contando con más de 113 acuerdos con universidades, centros de tecnología y empresas tecnológicas de prestigio a nivel internacional.

Además, en el mes de diciembre se lanzó la tercera edición del programa de innovación abierta INSPIRE, en el que participará toda la comunidad científica de más de 30 universidades y centros tecnológicos españoles para proponer soluciones disruptivas a los grandes retos tecnológicos en el sector energético, con el objetivo de ser desarrolladas en función de su alcance y posibilidad de éxito.

Toda esta actividad se ha liderado desde el Centro de Tecnología Repsol, el corazón científico de la compañía, que se encuentra en un campus de más de 192.000 m^2 y cuenta con 56.000 m^2 construidos de instalaciones y laboratorios que permiten a Repsol ser reconocida por su tecnología a nivel internacional.

Innovación

Creemos que la innovación tiene que ser el resultado de una evolución cultural que suponga un cambio en los hábitos de trabajo. Por ello durante 2015 nuestras Unidades de innovación y mejora – presentes en todas las áreas de negocio y a nivel corporativo - han intensificado el esfuerzo en los ejes identificados en la reflexión estratégica de 2014:

- Innovación estratégica, como aspiración de plantearnos hacer cosas de forma diferente, atreviéndonos a ir más allá y asumiendo riesgos para lograr desarrollar nuevas maneras de generar valor para nuestra organización. Se ha proporcionado apoyo a 63 equipos de trabajo con un alto nivel de transversalidad que han trabajado utilizando metodologías de emprendimiento interno para desarrollar oportunidades en áreas diversas, por ejemplo diferenciación del negocio químico, eficiencia energética en nuestras instalaciones industriales, plataforma digital para servicio al cliente en marketing o nuevas áreas de negocio transversales como el aprovechamiento de residuos productos y posibles aplicaciones basadas en Internet de las Cosas (IoT).

- Mejora continua, como un elemento fundamental de nuestro sistema de gestión que permite alinear las operaciones del día a día con la estrategia de la Compañía a través de un cambio cultural orientado a maximizar la aportación de valor de forma sostenida. Se han puesto en marcha cinco programas de Transformación Lean, dirigidos a la consecución de resultados de forma continuada y sostenible en el tiempo, en las áreas de Química, Gestión de la información técnica de *Upstream*, Económico y Fiscal, Sistemas de información y Personas y Organización. Están consiguiendo resultados relevantes, por ejemplo acortamiento en los plazos de registros contables, reducciones en los tiempos de carga de datos de geociencias o reducción de los ciclos de producción en las plantas químicas con la consiguiente reducción de los inventarios de seguridad.

- El conocimiento, como ventaja competitiva de la Compañía, potenciando nuevas formas de trabajo que fomenten la mejora continua, el aprendizaje y la innovación a través del trabajo en comunidad. La base del despliegue de la estrategia de Gestión del conocimiento son las Comunidades de Práctica (CoP) de tercera generación, para las que se está definiendo un modelo de funcionamiento, basado en las mejores prácticas aportadas por cada uno de los negocios.

Estas líneas estratégicas se acompañan con otras iniciativas de carácter transversal que apoyan su despliegue:

- Programa de Facilitadores. El 100% de los equipos que lo han necesitado han contado con el apoyo de un facilitador interno. Ya se ha completado el entrenamiento de dos promociones de facilitadores de innovación y otras dos de mejora, con un total de 56 facilitadores disponibles.

- En abril de 2015, Repsol lanzó la segunda edición del Premio a la Innovación, con un objetivo doble: inspirar y perder el miedo a equivocarse. En esta edición, se han presentado 193 iniciativas (170 en la categoría de éxitos y 23 en la de aprendizajes). Participó en el proceso de votación aproximadamente un 20% de la plantilla.

- Se ha empezado a tomar medidas de la madurez de la organización en los comportamientos deseados. En 2015 habrán participado en equipos de innovación, transformación lean y gestión del conocimiento más de 1.000 personas, tanto de Campus como de complejos industriales y de países.

6.5. NEGOCIOS EMERGENTES

Repsol impulsa y gestiona nuevas iniciativas en áreas emergentes que puedan generar oportunidades de negocio y que permitan desarrollar la estrategia de la compañía, más allá de sus negocios tradicionales. Para ello dispone de tres herramientas:

1. Corporate Venture Capital: su objetivo es captar y capitalizar la innovación externa mediante inversiones en *start-ups* con gran potencial de desarrollo, en áreas tradicionales o emergentes de la Compañía. Estas participaciones se realizan a través de Repsol Energy Ventures, S.A., filial al 100% del Grupo Repsol.

2. Generación de Negocios Emergentes: su objetivo es la generación de negocios sostenibles a largo plazo que, a futuro, permitan su integración con otras áreas/negocios de Repsol, contribuyendo con la visión y estrategia global de la compañía. Los principales campos de aplicación analizados hasta la fecha son:

   - Aprovechamiento del agua de producción generada en activos de *Upstream* para usos alternativos
   - Aprovechamiento del *know-how* interno en eficiencia energética para asesorar a otras empresas.
   - Aprovechamiento de residuos externos en materias primas o productos de interés con un enfoque de economía circular
   - Comercialización de pellets de madera utilizando la red de distribución de Repsol (piloto en marcha)

3. Valorización de Tecnología: su objetivo es comercializar la propiedad intelectual generada en la Compañía, desarrollada internamente o adquirida, que sea susceptible de ser valorizada externamente sin que dicha externalización implique pérdida de *know how* y/o de ventaja competitiva para Repsol.

   Entre los proyectos gestionados por este área, se encuentra HEADS, cuya instalación está lanzada en todas las refinerías Repsol con terminal marítimo y en la plataforma Casablanca.

En 2015, el comportamiento de las sociedades participadas que componen el portafolio gestionado por Negocios Emergentes ha sido muy positivo, en concreto:

- Principle Power Inc., en cuyo capital tenemos una participación del 25,37%, es la primera empresa en el mundo que ha sido capaz de diseñar, instalar y operar una estructura flotante semi-sumergible para la generación eólica *offshore*. El primer prototipo a escala real, WindFloat, está equipado con una turbina Vestas de 2MW, ha producido más de 15 GWh desde su puesta en marcha a finales de 2011.

- Graphenea, en cuyo capital participamos con un 5,2% desde 2013, dentro del marco del programa INNVIERTE[1], es uno de los principales productores de grafeno de Europa. Es socio del Graphene Flagship, el mayor programa de investigación puesto en marcha por la Unión Europea. En el 2015 Graphenea ha superado un millón de euros de facturación y ha obtenido EBITDA positivo.

- IBIL, sociedad, participada al 50%, por medio de la que Repsol sigue desarrollando la actividad relacionada con el suministro de energía para la movilidad eléctrica, cuenta con 726 puntos de recarga operativos, tanto en el ámbito público como en el privado y continúa consolidando la red de infraestructura de carga rápida en estaciones de servicio del Grupo Repsol. Gracias al programa de movilidad eléctrica de IBIL, Repsol consiguió acreditar por tercer año consecutivo la reducción de emisiones de CO_2 y ha sido seleccionado por cuarto año consecutivo por el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, dentro de la convocatoria de los Proyectos CLIMA 2014. El proyecto CLIMA de Coche Eléctrico de Repsol ya ha conseguido reducir 285 toneladas de emisiones de CO_2.

- Scutum Logistic, S.L., sociedad en la que adquirimos un porcentaje del 16,7% de su capital en 2014, en el marco del programa INNVIERTE, se dedica al diseño, producción y venta de plataformas eléctricas y sistemas de extracción de baterías para motos eléctricas. Tanto el sistema de "battery pack extraíble", patentado a nivel europeo, como el diseño industrial de la plataforma eléctrica, adaptable a las necesidades del cliente, son sus principales ventajas competitivas.

  En el 2015 la cifra de negocio de Scutum alcanzó 117 unidades de motos eléctricas y ha firmado importantes contratos con grandes clientes corporativos. Adicionalmente, Scutum ha sido seleccionada como empresa proveedora de la moto eléctrica que nuestro equipo de motoGP está usando en los paddock de los circuitos de los grandes premios.

  El proyecto de Scutum ha recibido dos premios en el 2015: Emprendedor XXI (concedido por La Caixa y el Ministerio de Industria, Energía y Turismo) y el premio Eneragen 2015 a las Tecnologías de Mejora Energética en el Sector Transporte (otorgado por la asociación Eneragen).

6.6. SOCIEDAD

RESPONSABILIDAD CORPORATIVA

Repsol, en el desarrollo de sus actividades, dirige su responsabilidad corporativa a la optimización de los impactos positivos y a minimizar los impactos negativos en la sociedad y en el medio ambiente, a lo largo de la cadena de valor, mediante un comportamiento ético y transparente.

Durante este ejercicio, Repsol ha aprobado su política de sostenibilidad, en la que asume el compromiso de impulsar las mejores prácticas en materia de sostenibilidad y revisar periódicamente su desempeño. Asimismo, se compromete a conocer y analizar las expectativas de los distintos grupos de interés de la compañía.

Además, el Consejo de Administración ha constituido una Comisión de Sostenibilidad, encargada de analizar e informar al Consejo de Administración de las expectativas de los distintos grupos de interés de la compañía, de proponer la aprobación de la estrategia y de orientar y supervisar los objetivos, los planes de actuación y las prácticas de la compañía en sostenibilidad.

[1] El programa INNVIERTE forma parte de la Estrategia Española de Ciencia y Tecnología y de Innovación 2013-2020, aprobada por Acuerdo del Consejo de Ministros, el 1 de febrero de 2013.

La Compañía cuenta con 15 comités de sostenibilidad: un comité de sostenibilidad mundial, nueve de país[1] y cinco de centro operativo[2]. Los miembros de cada comité se reúnen, al menos, dos veces al año para analizar de forma conjunta las expectativas de las partes interesadas en cada país e integrarlas en la toma de decisiones proponiendo, como resultado de este ejercicio de reflexión, los correspondientes planes de sostenibilidad, compuestos por acciones que se desarrollarán para mejorar el desempeño ético, social y ambiental de la compañía. Cada comité de sostenibilidad ha publicado su correspondiente plan en la página web de Repsol.

La extensión del modelo de responsabilidad corporativa, en los distintos países y centros operativos, ha permitido crear una red de personas formadas en sostenibilidad, que conocen y comprenden las expectativas de la sociedad y su integración en los negocios.

En 2015 se han desarrollado las casi 700 acciones contenidas en los planes de sostenibilidad, 73% de ellas vinculadas a la retribución variable de sus responsables.

Este modelo integra las expectativas de nuestras partes interesadas en materia de responsabilidad corporativa en los procesos de toma de decisiones de la compañía.

Para más información véase *"Informe Anual de Sostenibilidad 2015"* en la web de Repsol.

ACCIONISTAS E INVERSORES

Repsol dispone de un área de Relación con Inversores cuya misión es atender a los accionistas actuales o potenciales de Repsol, 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. Desde este área se atiende tanto a los inversores institucionales como a los accionistas minoritarios, además de a los inversores en renta fija y a los analistas que siguen a la compañía.

Los principales indicadores de su actividad han sido:

INFORMACIÓN ACCIONISTAS E INVERSORES	2015	2014
Llamadas atendidas por la Oficina de Información al Accionista (OIA) (1)	27.000	41.000
Accesos web Repsol (2)	380.215	459.000
Roadshows con inversores institucionales (3)	49	31
Roadshows con inversores socialmente responsables (3)	8	8
Roadshows accionistas minoritarios (3)	14	21
Miembros de la comunidad "Repsol en Acción"	46.400	39.000
Eventos para accionistas minoritarios	79	90

(1) La OIA atiende a accionistas minoritarios, tanto actuales como potenciales. Incluye las llamadas atendidas por el Call Center.
(2) Total de visitas realizadas al apartado de Accionistas e Inversores (versión en castellano e inglés)
(3) Los *roadshows* son desplazamientos a diferentes ciudades para visitar a inversores institucionales o a accionistas minoritarios. Incluye *roadshows* con inversores socialmente responsables.

Las principales líneas de actuación durante el año 2015 han sido:

- Seguimiento de los principales inversores institucionales de Repsol. Destacan los roadshows donde la alta dirección explicó a los inversores y analistas el cierre de la transacción de compra de Talisman Energy y las principales líneas del nuevo Plan Estratégico de Repsol 2016-2020.

[1] Existen comités de sostenibilidad en Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, España y Portugal, Estados Unidos, Perú, Trinidad y Tobago y Venezuela.
[2] Existen comités de sostenibilidad en los centros operativos de: A Coruña, Cartagena, Petronor, Puertollano y Tarragona.

- Fortalecimiento de su modelo de atención al colectivo de inversores institucionales socialmente responsables, que ha visto incrementado su peso relativo en el accionariado de Repsol pasando de 9,7% en 2014 a 11% en 2015.

- La atención al accionista minoritario. Repsol ha avanzado en su programa de fidelización; "Repsol en Acción", a través del cual se articulan los beneficios que la compañía ofrece a los accionistas y que contaba con alrededor de 46.400 miembros a cierre de año 2015. La accesibilidad al programa se articula a través de diferentes canales como: página web, revista de Accionistas, canal de Repsol en Youtube, newsletters periódicos, la Guía del Accionista o envío de SMS informativos con motivo de los resultados trimestrales.

- Renovación del Comité Consultivo de Accionistas, que potencia el diálogo entre Repsol y sus accionistas minoritarios. Los miembros electos del comité participaron en distintas reuniones en los meses de abril, junio y diciembre, ampliando el conocimiento de la compañía sobre sus expectativas y valoración de las acciones y canales de comunicación existentes, así como del contenido y calidad de dichas comunicaciones.

- Aprobación de la política de comunicación donde se define y establecen los principios y criterios que rigen las actuaciones de comunicación y contactos con los accionistas, con los inversores institucionales y con los asesores de voto. La publicación cumple las recomendaciones establecidas por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) en su nuevo Código de Buen Gobierno de las Sociedades Cotizadas.

Los inversores, mediante encuestas con entidades especializadas como *"Extel"*, han premiado la labor del área de Relación con Inversores de Repsol con los siguientes galardones dentro del sector Oil & Gas: mejor CEO, mejor CFO, mejor Director de Relación con Inversores y mejor equipo de Relación con Inversores. Así mismo, la publicación "*Institutional Investor*" otorgó a Repsol en el ranking "*All Europe Executive Team"* el galardón al mejor Director de Relación con Inversores y la segunda posición al equipo de Relación con Inversores.

COMUNICACIÓN

El objetivo de la política de Comunicación de Repsol es dar respuesta a las crecientes demandas de sus grupos de interés, ofreciendo información relevante y veraz. De esta forma, la compañía reafirma su compromiso con la transparencia y la responsabilidad, dos de sus señas de identidad corporativa.

En sus acciones de comunicación, Repsol intenta trasladar sus valores de forma proactiva, así como compartir todo lo relacionado con sus actividades de negocio con accionistas e inversores, clientes, proveedores, comunidades y empleados.

Para materializar este compromiso con la transparencia, Repsol hace uso de todos los canales y las tecnologías disponibles: web corporativa, boletines digitales, redes sociales, campañas publicitarias, encuentros con medios o notas de prensa, entre otros.

PRINCIPALES INDICADORES DE ACTIVIDAD EN INTERNET	2015	2014
Comunicados Publicados	471	515
Visitas a la web (promedio mensual)	2.724.000	2.900.000
Usuarios únicos en la web corporativa (promedio mensual)	1.967.000	1.793.000
Seguidores de LinkedIn	165.775	112.000
Seguidores de Facebook	157.250	146.000
Seguidores de Twitter	99.990	80.000
Usuarios de Instagram	91.310	33.110
Usuarios de Youtube	8.320	5.722
Usuarios de Flickr	1.227	-

PUBLICIDAD, PATROCINIO Y RELACIONES PÚBLICAS

A lo largo de 2015 se han realizado campañas publicitarias que han servido para dar visibilidad a proyectos estratégicos de la compañía y han trasladado, además, el compromiso de Repsol en temas de gran relevancia para la sociedad. En el plano comercial, se han realizado numerosas acciones publicitarias y promocionales que han servido para destacar la calidad de nuestros productos y servicios y el compromiso de Repsol con sus clientes.

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 a nivel internacional y a reforzar la imagen de empresa líder, innovadora y comprometida con la sociedad.

Durante la temporada 2015, Toni Bou consiguió su decimoctavo título de Trial, convirtiéndose en el piloto con más títulos mundiales en deportes del motor. Este programa de patrocinio, junto al patrocinio del Equipo Repsol Honda de MotoGP, 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 para la alta competición del motor permite a Repsol mantenerse como líder en investigación y, de esta manera, mejorar los productos comerciales y ser capaz de responder a las elevadas expectativas de sus clientes.

En 2015 se ha continuado con el apoyo al programa FIM CEV[1] Repsol y con el programa de becas de la Escuela Monlau Repsol, generando oportunidades y una adecuada formación para jóvenes deportistas y futuros 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 a la celebración de su Junta General de Accionistas. Y además, este año, las emisiones relacionadas con la organización del FIM CEV Repsol.

[1] Campeonato internacional junior de motociclismo en el que se forman jóvenes pilotos y del que Repsol es el principal patrocinador

7. EVOLUCIÓN PREVISIBLE

7.1 EVOLUCIÓN PREVISIBLE DEL ENTORNO

PERSPECTIVAS MACROECONÓMICAS

Las perspectivas de crecimiento económico mundial, si bien son positivas, son algo más bajas de las estimadas en julio del 2015. El FMI revisó a la baja su previsión de crecimiento mundial para 2015 en 0,2 puntos porcentuales (p.p.), situándolas en el 3,1% debido al deterioro de las perspectivas tanto de las economías emergentes como de las desarrolladas. Además, los riesgos a la baja sobre dichas perspectivas se han agudizado como consecuencia de la caída de los precios de las materias primas, la menor afluencia de capitales en los mercados emergentes y las presiones que soportan sus monedas, y la creciente volatilidad de los mercados financieros, han agudizado los riesgos a la baja para las perspectivas globales.

Las previsiones para 2016 muestran un repunte del crecimiento mundial, situándose en el 3,6%. En 2015 se pudo observar como la aportación al crecimiento mundial de economías emergentes y avanzadas estaba relativamente equilibrado. No obstante, en 2016 vamos a volver a un escenario más tradicional, dónde la aportación de las economías emergentes al crecimiento global volverá a ser sensiblemente mayor, con un crecimiento previsto del 4,5%, 0,5 p.p. más que lo estimado para 2015. Así, las economías avanzadas mantendrán el ritmo de recuperación modesto, proyectándose un crecimiento del 2,2% en 2016, dos décimas más que lo previsto en 2015, EE.UU. continuará siendo la economía que más aportará al crecimiento de las economías avanzadas.

El crecimiento estimado de las economías emergentes para 2015 se situaría en el 4%, cifra que de confirmarse supondría la tasa más baja registrada tras la crisis del 2009. Los factores que explicarían la debilidad de este crecimiento en 2015 son: (i) el menor crecimiento de los países exportadores de materia primas, (ii) la desaceleración de China, (iii) los ajustes que han seguido al boom crediticio y de inversión, (iv) condiciones financieras externas más desfavorables y (v) las tensiones geopolíticas y conflictos internos.

En cuanto a la economía española, en la actualidad está creciendo a más del doble que el conjunto de la zona euro. Atendiendo a los últimos datos de PIB, correspondientes al cuarto trimestre de 2015, mientras que el conjunto de los 19 países que componen la eurozona crecieron en 2015 un 1,5%, España un 3,2%. La Comisión Europea prevé un crecimiento económico en España para 2016 en torno a un 2,8%.

Los factores que explican este crecimiento diferencial con respecto a la zona euro son: (i) la creación sostenida de empleo, (ii) la solidez de la confianza en la economía española, (iii) la política monetaria expansiva del BCE, (iv) la reducción de la prima de riesgo, (v) la depreciación del euro y (vi) los bajos precios del petróleo.

Previsiones macroeconómicas magnitudes básicas

	PIB (%)		Inflación media (%)	
	2015	2016	2015	2016
Economía mundial	3,1	3,4	3,3[1]	3,4[1]
Países avanzados	1,9	2,1	0,3	1,1
España	3,2	2,7	-0,3[1]	0,9[1]
Países emergentes	4,0	4,3	5,6	5,6

Fuente: FMI (*World Economic Outlook* Enero 2016) y Dirección de Estudios de Repsol

[1] Datos extraídos del FMI (*World Economic Outlook* Octubre 2015)

PERSPECTIVAS DEL SECTOR ENERGÉTICO

Perspectivas del sector energético a corto plazo

A corto plazo, de acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (AIE), el balance oferta-demanda de petróleo estaría determinado por una reducción de la producción no-OPEP para 2016 de cerca de 600 mil barriles diarios, de los cuales casi el 65% saldría de la producción de EE.UU.

Por su parte, el aumento de la demanda seguiría impulsado por los países no-OCDE, situándose el crecimiento esperado para 2016 en los 1,2 millones de barriles diarios; mientras que en los países OCDE el crecimiento será casi nulo. Este escenario implica un aumento de 1,6 millones de barriles diarios en las necesidades de crudo OPEP y variaciones de inventarios para 2016 hasta los 31,8 millones de barriles diarios.

Perspectivas a corto plazo del balance oferta demanda mundial

Fuente: AIE y Dirección de Estudios Repsol.

Respecto a la evolución de los precios del crudo en el corto plazo, el consenso de mercado apunta a un nivel de precios de 48,2 dólares por barril para la media de 2016. La mayor fuente de incertidumbre es el tiempo que tarden los mecanismos de ajuste de la demanda y de la oferta en reflejar sus efectos en el precio. Según episodios pasados, en un contexto de precios bajos se generan por el lado de la demanda claros incentivos al consumo, mientras que por el lado de la oferta se producen notables caídas de inversión que son el paso previo a una ralentización y posterior caída de producción.

Respecto a la evolución de los precios del gas en el corto plazo y a pesar de los débiles fundamentos del ejercicio 2015, a partir de 2016 se espera un ajuste del balance oferta-demanda debido a los siguientes factores: (i) Reducción del crecimiento de la producción debido al recorte de la inversión de las compañías de *Upstream (*el bajo entorno de precios repercutirá en una menor producción); (ii) Nueva demanda estructural no ligada a la temperatura (exportaciones y proyectos industriales). Actualmente se encuentran en construcción cinco proyectos de licuefacción para exportar GNL desde Estados Unidos (Sabine Pass, Freeport, Cove Point, Cameron y Corpus Christi; 9,2 bcf/d en total). Además, hasta el año 2020 hay planteados más de 400 proyectos industriales intensivos en el consumo de gas –fertilizantes, metanol y petroquímica-; (iii) Creciente sustitución de generación eléctrica con carbón por generación con gas (mayor peso de las políticas medioambientales y de cambio climático).

Los elementos que podrían retrasar el ajuste previsto del balance están relacionados con: (i) La productividad en los *plays* no convencionales (Marcellus/Utica fundamentalmente). Una mayor productividad implicaría un crecimiento sostenido de la producción y un exceso de capacidad de transporte por tubería desde estos *plays*; (ii) El retraso en la entrada en vigor de la regulación ambiental y la penetración más rápida de las renovables (menores costes, avances tecnológicos en las baterías de

almacenamiento de electricidad); (iii) Menores exportaciones de GNL debido a los menores precios del crudo (que rigen el precio del GNL a escala internacional, sobre todo en Asia); y (iv) la cancelación de proyectos industriales.

Perspectivas del sector energético a largo plazo

A escala mundial, los hidrocarburos aportan más de la mitad de la energía primaria consumida. En particular, el 31% del consumo energético primario global proviene del petróleo, siendo así la fuente energética más utilizada.

Durante los próximos años no se esperan grandes cambios. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su escenario base del *World Energy Outlook* de 2015, el petróleo registrará una contracción de 5 puntos porcentuales en la matriz energética de 2040 respecto a 2013. Por su parte, el gas natural alcanzará una participación del 24% sobre una demanda energética total estimada en 17.934 millones de toneladas equivalentes de petróleo.

Perspectivas a largo plazo de la matriz de energía primaria mundial

Fuente: AIE y Dirección Estudios de Repsol

7.2 EVOLUCIÓN PREVISIBLE DE LOS NEGOCIOS

En octubre de 2015 Repsol ha presentado su Plan Estratégico para el periodo 2016-2020 (ver apartados 1 y 2.3 en el epígrafe *"Plan Estratégico 2016-2020"*), con el que la Compañía emprende una etapa de puesta en valor del crecimiento alcanzado tras lograr los objetivos fijados en el Plan Estratégico anterior.

Para conseguir los retos de creación de valor y el aumento de la resiliencia, marcados en el PE 2016-2020, en 2016 la compañía se focalizará, entre otros aspectos, en el diseño y despliegue de un Programa de Transformación y en la captura de importantes eficiencias y sinergias en todas las áreas de negocio y países.

El Programa de Eficiencia, anunciado con el Plan Estratégico y de aplicación en toda la Compañía, incorporará unos ahorros de capex y de opex que, junto con las sinergias de la integración con Talisman, se espera aporten 1.100 millones de euros en 2016, batiendo las expectativas iniciales del PE 2016-2020 para dicho ejercicio. Respecto a las sinergias de la integración con Talisman, se han capturado más de 200 millones de dólares gracias a la implantación de nuevas acciones y a una gestión adecuada de los costes asociados a las mismas. Esto ha permitido duplicar las expectativas inicialmente previstas para 2016.

En 2016 el área de Exploración y Producción se focaliza en tres regiones estratégicas: Norteamérica, Latinoamérica y Sudeste Asiático, con un alto potencial de desarrollo orgánico. Su producción se estima que en 2016 estará en un nivel de 700.000 barriles equivalentes de petróleo/día, garantizada por los actuales volúmenes de reservas.

Las inversiones previstas para 2016 de esta área ascienden aproximadamente a 3.000 millones de euros, cifra un 25% menor, en términos homogéneos, a la de 2015, gracias, entre otros, al proceso de optimización y al Programa de Eficiencia puesto en marcha. Los esfuerzos de inversión se centrarán en proyectos de alto valor añadido y se concentrarán principalmente en proyectos de desarrollo y construcción de instalaciones en Trinidad, EE.UU., Brasil, Venezuela, Canadá, UK, Argelia, Perú, Bolivia, Indonesia, Colombia y Malasia, así como en la perforación de sondeos exploratorios, si bien el capex de exploración se reduce un 40% respecto al del ejercicio anterior.

Todo ello permitirá a esta área de negocio reducir el nivel del precio del crudo a partir del cual se generará caja positiva, junto con un incremento del retorno del capital empleado (ROACE).

La mayor eficiencia en el área de Exploración y Producción se completará con las fortalezas demostradas en el área del *Downstream*, que ha reafirmado las ventajas de Repsol como compañía integrada.

Las inversiones realizadas en las refinerías de Cartagena y Petronor, con la correspondiente mejora en los márgenes de refino, han situado a Repsol a la cabeza de las compañías europeas integradas por eficiencia, lo que garantiza la generación de valor y resiliencia en un entorno deprimido de precios del petróleo. Los objetivos marcados para 2016 son:

- En las instalaciones de Refino y Química, incremento de la fiabilidad de las plantas y orientación, a través del Programa de Eficiencia, a la reducción de los costes energéticos y de las emisiones de CO2, lo que conducirá a una mejora continuada de sus márgenes;
- Maximizar el valor del negocio del Marketing y consolidar la posición competitiva, dentro del nuevo marco legal, optimizando las operaciones.
- Política de mejora de eficiencia, con una estricta contención de costes, si bien atendiendo a la situación particular de los negocios en crecimiento.

Por otro lado, Repsol gestionará activamente su portafolio de negocios, de manera que gracias a la flexibilidad, fortaleza y adaptabilidad del mismo prevé obtener en los dos próximos ejercicios más de 3.000 millones de euros por desinversiones en activos no estratégicos.

En el entorno previsto con un escenario deprimido de precios del crudo de 40 dólares por barril, gracias a la integración de nuestros negocios, entre otros factores, Repsol prevé que será capaz de generar caja para financiar sus necesidades de inversión, retribuir a sus accionistas y reducir deuda.

8. RIESGOS

8.1. 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

El crecimiento económico mundial continúa siendo moderado, más de lo previsto meses atrás. Las últimas previsiones del Fondo Monetario Internacional (FMI WEO update enero 2016) estiman cierta mejora de las economías avanzadas. Sin embargo, el crecimiento se está deteriorando en las economías emergentes afectado por la disminución de los precios de las materias primas, la desaceleración económica de China y la normalización de la política monetaria en los EE.UU. Así, se espera que el crecimiento global sea del 3,1% en 2015, peor que el 3,4% en 2014, con una cierta recuperación en 2016 hasta el 3,4%.

En los últimos meses, el riesgo de una desaceleración más aguda en China y otras economías emergentes ha aumentado, lo que ha aumentado la inestabilidad de los mercados financieros globales. Otra fuente de incertidumbre es el posible ritmo de normalización monetaria en EE.UU. después de que en diciembre decidiera comenzar a subir los tipos de referencia.

Adicionalmente, la baja liquidez del mercado dificulta el proceso de ajuste en los mercados financieros, lo que genera volatilidad. Las políticas acomodaticias no convencionales han contribuido a una disminución de las primas de riesgo en varios mercados, incluyendo bonos soberanos y deuda corporativa.

Recientemente, los precios del crudo han estado presionados a la baja debido a los elevados inventarios, la alta producción global, pero también por la incertidumbre económica mundial (especialmente en China) y la inestabilidad de los mercados financieros. Entre junio y agosto de 2015, los precios del crudo perdieron más del 30% de su valor, alcanzando mínimos históricos en el año. Si bien es cierto que parte de esta caída se recuperó en menos de una semana, los precios han vuelto a caer de nuevo llegando a cotizar por debajo de los 40$ por barril. Es decir, un 35% por debajo del precio máximo visto este año. Junto con este exceso de oferta de petróleo, la débil demanda global ha empujado hacia abajo los precios del petróleo y los de las materias primas en general y, por lo tanto, ha influido en la disminución de las expectativas de inflación. A pesar de todas estas incertidumbres, un escenario de bajos precios del petróleo crudo debería activar la dinámica en el lado de la demanda y la oferta. De este modo, los bajos precios actúan como un estímulo positivo para el consumo en combinación con una señal negativa a la inversión, la actuación de estas fuerzas debería reequilibrar el mercado. Sin embargo, algunos países, como Irán, o en menor escala, Libia, se espera que aumenten su producción. En el caso de Irán, cuando se levanten las sanciones, podrá poner en el mercado los 80 millones de barriles que tiene en inventarios, y la producción de crudo del país podría aumentar de 0,5 a 1,3 millones de barriles por día en 2016.

Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos en 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.

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 diez 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, que pueden verse alterados como consecuencia de retraso, renegociación o cancelación de proyectos. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol de 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 las actividades de *Upstream*, en materias tales 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.

De manera análoga, en *Downstream*, las actividades de refino de petróleo y la industria petroquímica, en general, están sometidas a una exhaustiva regulación estatal e intervención en materias tales como la seguridad y los controles medioambientales.

Asimismo, 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 específicos 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 una gran variedad de regulaciones medioambientales y de seguridad 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, tecnologías extractivas, 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, y dada la importancia del Cambio Climático, debemos destacar el riesgo al que la Compañía puede estar expuesta por posibles cambios en el entorno regulatorio relativo a las emisiones de gases de efecto invernadero debidas a nuestra actividad industrial y asociadas al uso de nuestros productos. En este sentido, seguimos muy estrechamente la evolución de los cambios de legislación en materia de energía y clima en todas aquellas áreas en las que operamos. Por ejemplo, en Europa se debe destacar la adopción del paquete 2030 de energía y clima y los cambios asociados en las distintas directivas como son la Directiva de Eficiencia Energética y la reforma del ETS (*Emission Trading Scheme*); en USA la regulación relativa al plan nacional de reducción de emisiones de metano y en Canadá la implementación de la legislación climática en el estado de Alberta.

Por último, tras la adquisición de Talisman, la Compañía ha incrementado su actividad en hidrocarburos no convencionales. Desde un punto de vista medioambiental, la preocupación por los impactos que la exploración y explotación de este tipo de recursos puedan ocasionar podría llevar a los gobiernos y autoridades a la aprobación de nueva normativa o a la exigencia de nuevos requerimientos para su desarrollo, con el consiguiente impacto en la Compañía.

Riesgos operativos inherentes a las actividades de Repsol

Exploración y explotación de hidrocarburos (Upstream): 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 y suministro de proveedores, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas y su desmantelamiento. Adicionalmente, los proyectos de exploración son complejos en cuanto a su tamaño y están expuestos a retrasos en la ejecución y desviaciones en los costes inicialmente presupuestados. Además, algunos de los proyectos de desarrollo, están localizados en aguas profundas, áreas maduras y en otros entornos difíciles, como el Golfo de México, Alaska, el Mar del Norte, Brasil y la Selva Amazónica, o en yacimientos complejos que pueden agravar tales riesgos. También hay que considerar, 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, 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.

Negocios industriales y comercialización de productos derivados del petróleo (Downstream)

Las actividades de las áreas de Refino, Química, Trading y producción y distribución de productos derivados del petróleo y del GLP están expuestas a los riesgos inherentes a estas actividades y éstos pueden estar relacionados con las características propias de estos productos (inflamabilidad o toxicidad), su uso (incluido el de los clientes), las emisiones resultantes del proceso productivo (como los gases de efecto invernadero) y materiales y residuos utilizados (residuos peligrosos y la gestión energética y del agua), que pueden afectar a la salud de las personas, la seguridad y el medio ambiente. Los activos industriales de Repsol (refinerías, plantas regasificadoras, almacenes, puertos, ductos, barcos, camiones

cisterna, estaciones de servicio…) están expuestos a accidentes tales como incendios, explosiones, fugas de productos tóxicos, así como incidentes medioambientales contaminantes a gran escala. Estos accidentes pueden causar muertes y lesiones a los empleados, contratistas, residentes de áreas colindantes y clientes, así como daños a los bienes y activos de Repsol y de terceros.

Por otra parte, las actividades del segmento *Downstream* se desarrollan en un mercado altamente competitivo. Los márgenes de refino y comercialización pueden verse afectados por una combinación de factores tales como la baja demanda por el deterioro de la situación económica de los países en los que opera, altos precios de los crudos y de otras materias primas, tendencias de los costes energéticos ligados a la producción, excesos en la capacidad de refino en Europa y la creciente competencia de productos provenientes de refinerías en Rusia, Oriente Medio, Asia Oriental y Estados Unidos con costes productivos inferiores. Los negocios comerciales compiten con operadores internacionales de la industria de hidrocarburos y con otros operadores no petroleros (cadenas de supermercados y otros operadores comerciales) para adquirir u operar Estaciones de Servicio. Las Estaciones de Servicio de Repsol compiten fundamentalmente en base al precio, servicio y disponibilidad de productos *non-oil*.

Si alguno de los riesgos mencionados se materializa, la actividad de Repsol, el resultado de sus operaciones y su posición financiera podría 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 ataques de grupos armados. 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 y no probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza los criterios establecidos por el sistema "SPE/WPC/AAPG/SPEE *Petroleum Resources Management System*", referido normalmente por su acrónimo SPE-PRMS (SPE - *Society of Petroleum Engineers*)".

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, entre los que destacan: las actividades de desarrollo y operaciones, incluyendo la perforación de pozos, las pruebas de producción y estudios. Tras la fecha de la estimación, los resultados de las actividades pueden conllevar revisiones sustanciales, tanto al alza como a la baja, en función de la calidad de los datos técnicos y económicos, incluyendo cambios en los precios de los hidrocarburos, y su interpretación y valoración. Asimismo, el comportamiento de la producción de los yacimientos y las tasas de recuperación dependen significativamente de la tecnología y la habilidad para implementarla.

Como resultado de lo anterior, la medición de las reservas no es precisa y está sujeta a revisión. La estimación de reservas probadas y no probadas de petróleo y gas también estará sujeta a correcciones tanto por errores en la aplicación de las normas publicadas como por cambio en las mismas. 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 el 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.

El 8 de mayo de 2015 Repsol completó la adquisición del 100% del capital de Talisman Energy Inc. ("Talisman"), compañía canadiense dedicada a la exploración y producción de petróleo y gas. Como en cualquier combinación de negocios, la capacidad de Repsol para alcanzar los beneficios estratégicos que se esperan de la adquisición dependerá de su capacidad para integrar equipos, procesos y procedimientos, así como para mantener las relaciones con clientes y socios.

Los resultados de Talisman en los dos últimos ejercicios han sido negativos, principalmente como consecuencia del saneamiento de sus activos y de la provisión de costes futuros, incluidos los correspondientes a sus negocios conjuntos. Por otra parte, sus negocios están sujetos a los riegos propios de las actividades petroleras y a otros particulares, e incluso podrían existir riesgos todavía desconocidos (por ejemplo, fiscales, legales o medioambientales…). De materializarse alguno de los riesgos indicados tras la toma de control de Talisman, se podría producir un impacto negativo en las operaciones, los resultados o la situación financiera del Grupo Repsol.

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

Repsol, en línea con las prácticas de la industria, mantiene una cobertura de seguros ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas. La cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las pérdidas y/o responsabilidades incurridas. Además, las pólizas de seguros de Repsol contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos o, incluso, las indemnizaciones podrían devenir incobrables

total o parcialmente en caso de insolvencia de los aseguradores. 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 abastecerse de otras fuentes de gas natural, que podrían tener precios superiores a los acordados en esos contratos.

Repsol dispone también de contratos a largo plazo para la venta de gas a clientes que presentan riesgos de otro tipo, al estar vinculados a las reservas probadas actuales en estos países que, en el caso de que no haya reservas suficientes en los países a cuyas reservas están vinculados, implicaría que Repsol no sería 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 surgidas como consecuencia del desarrollo de su actividad. 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.

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 económicas y/o materiales en el futuro por esta causa.

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

La normativa 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 mencionada normativa 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.

Repsol está expuesto a corrientes de opinión negativas que pueden dañar su imagen y reputación, afectando a sus oportunidades de negocio

La compañía desarrolla sus operaciones en múltiples entornos en los que existen diversos grupos de interés, principalmente comunidades locales de las áreas de influencia de sus operaciones así como organizaciones de la sociedad civil (de ámbito local y nacional), políticas, sindicales y de consumidores, entre otras.

En caso de que los intereses de dichos colectivos se contrapongan a las actividades de la compañía y la interlocución con los mismos no genere los acuerdos necesarios, Repsol puede verse afectado por la publicación de información tendenciosa o manipulada que genere corrientes de opinión contrarias a sus actividades.

Esto podría provocar un impacto negativo en la aceptación mediática o social de las actuaciones de Repsol, lo que derivaría a su vez en una erosión de la reputación de la compañía y en la pérdida de oportunidades de negocio en la zona o en el país, con potenciales efectos adversos en el negocio, la posición financiera y los resultados de las operaciones.

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 16 "*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

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.

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. 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 la solvencia 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: 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 la Compañía, teniendo especial relevancia el hecho de que: (i) los flujos de efectivo procedentes de las operaciones de comercio internacional sobre crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares americanos; (ii) gran parte de los activos e inversiones financieras de Repsol están denominados igualmente en dólares americanos.

Adicionalmente ha de tenerse en cuenta que: (i) 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; (ii) 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 16, "*Gestión de riesgos financieros y del capital*", y en la 17, "*Operaciones con derivados*", de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015 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 "*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 17, "*Operaciones con derivados*", de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado.

Riesgo de tipo de interés: El valor de mercado de la financiación neta y los intereses netos del Grupo podrían verse afectados como consecuencia de 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. Por lo tanto, cambios en las tasas de interés podrían tener un efecto adverso en los negocios, resultado y posición financiera del Grupo.

En la nota 16, "*Gestión de riesgos financieros y del capital*", y en la 17, "*Operaciones con derivados*", de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2015 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.

Véase la tabla de calificaciones crediticias en el apartado 4 en el epígrafe *"Calificación crediticia"* en este documento.

8.2. GESTIÓN DEL RIESGO

El Grupo Repsol desarrolla actividades en múltiples países, condiciones y entornos, y en todas las fases de la cadena de valor del negocio energético. De esta forma se encuentra expuesta a riesgos de diferente naturaleza (estratégicos, operacionales y financieros) que pueden afectar al desempeño futuro de la organización y que deben mitigarse de la forma más efectiva posible.

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, tanto en el ámbito de los órganos de gobierno corporativos como en la gestión de los negocios.

Repsol viene trabajando desde hace años en un modelo de gestión integrada de riesgos con el objetivo de anticipar, gestionar y controlar los riesgos con visión de conjunto. El Sistema de Gestión Integrada de

Riesgos de Repsol (SGIR) permite suministrar una visión global y fidedigna de todos los riesgos que pueden afectar a la Compañía, independientemente de su naturaleza.

El compromiso de Repsol de implantar el SGIR se plasma en la Política de Gestión de Riesgos de Repsol y sus principios se concretan en una Norma de Gestión Integrada de Riesgos aprobada por el Comité de Dirección de la Compañía. Este modelo de gestión está inspirado en el estándar internacional de referencia ISO31000 y el Modelo de las Tres Líneas de Defensa.

Los pilares fundamentales del SGIR son:

- La Alta Dirección lidera la gestión integrada de riesgos.
- Se integra en todos los procesos de gestión y actividades de la compañía, siempre con el enfoque global aportado por la Dirección de Riesgos.
- Participan los negocios y las áreas corporativas, convirtiéndose en unidades con distintos niveles de responsabilidad y especialización (unidades gestoras de riesgos, unidades supervisoras y unidades auditoras) así como la Dirección de Riesgos que ejerce funciones de coordinación y gobierno del sistema.
- Asegura que todos los riesgos son gestionados conforme a un proceso común de identificación, valoración y tratamiento.
- Promueve la mejora continua para ganar en eficiencia y capacidad de respuesta.

Desde la Alta Dirección de Repsol, el SGIR es visto no sólo como una herramienta para definir la estrategia de la compañía, sino también para mejorar las operaciones y asumir con flexibilidad situaciones críticas saliendo fortalecidos.

Sistema de Gestión Integrado de Riesgos de Repsol – (SGIR)

Fuente: Dirección Riesgos de Repsol

Durante 2015, y con el propósito de obtener un Mapa de Riesgos consolidado a nivel de Grupo, la compañía ha continuado desarrollando Talleres de Riesgos. Cada Taller cuenta con la participación de un grupo de expertos de los negocios/ áreas de Repsol, lo que permite obtener una visión de conjunto de los riesgos claves con una métrica común e identificar medidas de mitigación eficientes.

Para Repsol, el Mapa de Riesgos es la pieza central que identifica los riesgos relevantes y los clasifica de acuerdo a su importancia. Para ello, la Compañía dispone de una metodología que permite caracterizar de una forma sencilla, entendible y robusta los riesgos y cuantificar el potencial impacto económico, reputacional y en personas que puede sufrir la unidad de negocio o área en caso de materializarse.

Además, la organización ha comenzado a trabajar, en algunos riesgos de alta criticidad, en una herramienta que permite obtener una visión integrada de los factores que inciden en la materialización del evento de riesgo y en sus consecuencias, con el objetivo de prevenir su ocurrencia y/o reducir sus impactos. Esto permite orientar el esfuerzo hacia el tratamiento del riesgo poniendo foco en la detección y gestión de las barreras y controles (medidas preventivas y de contingencia).

Adicionalmente, como elemento esencial para el funcionamiento del modelo de gestión se han mantenido y desarrollado nuevas actividades dirigidas a potenciar una cultura más proclive a la gestión integrada de riesgos en la compañía. Para ello, durante este ejercicio se ha trabajado en la definición, desarrollo y realización de formación presencial, complementaria a la online ya incluida en el catálogo de oferta formativa de la Compañía anteriormente.

En el apartado 6 se ofrece información específica sobre la Gestión de Riesgos de Seguridad y Medioambiente y Gestión de Riesgos Fiscales, respectivamente.

ACERCA DE ESTE INFORME

Este informe ha de ser leído junto con las cuentas anuales consolidadas correspondientes a 31 de diciembre de 2015 del Grupo Repsol. Los usuarios del mismo han de tener presente que la información prospectiva, contenida en los diferentes apartados de este documento, refleja los planes, previsiones o estimaciones de los gestores del Grupo, los cuales se basan en asunciones que son consideradas razonables, sin que pueda considerarse como una garantía de desempeño futuro de la entidad, en el sentido de que tales planes, previsiones o estimaciones se encuentran sometidos a numerosos riesgos e incertidumbres que no implican que el desarrollo futuro del Grupo tenga por qué coincidir con el inicialmente previsto. Los principales riesgos e incertidumbres se describen en el apartado "8.1 Factores de Riesgo".

Para la elaboración de este informe se han considerado las recomendaciones contenidas en la "*Guía para para la elaboración del Informe de Gestión de las entidades cotizadas*", que la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) publicó en 2013.

ANEXO I: INDICADORES, MAGNITUDES ALTERNATIVAS Y CONCILIACIÓN CON NIIF

PRINCIPALES INDICADORES DE RENDIMIENTO FINANCIERO[1]

Nombre	Cálculo (Ratios)	Descripción
Resultado neto ajustado(2)	RNA= Resultado recurrente de operaciones continuadas a coste de reposición ("*Current Cost of Supply*" o CCS) y neto de impuestos.	Atendiendo a la realidad de sus negocios y a la mejor comparabilidad con las compañías del sector, utiliza como medida del resultado de cada segmento el Resultado Neto Ajustado. De esta manera, el Grupo considera que queda adecuadamente reflejada la naturaleza de sus negocios y la forma en que se analizan sus resultados para la toma de decisiones.
Efecto Patrimonial	Diferencia entre el resultado a (CCS) y el resultado contable. Se presenta de forma independiente, neto de impuestos y minoritarios.	Coste de reposición ("*Current Cost of Supply*" o CCS): Método de valoración de las existencias comúnmente utilizado en la industria, difiere del criterio aceptado en la normativa contable europea (Coste Medio ponderado o MIFO). De acuerdo con el mismo, los precios de compra de los volúmenes vendidos en el periodo se determinan de acuerdo con los precios actuales de las compras de dicho periodo. Este método se utiliza para facilitar la comparabilidad con otras compañías del sector
No recurrentes	El Resultado No Recurrente se presenta de forma independiente, neto de impuestos y minoritarios.	Son aquellos resultados que se originan por hechos o transacciones que caen fuera de las actividades ordinarias o típicas de la empresa.
EBITDA(2) (*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*)	EBITDA =Resultado operativo* + Amortización + Deterioros y otras partidas que no suponen entradas o salidas de efectivo de las operaciones ---------- *Resultado operativo= Resultado de las operaciones continuadas a coste de reposición + Efecto patrimonial + Resultado no recurrentes, antes de impuestos.	Mide la capacidad de la empresa para generar beneficios considerando únicamente su actividad productiva. Es una aproximación a los recursos que podrían obtenerse de los activos de la explotación.
Capital Empleado (2)	CE=Patrimonio neto + deuda neta al final del periodo	Es esencialmente el capital invertido por accionistas y bonistas en la compañía.
ROACE (2) (*Return on Average Capital Employed*)	ROACE= (Resultado operativo a coste medio ponderado (MIFO) recurrente después de impuestos + resultado participadas recurrente) / (Capital empleado medio del periodo de operaciones continuadas)	Evalúa la capacidad de los activos que la empresa tiene en explotación para generar beneficios operativos.

[1] El 5 de octubre de 2015 la *European Securities Markets Authority* (ESMA) publicó unas directrices relativas a la presentación de Medidas Alternativas del Rendimiento (MAR) de obligado cumplimiento la información regulada publicada a partir del 3 de julio de 2016 para sociedades cotizadas. Algunos de los indicadores presentados en esta tabla se concilian con los indicadores calculados con los estados financieros consolidados NIIF adoptados por la Unión Europea en el Anexo I de este Informe de Gestión.

[2] Magnitudes "ajustadas": incluyen los de negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales, de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo, considerando sus magnitudes operativas y económicas bajo la misma perspectiva y con el mismo nivel de detalle que las de las sociedades consolidadas por integración global. No obstante los resultados y magnitudes correspondientes a Gas Natural Fenosa se incluye la totalidad del resultado de la sociedad de acuerdo con el método de puesta en equivalencia.

Nombre	Cálculo (Ratios)	Descripción
BPA (*Beneficio por acción*)	Resultado Neto atribuido a la sociedad dominante / Número medio de acciones en circulación	Su valor indica cuánto del Resultado Neto obtenido por el Grupo como resultado de su actividad correspondería a cada acción.
PER (*Price Earnings Ratio*)	Precio de cotización de la acción al cierre / Beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante.	Su valor indica número de veces que el beneficio neto anual se encuentra incluido en el precio de una acción. Es representativa de la valoración que realiza la bolsa de la capacidad de generar beneficios de la empresa.
Ratio de apalancamiento(1)	Deuda financiera neta / Capital empleado neto	Indica lo apalancada, mediante financiación ajena, que está la empresa.
Deuda financiera bruta (DFB) (1)	Pasivo financiero* no corriente + pasivo financiero* corriente ---------- *Suma de la deuda con entidades de crédito, obligaciones y otros valores negociables emitidos y otras deudas con terceros)	Deudas con entidades de crédito, obligaciones y otros valores negociables emitidos y otras deudas con terceros (no considerados entidades de crédito) como préstamos y créditos financieros recibidos tanto a largo como a corto plazo, así como derivados financieros con valoración desfavorable para la empresa.
Deuda financiera neta (DFN) (1)	DFN = (Pasivos financieros no corrientes + Pasivos financieros corrientes – Activos financieros no corrientes + Activos financieros disponibles para la venta – Otros activos no corrientes + Efectivo y otros equivalentes de efectivo – Valoración neta a mercado de derivados financieros diferentes a derivados de tipo de cambio – Valoración neta a mercado de derivados financieros diferentes a derivados de tipo de cambio)	Es una la principal medida para medir el endeudamiento de la Compañía. Los ratios utilizan el concepto de deuda financiera neta, y no bruta, para tener en cuenta las inversiones financieras.
Período medio de pago a proveedores (PMP)	Período medio de pago a proveedores = ((Ratio operaciones pagadas x importe total pagos realizados) + (Ratio operaciones pendientes de pago x importe total pagos pendientes)) / (Importe total de pagos realizados + importe total pagos pendientes). Ratio de operaciones pagadas = Σ (número de días de pago x importe de la operación pagada) / Importe total de pagos realizados. Ratio de operaciones pendientes de pago = Σ (Número de días pendientes de pago * importe de la operación pendiente de pago) / Importe total de pagos pendientes.	Corresponde al período medio de pago a proveedores de las compañías españolas del Grupo.
Capitalización bursátil	= (Precio de cotización al cierre) x (número de acciones en circulación a cierre)	Valor de la compañía en la bolsa de valores.
Coste de exploración (1)	Costes incurridos en las actividades de exploración incluyendo costes de perforación de pozos exploratorios y de pozos estratigráficos exploratorios.	Los costes de exploración son costes incurridos con el objetivo de identificar áreas en las que hay expectativas de la existencia de reservas de crudo y gas.

[1] Magnitudes "ajustadas": incluyen los de negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales, de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo, considerando sus magnitudes operativas y económicas bajo la misma perspectiva y con el mismo nivel de detalle que las de las sociedades consolidadas por integración global. No obstante los resultados y magnitudes correspondientes a Gas Natural Fenosa se incluye la totalidad del resultado de la sociedad de acuerdo con el método de puesta en equivalencia.

Nombre	Cálculo (Ratios)	Descripción
Inversiones netas de explotación [1]	Inversiones netas = Inversiones de explotación[*] – Desinversiones de explotación ---------- [*] Inversiones en inmovilizado material e intangible afectados a las operaciones de los negocios del Grupo.	Aquellas inversiones realizadas por el Grupo para su inmovilizado.
Inversiones de exploración [1]	Inversiones incurridas en las actividades de exploración que incluye fundamentalmente las actividades de geología, geofísica y pozos de exploración y evaluación/*appraisal*.	Las inversiones de exploración son aquellas inversiones cuyo objetivo es identificar áreas con recursos potenciales de hidrocarburos y realizar las perforaciones de pozos necesarios para descubrirlos y realizar su evaluación en caso de descubrimiento.
Inversiones de desarrollo [1]	Inversiones incurridas en las actividades de desarrollo y producción. que incluye fundamentalmente las inversiones en perforación de pozos de producción/desarrollo, pozos auxiliares (inyección…) y las instalaciones y plantas en superficie necesarias para la producción.	Las inversiones de desarrollo son aquellas inversiones cuyo objetivo es poner en producción los hidrocarburos descubiertos.
Coste de extracción (*Lifting cost*) [1]	Coste de extracción de hidrocarburos / Producción neta de hidrocarburos	Su propósito es calcular el coste operativo unitario de extraer los hidrocarburos desde el subsuelo.
Coste de descubrimiento (*Finding cost*) [1]	(Inversiones en compra dominio minero exploratorio + Inversiones de exploración) / (Reservas probadas netas incorporadas por descubrimientos y extensiones)	Su propósito es calcular el coste de incorporar un nuevo barril a las reservas probadas netas de la Compañía a través de la actividad de exploración.
Coste de descubrimiento y desarrollo (*Finding and Development cost*) [1]	(Inversiones en compra de dominio minero exploratorio + Inversiones de exploración + Inversiones de desarrollo) / (Reservas probadas netas incorporadas por descubrimientos, extensiones, revisiones y mejoras)	Su propósito es calcular el coste de incorporar un nuevo barril a las reservas probadas netas de la compañía a través de las actividades de exploración y desarrollo.
Tasa de reemplazo de reservas	Movimientos en reservas probadas netas totales (por descubrimientos, extensiones, revisiones, mejoras y compra/venta) / Producción neta	Indicador porcentual del grado de reposición de las reservas netas producidas.
Tasa de reemplazo de reservas orgánica	Movimientos en reservas probadas netas totales (por descubrimientos, extensiones, revisiones, mejoras) / Producción neta	Indicador porcentual del grado de reposición de las reservas netas producidas excluyendo los movimientos de reservas probadas netas por compras/ventas.

[1] Magnitudes "ajustadas": incluyen los de negocios conjuntos u otras sociedades gestionadas operativamente como tales, de acuerdo con el porcentaje de participación del Grupo, considerando sus magnitudes operativas y económicas bajo la misma perspectiva y con el mismo nivel de detalle que las de las sociedades consolidadas por integración global. No obstante los resultados y magnitudes correspondientes a Gas Natural Fenosa se incluye la totalidad del resultado de la sociedad de acuerdo con el método de puesta en equivalencia.

TABLA DE CONVERSIONES Y ABREVIATURAS

			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	Término	Descripción	Término	Descripción
bbl / bbl/d	Barril/ Barril al día	**kbbl**	Mil barriles de petróleo	**Mm^3/d**	Millón de metros cúbicos por día
bcf	Mil millones de pies cúbicos	**kbbl/d**	Mil barriles de petróleo por día	**Mscf/d**	Millón de pies cúbicos estándar por día
bcm	Mil millones de metros cúbicos	**kbep**	Mil barriles de petróleo equivalentes	**kscf/d**	Mil pies cúbicos estándar por día
bep	Barril equivalente de petróleo	**kbep/d**	Mil barriles de petróleo equivalentes por día	**MW**	Millón de watios
Btu/MBtu	*British termal unit*/ Btu/millones de Btu	**km^2**	Kilómetro cuadrado	**MWh**	Millón de watios por hora
GLP	Gas Licuado de Petróleo	**Kt/Mt**	Mil toneladas/Millones de toneladas	**TCF**	Trillones de pies cúbicos
GNL	Gas Natural Licuado	**Mbbl**	Millón de barriles	**tep**	Tonelada equivalente de petróleo
Gwh	Gigawatios por hora	**Mbep**	Millón de barriles equivalentes de petróleo	**USD / Dólar / $**	Dólar americano

CONCILIACIÓN DE RESULTADOS AJUSTADOS CON RESULTADOS NIIF ADOPTADOS POR LA UE

	DICIEMBRE 2015					
		AJUSTES				
Millones de euros	**Resultados Ajustados**	**Reclasificación de Negocios Conjuntos**	**No Recurrente**	**Efecto Patrimonial**	**Total ajustes**	**Resultados NIIF-UE**
Resultado de explotación	1.806	434	(3.984)	(696)	(4.246)	(2.440)
Resultado financiero	233	44	173	-	217	450
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	469	(563)	-	-	(563)	(94)
Resultado antes de impuestos	**2.508**	**(85)**	**(3.811)**	**(696)**	**(4.592)**	**(2.084)**
Impuesto sobre beneficios	(562)	85	1.182	194	1.461	899
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	**1.946**	**-**	**(2.629)**	**(502)**	**(3.131)**	**(1.185)**
Rdo atribuido a minoritarios por op. continuadas	(86)	-	1	43	44	(42)
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	**1.860**	**-**	**(2.628)**	**(459)**	**(3.087)**	**(1.227)**
Resultado de operaciones interrumpidas						-
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	**1.860**	**-**	**(2.628)**	**(459)**	**(3.087)**	**(1.227)**

	DICIEMBRE 2014					
		AJUSTES				
Millones de euros	**Resultados Ajustados**	**Reclasificación de Negocios Conjuntos**	**No Recurrente**	**Efecto Patrimonial**	**Total ajustes**	**Resultados NIIF-UE**
Resultado de explotación	2.421	(733)	(663)	(947)	(2.343)	78
Resultado financiero	(273)	(50)	475	-	425	152
Resultado neto de las entidades valoradas por el método de la participación – neto de impuestos	467	376	49	-	425	892
Resultado antes de impuestos	**2.615**	**(407)**	**(139)**	**(947)**	**(1.493)**	**1.122**
Impuesto sobre beneficios	(886)	407	52	281	740	(146)
Rdo del ejercicio procedente de op. continuadas	**1.729**	**-**	**(87)**	**(666)**	**(753)**	**976**
Rdo atribuido a minoritarios por op. continuadas	(22)	-	1	60	61	39
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	**1.707**	**-**	**(86)**	**(606)**	**(692)**	**1.015**
Resultado de operaciones interrumpidas						597
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	**1.707**	**-**	**(86)**	**(606)**	**(692)**	**1.612**

CONCILIACIÓN DE OTRAS MAGNITUDES CON LOS ESTADOS FINANCIEROS NIIF ADOPTADOS POR LA UE

DEUDA NETA (Millones de euros)	Financiación neta negocios conjuntos	Reclasificación de negocios conjuntos [1]	Deuda financiera neta según balance
Instrumentos financieros no corrientes (activo)	121	512	633
Otros activos financieros corrientes	118	1.119	1.237
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.771	(323)	2.448
Pasivos financieros no corrientes	(10.716)	135	(10.581)
Pasivos financieros corrientes	(4.320)	(2.753)	(7.073)
Valoración neta a mercado de derivados financieros ex-tipo de cambio [2]	92	-	92
TOTAL	**(11.934)**	**(1.310)**	**(13.244)**

(1) Incluye fundamentalmente la financiación neta del Grupo Repsol Sinopec Brasil desglosada en los siguientes epígrafes: Efectivo y otros activos líquidos equivalentes por importe de 11 millones de Euros y Pasivos financieros corrientes por préstamo intra-grupo de importe 2.819 millones de Euros y 300 millones de Euros por préstamos con terceros.

(2) En este epígrafe se elimina el valor neto a mercado por derivados financieros diferentes a derivados de tipo de cambio.

OTRAS MAGNITUDES 31 DICIEMBRE DE 2015 (Millones de euros)	Según Evolución Deuda Neta	Ajuste Negocios conjuntos [1]	Inversiones / Desinversiones financieras	Según Estado de Flujos de Efectivo
EBITDA	4.317	(674)	-	4.850
Inversiones netas	12.027	1.378	1.775	(8.874)

(1) Incluye por la participación en el Grupo Repsol Sinopec Brasil (RSB), (205) millones de euros en el EBITDA y 347 millones de euros en *Inversiones netas.*

ANEXO II: INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO

Se incluye como Anexo a este informe, y formando parte integrante del mismo, el Informe anual de Gobierno Corporativo del ejercicio 2015, tal y como requiere el artículo 538 de la Ley de Sociedades de Capital.

INFORME ANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO

SOCIEDADES ANÓNIMAS COTIZADAS

DATOS IDENTIFICATIVOS DEL EMISOR

2015

FECHA FIN DEL EJERCICIO DE REFERENCIA

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
06-07-2015	1.400.361.059	1.400.361.059	1.400.361.059

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 Participaciones Mobiliarias, S.L.	122.208.433	8,73
Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona	0	CaixaBank, S.A.	170.882.143	12,20
Temasek Holdings (Private) Limited	0	Chembra Investments Pte. Ltd	71.495.202	5,11

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	15/06/2015	Se ha descendido del 3% del capital social
Blackrock, Inc	19/06/2015	Se ha superado el 3% del capital social
Blackrock, Inc	07/12/2015	Se ha descendido del 3% 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	431.760	Dña. Isabel López-Marin Pérez	978	0,031
D. Isidro Fainé Casas	31.368	-	-	0,002
D. Manuel Manrique Cecilia	119	Cymofag, S.L.U.	1.045	0,000
D. Josu Jon Imaz	89.750	-	-	0,006
D. Artur Carulla Font	69.761	-	-	0,005
D. Luis Carlos Croissier Batista	1.478	Affidavit Imagen y Comunicación, S.L.	604	0,000
D. Rene Dahan	31.454	-	-	0,002
D. Ángel Durández Adeva	10.706	-	-	0,001
D. Javier Echenique Landiríbar	-	Bilbao Orvieto, S.L.	21.219	0,002
D. Mario Fernández Pelaz	4.934	-	-	0,000
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	10.345	AMTRAK,S.L.	3.297	0,001
		D. Francisco Miro-Sans Balcells	1.512	
D. José Manuel Loureda Mantiñán	65	Prilou, S.L.	75.486	0,005
D. Gonzalo Gortázar Rotaeche	10.000	-	-	0,001
D. Henri Philippe Reichstul	50	-	-	0
D. J. Robinson West				0

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	37.906	-	-	0,003

% total de derechos de voto en poder del Consejo de Administración	0,060%

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
Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona	Societaria	Repsol participa con Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions 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 Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions 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 5 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
23.634	18.023.772	1,252%

(*) A través de:

Nombre o denominación social del titular directo de la participación	Número de acciones directas
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	18.023.772
Total:	18.023.772

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 primera convocatoria, el 28 de marzo de 2014, adoptó, en su vigésimo 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, S.A., en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de sociedades dependientes, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol, S.A. y cualesquiera de sus sociedades dependientes, 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.*

La autorización incluye la adquisición de acciones que, en su caso, hayan de ser entregadas a los empleados y administradores de la Sociedad o de su Grupo, o como consecuencia del 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 Junta General Ordinaria celebrada el 30 de abril de 2010, bajo el punto sexto del Orden del Día.

Segundo. Autorizar, asimismo, al Consejo de Administración para que éste, a su vez, pueda delegar, al amparo de lo establecido en el artículo 249.2 de la Ley de Sociedades de Capital, las facultades delegadas a que se refiere el apartado primero de este acuerdo."

A.9 bis Capital flotante estimado

	%
Capital flotante estimado	73,96

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 los Mercados y Competencia, 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. Por otro lado, la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC), establece un procedimiento de control sobre determinadas operaciones empresariales en el sector de la energía, entre ellas sobre la toma de participaciones en sociedades que desarrollan determinadas actividades relacionadas con los hidrocarburos líquidos o son titulares de activos del sector de la energía de carácter estratégico (refinerías de petróleo, oleoductos y almacenamientos de productos petrolíferos). En particular, en caso de adquisición de participaciones en un porcentaje de capital social de una empresa energética afectada por esta Ley, que conceda una influencia significativa en la gestión de esa sociedad, el adquirente tendrá la obligación de comunicar la operación a la CNMC, la cual, si el adquirente no es nacional de la Unión Europea o del EEE y considerase que existe una amenaza real y suficientemente grave de que nazcan riesgos para la garantía de suministro de hidrocarburos, podrá establecer condiciones relativas al ejercicio de la actividad de las sociedades afectadas o al adquirente.

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 2015, 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. • 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. • La modificación de la presente norma especial.		

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, 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	
28-03-2014	30,62	31,20	0	2,50	64,32
30-04-2015	21,40	35,79	0	4,05	61,24

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 Apartado derogado

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.

Los contenidos de gobierno corporativo y otra información sobre las últimas juntas generales son directamente accesibles a través de la página web corporativa de Repsol, S.A., www.repsol.com, en el apartado Accionistas e Inversores, Gobierno Corporativo, http://www.repsol.com/es_es/corporacion/accionistas-inversores/gobierno-corporativo/default.aspx.

C ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN DE LA SOCIEDAD

C.1 Consejo de Administración

C.1.1 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	Categoría del consejero	Cargo en el Consejo	Fecha primer nombramiento	Fecha último nombramiento	Procedimiento de elección
D. Antonio Brufau Niubó		Externo	Presidente	23-07-1996	30-04-2015	Votación en Junta de Accionistas

D. Isidro Fainé Casas		Dominical	Vicepresidente	19-12-2007	31-05-2012	Votación en Junta de Accionistas
D. Manuel Manrique Cecilia		Dominical	Vicepresidente	25-04-2013	31-05-2013	Votación en Junta de Accionistas
D. Josu Jon Imaz		Ejecutivo	Consejero Delegado	30-04-2014	30-04-2015	Votación en Junta de Accionistas
D. Artur Carulla Font		Independiente	Vocal	16-06-2006	28-03-2014	Votación en Junta de Accionistas
D. Luis Carlos Croissier Batista		Independiente	Vocal	09-05-2007	30-04-2015	Votación en Junta de Accionistas
D. Rene Dahan		Dominical	Vocal	31-05-2013	31-05-2013	Votación en Junta de Accionistas
D. Ángel Durández Adeva		Independiente	Vocal	09-05-2007	30-04-2015	Votación en Junta de Accionistas
D. Javier Echenique Landiríbar		Independiente	Vocal	16-06-2006	28-03-2014	Votación en Junta de Accionistas
D. Mario Fernández Pelaz		Independiente	Vocal	15-04-2011	30-04-2015	Votación en Junta de Accionistas
Dña. María Isabel Gabarró Miquel		Independiente	Vocal	14-05-2009	31-05-2013	Votación en Junta de Accionistas
D. José Manuel Loureda Mantiñán		Dominical	Vocal	31-01-2007	30-04-2015	Votación en Junta de Accionistas
D. Gonzalo Gortázar Rotaeche		Dominical	Vocal	30-04-2015	30-04-2015	Cooptación
D. Henri Philippe Reichstul		Independiente	Vocal	29-12-2005	28-03-2014	Votación en Junta de Accionistas
D. J. Robinson West		Independiente	Vocal	28-01-2015	30-04-2015	Votación en Junta de Accionistas
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla		Ejecutivo	Vocal y Secretario	02-02-2005	31-05-2013	Votación en Junta de Accionistas

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
D. Juan María Nin Génova	Dominical	30-04-2015

C.1.3 Complete los siguientes cuadros sobre los miembros del Consejo y su distinta categoría:

CONSEJEROS EJECUTIVOS

Nombre o denominación del consejero	Cargo en el organigrama de la sociedad
D. Josu Jon Imaz San Miguel	Consejero Delegado
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	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	Nombre o denominación del accionista significativo a quien representa o que ha propuesto su nombramiento
D. Isidro Fainé Casas	CaixaBank, S.A.
D. Gonzalo Gortázar Rotaeche	CaixaBank, S.A.
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr, S.A.
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr, S.A.
D. Rene Dahan	Temasek Holdings (Private) Limited

Número total de consejeros dominicales	5
% total del Consejo	31,25

CONSEJEROS EXTERNOS INDEPENDIENTES

Nombre o denominación del consejero	Perfil
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., The GB Foods, S.A., 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, Patrono de la Fundació Carulla, Miembro de IAB (International Advisory Board) de la Generalitat de Catalunya, Miembro de la Junta Directiva del Instituto de la Empresa Familiar y Patrono de la Fundación MACBA (Museo de Arte Contemporáneo de Barcelona).
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 Domínguez, S.A. N+1-Dinamia, 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, 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. Asimismo ha sido 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.
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 Consejo Asesor 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., Consejero de Telefónica Móviles México,

	Actividades de Construcción y Servicios (ACS), S.A., Grupo Empresarial ENCE, S.A. Es asimismo Delegado del Consejo de Telefónica, S.A en el País Vasco, miembro del Consejo Asesor de Telefónica España, miembro del Patronato de la Fundación Novia Salcedo 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	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, 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 Asesor de Lhoist do Brasil Ltda., Miembro del Consejo Asesor de AES Brasil, Miembro del Consejo de Vigilancia de Peugeot Citroen, S.A., Presidente y Miembro del Consejo de Vigilancia de Fives Goup, Miembro del Consejo de Administración de LATAM Airlines Group, Miembro del Consejo de administración de BRF S/A, Miembro del Consejo de Administración de Semco Partners y Vicepresidente de la Fundación brasileña para el Desarrollo Sostenible.
D. J. Robinson West	Licenciado por la University of North Carolina Chapel Hill y Jurist Doctor por la Temple University Law School de Filadelfia. West es un reconocido experto internacional del mercado energético, especialmente en todas aquellas áreas relacionadas con el

	oil&gas. En 1984 fundó PFC Energy, compañía de la que también ha sido presidente hasta 2013. Con anterioridad desempeñó cargos de alta responsabilidad en el gobierno, en diversas administraciones. Así, bajo el gobierno de Ronald Reagan, trabajando en la Secretaria de Interior, desarrolló e implementó el plan quinquenal de arrendamiento de la plataforma continental exterior estadounidense, organizando para ello la mayor subasta no financiera del mundo. Durante la presidencia de Gerald Ford trabajó para la Casa Blanca y en la Secretaria de Defensa para Asuntos Económicos Internacionales, por lo que recibió la medalla de Defensa en reconocimiento a sus servicios civiles. En la actualidad es asesor senior dentro *Energy & National Security Program* en el *Center for Strategic & International Studies* (CSIS), Institución sin ánimo de lucro, con sede en Washington, que asesora a gobiernos y empresas públicas y privadas en el análisis y búsqueda de soluciones vinculadas al mundo energético. Es también miembro del Consejo Nacional del Petróleo, Co-Presidente del *German Marshall Fund of the US* y Presidente emérito del Instituto de Paz de los Estados Unidos.

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

Se identificará a los otros consejeros externos y se detallaran los motivos por los que no se puedan considerar dominicales o independientes y sus vínculos, ya sea con la sociedad, sus directivos, o sus accionistas:

Nombre o denominación social del consejero	Motivos	Sociedad, directivo o accionista con el que mantiene el vínculo
D. Antonio Brufau Niubo	El Sr. Brufau ha sido Presidente Ejecutivo de Repsol hasta el 30 de abril de 2015.	Repsol, S.A.

Número total de otros consejeros externos	**1**
% total del Consejo	**6,25**

Indique las variaciones que, en su caso, se hayan producido durante el periodo en la categoría de cada consejero:

Nombre o denominación social del consejero	Fecha del cambio	Categoría anterior	Categoría actual
D. Antonio Brufau Niubo	30-04-2015	Ejecutivo	Otros Externos

C.1.4 Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras al cierre de los últimos 4 ejercicios, así como la categoría de tales consejeras:

	Número de Consejeras				% sobre el total de consejeros de cada categoría			
	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	1	1	2	2	12,5%	14,28%	25%	25%
Otras Externas	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	1	1	2	2	6,25%	6,67%	12,5%	13,3%

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 políticas de diversidad profesional, de conocimientos y experiencias, internacional y de género.

El Reglamento del Consejo de Administración recoge asimismo la previsión anterior y además otorga expresamente a la Comisión de Nombramientos, las funciones de: (i) velar para que la política de selección de Consejeros favorezca la diversidad de conocimientos, experiencias y género; y (ii) establecer un objetivo de representación para el género menos representado en el consejo de Administración y elaborar orientaciones sobre cómo alcanzar dicho objetivo.

En este sentido, el Consejo de Administración ha aprobado, con el informe previo favorable de la Comisión de Nombramientos, la Política de Selección de Consejeros de Repsol, S.A. con el fin de formalizar en un documento público y concreto las directrices que guían el proceso de selección de candidatos a Consejero de Repsol y que recoge el objetivo específico relativo a la presencia de mujeres en el Consejo de Administración en el año 2020 y las funciones de la Comisión de Nombramientos a lo largo del proceso de selección.

Asimismo, cabe destacar que en los últimos procesos de selección que ha llevado a cabo la Comisión de Nombramientos, 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 que 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 (antigua 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. Asimismo, la Comisión de Nombramientos ha sido la encargada de proponer al Consejo de Administración la aprobación de la Política de Selección de Consejeros que recoge el objetivo específico relativo a la presencia de mujeres en el Consejo de Administración en el año 2020.

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 Apartados anteriores.

C.1.6 bis Explique las conclusiones de la comisión de nombramientos sobre la verificación del cumplimiento de la política de selección de consejeros. Y en particular, sobre cómo dicha política está promoviendo el objetivo de que en el año 2020 el número de consejeras represente, al menos, el 30% del total de miembros del consejo de administración.

La Política de Selección de Consejeros se aprobó por el Consejo de Administración el 14 diciembre de 2015 por lo que, dada su reciente aprobación, la Comisión de Nombramientos no ha podido realizar posteriormente ninguna verificación de su cumplimiento. Con respecto al objetivo de que en el año 2020 el número de consejeras represente, al menos, el 30% del total de miembros del Consejo de Administración, la Política de Selección de Consejeros de Repsol establece expresamente, en las directrices que deben seguir todos los procesos de selección, que los candidatos a Consejero deberán ser personas cuyo nombramiento favorezca la diversidad de género en el seno del Consejo de Administración y que la Comisión de Nombramientos velará por que los procedimientos de selección no adolezcan de sesgos implícitos que puedan implicar discriminación alguna, buscando deliberadamente e incluyendo entre los potenciales candidatos a mujeres que reúnan el perfil profesional buscado, procurando que en 2020 el número de Consejeras represente, al menos, el 30% del total de miembros del Consejo de Administración.

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 3% del capital:

Nombre o denominación social del accionista	Justificación

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 María Nin Génova	Carta de 29 de abril de 2015 comunicando el cese en sus funciones ejecutivas dentro del Grupo La Caixa

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
D. Josu Jon Imaz	Todas las facultades del Consejo de Administración, salvo las legal o estatutariamente indelegables.

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
D. Josu Jon Imaz	Repsol Energy Resources Canada, Inc.	Consejero
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Repsol Energy Resources Canada, Inc.	Consejero

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. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Gas Natural SDG, S.A.	Consejero
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 Investimento, S.A.	Consejero
D. Isidro Fainé Casas	Suez Environnement Company	Consejero
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr, S.A.	Presidente y Consejero Delegado
D. Gonzalo Gortázar Rotaeche	CaixaBank, S.A.	Consejero Delegado
D. Gonzalo Gortázar Rotaeche	Grupo Financiera Inbursa	Consejero
D. Gonzalo Gortázar Rotaeche	Erste Group, AG	Miembro de Consejo de Vigilancia
D. Luis Carlos Croissier Batista	Adolfo Domínguez, S.A.	Consejero
D. Luis Carlos Croissier Batista	N+1 Dinamia, 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. Henri Philippe Reichstul	BRF,S.A.	Consejero

C.1.13 Indique y en su caso explique si el reglamento del consejo establece reglas sobre el número máximo de consejos de sociedades de los que puedan formar parte sus consejeros:

Sí [X] No [ ]

Explicación de las reglas
El artículo 18 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 Apartado derogado

C.1.15 Indique la remuneración global del Consejo de Administración:

Remuneración del Consejo de Administración (miles de euros)	12.831
Importe de los derechos acumulados por los consejeros actuales en materia de pensiones (miles de euros)	3.385
Importe de los derechos acumulados por los consejeros antiguos en materia de pensiones (miles de euros)	0

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. Miguel Martínez San Martín	D.G. Económico Financiero (CFO)
D. Pedro Fernández Frial	D. G. Estrategia, Sostenibilidad y Secretaría Técnica
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
Dña. Mª Victoria Zingoni	D.G. Downstream (desde el 8 de mayo de 2015)
D. Isidoro Mansilla Barreiro	D.C. Auditoría y Control
D. Miguel Klingenberg Calvo	D.C. Asuntos Legales (desde el 8 de mayo de 2015)

D. Antonio Lorenzo Sierra	D.C. Planificación, Control y Global Solutions (desde el 8 de mayo de 2015)
D. Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena	D.G. Comercial, Química y Gas & Power (hasta el 25 de febrero de 2015)

Remuneración total alta dirección (en miles de euros)	13.503

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 de accionistas significativos y/o en entidades de su grupo:

Nombre o denominación social del consejero	**Denominación social del accionista significativo**	**Cargo**
D. Isidro Fainé Casas	Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona	Presidente
D. Isidro Fainé Casas	Criteria Caixa, S.A.U	Presidente
D. Gonzalo Gortázar Rotaeche	VidaCaixa,S.A.	Presidente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Valoriza Gestión, S.A. (Grupo Sacyr)	Presidente
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr, S.A.U. (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	Sacyr Construcción, S.A.U (Grupo Sacyr)	Presidente y Consejero Delegado
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Concesiones, S.L. (Grupo Sacyr)	Presidente y Consejero Delegado
D. Manuel Manrique Cecilia	Valoriza Gestión, S.A. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Fluor, S.A. (Grupo Sacyr)	Consejero
D. Manuel Manrique Cecilia	Somague SGPS, S.A.	Vicepresidente

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. José Manuel Loureda Mantiñán	Sacyr , S.A.	Es titular indirecto del 7,81% 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 5,272% del capital social de Sacyr, S.A. a través de Cymofag, S.L.U.
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Participaciones Mobiliarias,S.L.	Es representante de Sacyr, S.A. en el cargo de Administrador Único
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Gestión de Activos, S.L.	Es representante de Sacyr, S.A. en el cargo de Administrador Único
D. Manuel Manrique Cecilia	Sacyr Finance, S.A.	Es representante de Sacyr, S.A. en el cargo de Administrador Único

C.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 junio de 2015, el Consejo de Administración acordó modificar el Reglamento del Consejo de Administración con el fin de adaptar su redacción: (i) a las modificaciones introducidas en la última reforma de la Ley de Sociedades de Capital y en el nuevo Código de Buen Gobierno de las sociedades cotizadas; (ii) a las consideraciones efectuadas por los Sres. Consejeros en la evaluación de la organización y funcionamiento del Consejo de Administración y recogidas en el Informe del asesor externo contratado a tal efecto, Egon Zhender; (iii) a la integración dentro del Grupo Repsol de Talisman Energy; y (iv) a la conveniencia de revisar el umbral económico de las inversiones cuya aprobación debe quedar reservada al Consejo de Administración y a su Comisión Delegada. Las modificaciones acordadas han reforzado las funciones del Consejo de Administración y sus Comisiones y entre otras cuestiones, se ha acordado en particular, la división de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones en dos comisiones distintas y la creación de una nueva Comisión de Sostenibilidad, en sustitución de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.

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, que está compuesta exclusivamente por Consejeros Externos, evalúa las competencias, conocimientos y experiencias necesarios en el Consejo y define las funciones y aptitudes necesarias en los candidatos que deban cubrir cada vacante, así como el tiempo y dedicación precisos para un adecuado desempeño de su cometido.

A su vez, esta Comisión, vela para que la política de selección de consejeros favorezca la diversidad de conocimientos, experiencias y género y es la responsable de establecer un objetivo de representación para el género menos representado en el Consejo de Administración y de elaborar orientaciones sobre cómo alcanzar dicho objetivo.

Asimismo, el Consejo de Administración aprobó el 14 de diciembre de 2015 la Política de Selección de Consejeros.

Nombramiento: La designación de los Consejeros corresponde a la Junta General, sin perjuicio de la facultad del Consejo de designar, por cooptación, a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan, hasta que se reúna la siguiente Junta General.

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 personas incursas en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos ni a sociedades, entidades o personas que se hallen en una situación de conflicto permanente de intereses con la Compañía, incluyendo a las entidades competidoras, a sus administradores, directivos o empleados y a las personas vinculadas o propuestas por ellas.

El nombramiento habrá de recaer además en personas que cumplan con 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.

Asimismo, no podrán ser propuestos o designados como Consejeros Independientes las personas que se indican en el apartado 2 del artículo 13 del Reglamento del Consejo de Administración. Por otro lado, los Consejeros 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 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 Independiente siempre que cumpla con todas las condiciones establecidas en el Reglamento del Consejo de Administración y su participación no sea significativa.

Las propuestas de nombramiento o ratificación de Consejeros que se eleven a la Junta General, así como los nombramientos por cooptación, se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos, en el caso de Consejeros Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos, en el caso de los restantes Consejeros.

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. Los Consejeros designados por cooptación ejercerán su cargo hasta la fecha en que se reúna la siguiente Junta General en la que, en su caso, se someterá a ratificación su nombramiento.

La Comisión de Nombramientos 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 a la Junta General se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos, en el caso de Consejeros Independientes, o (ii) previo informe de la Comisión de Nombramientos, 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.

El Consejo de Administración encargará una evaluación externa de su rendimiento a una compañía independiente especializada en la materia, al menos una vez cada tres años.

Cese: Los Consejeros cesarán en el cargo cuando haya transcurrido el período para el que fueron nombrados y en los demás supuestos en que así proceda conforme a la Ley, los Estatutos y el Reglamento del Consejo.

El Consejo de Administración no propondrá 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 (i) hubiere incumplido los deberes inherentes a su cargo; (ii) se encuentre en alguna de las situaciones descritas en el apartado C.1.21 siguiente; o (iii) incurra en alguna de las circunstancias en virtud de las cuales no pueda ser calificado como Consejero Independiente.

También podrá proponerse el cese de Consejeros Independientes a resultas de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que conlleven un cambio en la estructura accionarial de la Sociedad, en la medida en que resulte preciso para establecer un equilibrio razonable entre Consejeros Dominicales y Consejeros Independientes.

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 Explique en qué medida la evaluación anual del Consejo ha dado lugar a cambios importantes en su organización interna y sobre los procedimientos aplicables a sus actividades:

Descripción modificaciones
De acuerdo con lo previsto en el artículo 45quáter de los Estatutos Sociales y en el artículo 11.2 del Reglamento del Consejo de Administración, se llevó a cabo la evaluación de la organización y funcionamiento del Consejo de Administración de Repsol, S.A. y el de su Comisiones durante el ejercicio 2014, presentándose las conclusiones de dicha evaluación en la sesión del Consejo de Administración del mes de marzo. Como consecuencia de las conclusiones recogidas en el Informe y de otras consideraciones efectuadas por los Sres. Consejeros en el proceso de evaluación, se han llevado a cabo, entre otras, las siguientes medidas: - Creación de una nueva Comisión de Sostenibilidad, en sustitución de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa. - Se ha atribuido a la Comisión de Sostenibilidad la función de conocer, analizar e informar al Consejo de Administración acerca de las expectativas de los distintos Grupos de Interés de la Compañía, tales como accionistas y comunidad financiera, empleados, clientes, proveedores y sociedad en general. - Se ha aumentado el número de reuniones previstas para la Comisión Delegada y se le han atribuido mayores funciones de decisión en materia de inversiones.

C.1.20. bis Describa el proceso de evaluación y las áreas evaluadas que ha realizado el consejo de administración auxiliado, en su caso, por un consultor externo, respecto de la diversidad en su composición y competencias, del funcionamiento y la composición de sus comisiones, del desempeño del presidente del consejo de administración y del primer ejecutivo de la sociedad y del desempeño y la aportación de cada consejero.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 45quáter de los Estatutos Sociales y en el artículo 11 del Reglamento del Consejo de Administración, 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. Asimismo, al menos una vez cada tres años, el Consejo de Administración será auxiliado para la realización de la evaluación por un consultor externo.

Durante el ejercicio 2014 la firma independiente Egon Zhender asistió al Consejo Administración de Repsol, S.A., en su evaluación de organización y funcionamiento, presentándose las conclusiones de dicha evaluación en la sesión del Consejo de Administración del mes de marzo.

Con respecto a la evaluación anual del Consejo de Administración y de sus Comisiones, correspondiente al ejercicio 2015, se ha comenzado este proceso de evaluación de conformidad con lo establecido en los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo de Administración y las conclusiones de dicha evaluación se presentaran en una próxima reunión del Consejo.

C.1.20. ter Desglose, en su caso, las relaciones de negocio que el consultor o cualquier sociedad de su grupo mantengan con la sociedad o cualquier sociedad de su grupo.

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 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:

(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 Apartado derogado

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 20 y 23 del Reglamento del Consejo de Administración relativos, respectivamente, a la obligación de no competencia y a las operaciones vinculadas 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. También 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]

C.1.27 Indique si los estatutos o el reglamento del Consejo 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 alguna limitación en cuanto a las categorías en que es posible delegar, más allá de las limitaciones impuestas por la legislación. 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, y todo ello con sujeción a lo previsto en la Ley.

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 asistencias las representaciones realizadas con instrucciones específicas:

Número de reuniones del Consejo	12
Número de reuniones del Consejo sin la asistencia del Presidente	0

Si el presidente es consejero ejecutivo, indíquese el número de reuniones realizadas, sin asistencia ni representación de ningún consejero ejecutivo y bajo la presidencia del consejero coordinador

Número de reuniones	

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	5
Número de reuniones de la comisión de auditoría	11
Número de reuniones de la comisión de nombramientos	1
Número de reuniones de la comisión de retribuciones	2
Número de reuniones de la comisión de sostenibilidad	2

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:

Número de reuniones con la asistencia de todos los consejeros	12
% de asistencias sobre el total de votos durante el ejercicio	100%

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. Josu Jon Imaz San Miguel	Consejero Delegado
D. Miguel Martínez San Martín	Director General CFO

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 preceptiva 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, la auditoria interna y los sistemas de gestión de riesgos, incluidos los fiscales, 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. De modo particular cuidará de que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas en los términos que requiera la normativa interna o externa aplicable en cada momento.

- Velar por que el Consejo de Administración presente las cuentas a la Junta General sin limitaciones ni salvedades en el informe de Auditoría y que, en los supuestos excepcionales en los que existan salvedades, tanto el presidente de esta Comisión como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y el alcance de las limitaciones o salvedades.

- 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 o de riesgos 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 Apartado derogado

C.1.35 Indique, si los hubiera, los mecanismos concretos 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.

El artículo 34 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 su independencia .

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 34 del Reglamento del Consejo 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 y los correspondientes honorarios percibidos de 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 contener, en todo caso, la valoración de la prestación de los servicios distintos de la auditoría legal, individualmente considerados y en su conjunto, en relación con el régimen de independencia o con la normativa reguladora de auditoría.

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.

Asimismo, el Grupo Repsol ha aprobado y publicado en su página web, su Política de comunicación y contacto con accionistas, inversores institucionales y asesores de voto donde se define y establecen los principios y criterios que rigen las actuaciones de comunicación y contactos con los mismos.

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 [ ]

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)	1.118	1.189	2.307
Importe trabajos distintos de los de auditoría / Importe total facturado por la firma de auditoría (en %)	27	21	23

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 de la Comisión 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	14	14

	Sociedad	Grupo
Nº de ejercicios auditados por la firma actual de auditoría / Nº de ejercicios que la sociedad ha sido auditada (en %)	56%	56%

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 25: - 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, la Comisión de Retribuciones y la Comisión de Sostenibilidad 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 25: - 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, 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 19 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 usualmente 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 en los casos en que éste pretenda transmitir directamente, total o parcialmente, su participación. También en los supuestos de transmisión indirecta, esto es, cuando

se produzca en el socio un cambio de control y el valor de dicha participación es 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 o exploración, 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 Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions 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	289
Tipo de beneficiario	**Descripción del acuerdo**
Directivos: 6 Directores Generales (excluidos Consejeros Ejecutivos) y 281 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 Directores Generales 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 Directores Generales y resto de directivos designados con anterioridad a diciembre de 2012 se calcula en función de la edad, la antigüedad y el salario del Directivo. En el caso los designados con posterioridad a esta

	fecha, el importe de la misma se calcula en función del salario y antigüedad del directivo, dentro de un rango entre 12 y 24 mensualidades, o la legal, de ser esta superior. Adicionalmente se establece una compensación al compromiso de no competencia post-contractual de una anualidad de la retribución anual total en el caso de los Directores Generales (seis mensualidades el caso de uno de ellos) y una anualidad de la retribución, total o fija, según antigüedad del contrato, en el del resto de Directivos. En el caso de estos últimos, dicha compensación es con cargo a los programas de retribución plurianual de los que es titular el Directivo y, adicionalmente, con cargo al Plan de previsión en el caso de aquellos directivos con la compensación referida a su retribución total y de ser necesario, la empresa complementa hasta los citados importes. En los contratos directivos de algunos países no se contempla el compromiso de no competencia o no se establece compensación alguna por el mismo.
Consejeros Ejecutivos (2)	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 Anual de Remuneraciones que se pondrá a disposición de los accionistas con ocasión de la Junta General de 2016.

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 ejecutivos, dominicales, independientes y otros externos que las integran:

COMISIÓN DELEGADA

Nombre	Cargo	Categoría
D. Antonio Brufau Niubó	Presidente	Otro Externo
D. Josu Jon Imaz	Vocal	Ejecutivo
D. Isidro Fainé Casas	Vocal	Dominical
D. Manuel Manrique Cecilia	Vocal	Dominical
D. Rene Dahan	Vocal	Dominical
D. Artur Carulla Font	Vocal	Independiente
D. Henri Philippe Reichstul	Vocal	Independiente
D. J. Robinson West	Vocal	Independiente
D. Luis Suárez de Lezo Mantilla	Vocal y Secretario	Ejecutivo

% de consejeros ejecutivos	22,22%
% de consejeros dominicales	33,33%
% de consejeros independientes	33,33%
% de otros externos	11,11%

Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.

La Comisión Delegada está compuesta por el Presidente del Consejo de Administración (CdA) y un máximo de 8 Consejeros pertenecientes a las distintas categorías existentes, manteniendo una proporción semejante a la del CdA. La designación de sus miembros requiere el voto favorable de 2/3 de los Consejeros. Actúan como Presidente y Secretario quienes a su vez lo son del CdA.

Esta Comisión tiene delegadas permanentemente todas las facultades del CdA excepto las legal o estatutariamente indelegables. En aquellos casos en los que, a juicio del Presidente o de 3 miembros, la importancia del asunto lo aconsejara o así viniera impuesto por el Reglamento del CdA, los acuerdos se someterán a ratificación del CdA. Lo mismo será de aplicación para aquellos asuntos que el CdA hubiese remitido a la Comisión para su estudio reservándose la última decisión. En el resto de casos, los acuerdos adoptados por la Comisión serán válidos y vinculantes sin necesidad de ratificación posterior.

Durante el ejercicio 2015, la Comisión Delegada ha analizado, entre otras cuestiones, la operación de compra del Grupo Talisman y el Plan Estratégico 2016-2020 del Grupo Repsol.

Indique si la composición de la comisión delegada o ejecutiva refleja la participación en el consejo de los diferentes consejeros en función de su categoría:

Sí [X] No [ ]

En caso negativo, explique la composición de su comisión delegada o ejecutiva

COMISIÓN DE AUDITORIA Y CONTROL

Nombre	Cargo	Categoría
D. Javier Echenique Landiríbar	Presidente	Independiente
D. Ángel Durández Adeva	Vocal	Independiente
D. Luis Carlos Croissier Batista	Vocal	Independiente
D. Mario Fernández Pelaz	Vocal	Independiente

% de consejeros dominicales	**-**
% de consejeros independientes	100%
% de otros externos	**-**

Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.

La Comisión de Auditoría y Control está integrada por un mínimo de 3 Consejeros, debiendo ser todos Independientes. Son designados por el CdA, teniendo presentes sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o gestión de riesgos. El ejercicio del cargo es por un periodo de 4 años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo, cuando lo hagan en su condición de Consejero o de Independientes o cuando así lo acuerde el CdA, previo informe de la Comisión de Nombramientos. Los miembros nombrarán de entre ellos al Presidente que ejercerá el cargo por un período máximo de 4 años, al término del cual no podrá ser reelegido hasta pasado 1 año desde su cese, sin perjuicio de su continuidad como miembro de la Comisión. El Secretario será el del CdA.

Esta Comisión apoya al CdA 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 a la Sociedad. Asimismo, esta Comisión es competente para formular las propuestas sobre designación de los Auditores de Cuentas Externos, prórroga de su nombramiento y cese y elabora un Informe anual sobre sus actividades del que da cuenta al CdA y que es de carácter público.

La Comisión establece un calendario anual de sesiones, así como un Plan de Actuación para cada ejercicio. En todo caso, habrá de convocarse reunión si así lo considera su Presidente o lo solicitan 2 de sus miembros.

En el año 2015, la Comisión ha analizado, entre otras cuestiones, los estados financieros de la Sociedad y su Grupo Consolidado, ha formulado la propuesta de reelección de Deloitte como Auditor de Cuentas Externo para el ejercicio 2015 y ha supervisado los sistemas de información y control interno de riesgos.

Identifique al consejero miembro de la comisión de auditoría que haya sido designado teniendo en cuenta sus conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría o en ambas e informe sobre el número de años que el Presidente de esta comisión lleva en el cargo.

Nombre del consejero con experiencia	D. Ángel Durández Adeva
Nº de años del presidente en el cargo	1

COMISIÓN DE NOMBRAMIENTOS

Nombre	**Cargo**	**Categoría**
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. Gonzalo Gortázar Rotaeche	Vocal	Dominical

% de consejeros dominicales	40%
% de consejeros independientes	60%
% de otros externos	-

Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.

El 27 de mayo de 2015, el CdA acordó la división de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones en dos comisiones distintas, creándose así la Comisión de Nombramientos (CN) y la Comisión de Retribuciones (CR).

La CN está compuesta por un mínimo de 3 Consejeros Externos, debiendo ser la mayoría Independientes. Se designan por el CdA teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. El ejercicio del cargo es por un periodo de 4 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 CdA, previo informe de la Comisión de Auditoría y Control. El cargo de Presidente de esta Comisión será desempeñado por uno de sus miembros, que deberá ser Independiente, y el de Secretario por el del CdA.

Corresponden a esta Comisión, entre otras, funciones de propuesta e informe al CdA sobre la selección, nombramiento, reelección y cese de los Consejeros, el establecimiento de un objetivo de representación para el género menos representado, informar las propuestas de nombramiento y cese de Altos Directivos y sobre el cumplimiento por los Consejeros de los principios de Gobierno Corporativo o de otras obligaciones.

La Comisión se reunirá cada vez que el CdA o su Presidente 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 2 de sus miembros o sea procedente la emisión de informes.

Durante el ejercicio 2015 la CN ha analizado, entre otras cuestiones, la selección de los Consejeros D. J. Robinson West y D. Gonzalo Gortázar Rotaeche, la nueva estructura organizativa del Grupo tras la adquisición de Talisman y ha informado favorablemente la propuesta Política de Selección de Consejeros de Repsol, S.A.

COMISIÓN DE RETRIBUCIONES

Nombre	**Cargo**	**Categoría**
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. Gonzalo Gortázar Rotaeche	Vocal	Dominical

% de consejeros dominicales	40%
% de consejeros independientes	60%
% de otros externos	-

Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.

El 27 de mayo de 2015, el CdA acordó la división de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones en dos comisiones distintas, creándose así la Comisión de Nombramientos (CN) y la Comisión de Retribuciones (CR).

La CR está compuesta por un mínimo de 3 Consejeros Externos, debiendo ser la mayoría Independientes. Se designan por el CdA teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. El ejercicio del cargo es por un periodo de 4 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 CdA, previo informe de la Comisión de Auditoría y Control. El cargo de Presidente de esta Comisión será desempeñado por uno de sus miembros, que deberá ser Independiente, y el de Secretario por el del CdA.

Corresponden a esta Comisión, entre otras, funciones de propuesta e informe al CdA sobre la política de retribución del mismo y de la Alta Dirección, sobre las condiciones básicas de los contratos de los Altos Directivos, de comprobación de la observancia de la política retributiva establecida por la Sociedad, de verificación de la información sobre remuneraciones contenida en los distintos documentos corporativos o de informe sobre el uso de información y activos sociales con fines privados.

La Comisión se reunirá cada vez que el CdA o su Presidente 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 2 de sus miembros o sea procedente la emisión de informes.

Durante el ejercicio 2015 la CR ha informado y propuesto al CdA, entre otras cuestiones, la política de remuneraciones de los Consejeros correspondiente a los ejercicios 2015, 2016 y 2017, el Informe Anual de Remuneraciones correspondiente a 2014 y las nuevas condiciones contractuales del Sr. Brufau y del Sr. Imaz.

COMISIÓN DE SOSTENIBILIDAD

Nombre	**Cargo**	**Categoría**
Dña. María Isabel Gabarró Miquel	Presidenta	Independiente
D. Luis Carlos Croissier Batista	Vocal	Independiente
D. Gonzalo Gortázar Rotaeche	Vocal	Dominical
D. José Manuel Loureda Mantiñán	Vocal	Dominical

D. Javier Echenique Landiríbar	Vocal	Independiente

% de consejeros ejecutivos	-
% de consejeros dominicales	40%
% de consejeros independientes	60%
% de otros externos	-

Explique las funciones que tiene atribuidas esta comisión, describa los procedimientos y reglas de organización y funcionamiento de la misma y resuma sus actuaciones más importantes durante el ejercicio.

El 27 de mayo de 2015, el CdA acordó la creación de una nueva Comisión de Sostenibilidad (CS) en sustitución de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.

La CS está compuesta por un mínimo de 3 Consejeros, debiendo ser la mayoría Externos. Se designan por el CdA, teniendo presentes los conocimientos, aptitudes y experiencia de los Consejeros y los cometidos de la Comisión. El ejercicio del cargo es por un periodo de 4 años. Sin perjuicio de una o más reelecciones, cesarán al expirar el plazo, cuando lo hagan en su condición de Consejero o cuando así lo acuerde el CdA, previo informe de la Comisión de Nombramientos. Actuará como Presidente de esta Comisión uno de sus miembros y como Secretario el del CdA.

A esta Comisión le corresponde, entre otras funciones, conocer y orientar la política, objetivos y directrices del Grupo en el ámbito medioambiental, de seguridad y de Responsabilidad Social, analizar e informar al CdA acerca de las expectativas de los distintos grupos de interés de la Compañía y supervisar los procesos de relación con éstos, proponer al CdA la aprobación de una Política de Sostenibilidad y revisar y evaluar los sistemas de gestión y control de riesgos no financieros.

Las reuniones se celebrarán con la periodicidad que se determine, cada vez que la convoque su Presidente o lo soliciten 2 de sus miembros. Durante el ejercicio 2015 la Comisión ha propuesto al CdA la Política de Sostenibilidad y la Política de comunicación y contactos con accionistas, inversores institucionales y asesores de voto, ha informado el Informe de Responsabilidad Corporativa correspondiente al ejercicio 2014, ha llevado a cabo el seguimiento de los indicadores de seguridad y medio ambiente y ha analizado las expectativas de los distintos grupos de interés.

Los respectivos Presidentes de las Comisiones informan al CdA periódicamente sobre el desarrollo de las actuaciones de éstas. Asimismo, al menos una vez al año, las Comisiones evalúan su funcionamiento y la calidad y eficiencia de sus trabajos, dando cuenta al CdA. El Secretario de las Comisiones levantará acta de los acuerdos adoptados en cada sesión, entregándose copia de los mismos a los miembros del CdA.

C.2.2 Complete el siguiente cuadro con la información relativa al número de consejeras que integran las comisiones del consejo de administración al cierre de 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%
Comisión de Nombramientos	1 – 20%	N.A.	N.A.	N.A.
Comisión de Retribuciones	1 – 20%	N.A.	N.A.	N.A.
Comisión de Sostenibilidad	1-20%	N.A.	N.A.	N.A.

C.2.3 Apartado derogado

C.2.4 Apartado derogado

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 2015.

Comisión de Nombramientos

La regulación interna de la Comisión de Nombramientos 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).

Comisión de Retribuciones

La regulación interna de la Comisión de 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).

Comisión de Sostenibilidad

La regulación interna de la Comisión de Sostenibilidad 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 Apartado derogado

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:

Procedimiento para informar la aprobación de operaciones vinculadas
De acuerdo con lo previsto en el artículo 22 bis de los Estatutos Sociales y en el artículo 23 del Reglamento del Consejo de Administración, 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 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 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 del experto independiente previstos en la letra (b) precedente y, si lo considerase oportuno, su propio informe al respecto.

Las operaciones vinculadas distintas de las anteriores requerirán únicamente la autorización del Consejo de Administración, previo informe de la Comisión de Nombramientos. Excepcionalmente, las operaciones vinculadas cuya autorización corresponde al Consejo podrán ser autorizadas por la Comisión Delegada, con posterior ratificación del Consejo en pleno, cuando razones de urgencia así lo aconsejen.

La autorización anterior no será precisa en aquellas operaciones vinculadas que cumplan simultáneamente las tres condiciones siguientes:

i. que las operación se realicen en virtud de contratos cuyas condiciones estén estandarizadas y se apliquen en masa a un elevado número de clientes;
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.

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.

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	Contratos de Arrendamiento Operativo	87
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Recepciones de servicios	6.232
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Compra de bienes terminados o no	133
SACYR, S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Prestaciones de servicios	4.339
SACYR, S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Venta de bienes terminados o no	8.729
SACYR, S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Otras	186.860
SACYR, S.A	GRUPO REPSOL	Comercial	Compras de inmovilizado material	69.940
SACYR, S.A	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y avales	65.567
SACYR, S.A.	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	116.831
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Intereses abonados	14.957
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Contratos de arrendamiento operativo	305
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Recepciones de servicios	7.828
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Aportaciones a planes de pensiones y seguros de vida	20.408
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Intereses cargados	39.296
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Intereses devengados pero no cobrados	24
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Prestaciones de servicios	3.178
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Venta de bienes terminados o no	252
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Comercial	Ventas de inmovilizado financiero	22.682
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Acuerdos de financiación: préstamos	564.835
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Garantías y avales	332.893
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	153.460
CAIXABANK ,S.A.	GRUPO REPSOL	Contractual	Otras	1.386.462

TEMASEK HOLDINGS (PRIVATE) LIMITED	GRUPO REPSOL	Comercial	Otras	2.420.038
TEMASEK HOLDINGS (PRIVATE) LIMITED	GRUPO REPSOL	Comercial	Venta de bienes terminados o no	87.922
TEMASEK HOLDINGS (PRIVATE) LIMITED	GRUPO REPSOL	Societaria	Dividendos y otros beneficios distribuidos	79.299

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: préstamos	170

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)**
Greenstone Assurance Ltd.	Garantías y avales prestados	1.745
Greenstone Assurance Ltd.	Garantías canceladas	1.378
Greenstone Assurance Ltd.	Otros ingresos	8
Rex Liberia Sucursal	Prestaciones de servicios	113

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 abstenerse de participar en la deliberación y votación de acuerdos o decisiones en las que él o una persona vinculada tenga un conflicto de intereses, directo o indirecto. Asimismo, los Consejeros deben adoptar las medidas necesarias para evitar incurrir en situaciones en las que sus intereses, sean por cuenta propia o ajena, puedan entrar en conflicto con el interés social y con sus deberes para con la Sociedad.

Los Consejeros deberán comunicar también al Consejo de Administración, a través de su Presidente o Secretario, cualquier situación de conflicto, directo o indirecto, que ellos o personas vinculadas a ellos pudieran tener con el interés de la Sociedad.

Adicionalmente, el Consejero deberá informar a la Comisión de Nombramientos de sus restantes obligaciones profesionales y actividades retribuidas que realice cualquiera que sea su naturaleza, 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 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.

Los artículos 19 a 23 del Reglamento del Consejo recogen las obligaciones que deben cumplir los Consejeros en cumplimiento del deber de lealtad, 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.

Asimismo, 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 el procedimiento que debe seguirse en aquellas situaciones que potencialmente puedan suponer la aparición de conflictos de intereses con el Grupo Repsol, estableciendo como regla general el principio de la abstención y el deber de 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, también define y regula en su apartado 3.6 el procedimiento de actuación ante situaciones que puedan dar lugar a un potencial conflicto de interés.

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, incluidos los de naturaleza fiscal.

El Grupo Repsol desarrolla actividades en múltiples países, condiciones y entornos, y en todas las fases de la cadena de valor del negocio energético. De esta forma se encuentra expuesta a riesgos de diferente naturaleza (estratégicos, operacionales y financieros) que pueden afectar al desempeño futuro de la organización y que deben mitigarse de la forma más efectiva posible.

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, tanto en el ámbito de los órganos de gobierno corporativos como en la gestión de los negocios.

Repsol viene trabajando desde hace años en un modelo de gestión integrada de riesgos con el objetivo de anticipar, gestionar y controlar los riesgos con visión de conjunto. El Sistema de Gestión Integrada de Riesgos de Repsol (SGIR) permite suministrar una visión global y fidedigna de todos los riesgos que pueden afectar a la Compañía, independientemente de su naturaleza.

El compromiso de Repsol de implantar el SGIR se plasma en la Política de Gestión de Riesgos de Repsol y sus principios se concretan en una Norma de Gestión Integrada de Riesgos aprobada por el Comité Ejecutivo Corporativo de la Compañía. Este modelo de gestión está inspirado en el estándar internacional de referencia ISO 31000 y el Modelo de las Tres Líneas de Defensa.

Los pilares fundamentales del SGIR son:

- La Alta Dirección lidera la gestión integrada de riesgos.

- Se integra en todos los procesos de gestión y actividades de la compañía, siempre con el enfoque global aportado por la Dirección de Riesgos.

- Participan los negocios y las áreas corporativas, convirtiéndose en unidades con distintos niveles de responsabilidad y especialización (unidades gestoras de riesgos, unidades supervisoras y unidades auditoras) así como la Dirección de Riesgos que ejerce funciones de coordinación y gobierno del sistema.

- Asegura que todos los riesgos son gestionados conforme a un proceso común de identificación, valoración y tratamiento.

- Promueve la mejora continua para ganar en eficiencia y capacidad de respuesta.

E.2 Identifique los órganos de la sociedad responsables de la elaboración y ejecución del Sistema de Gestión de Riesgos, incluido el fiscal.

Consejo de Administración

El Consejo de Administración en pleno se reserva la facultad de aprobar las políticas y estrategias generales de la Sociedad, entre las que se encuentra la política de control y gestión de riesgos, incluidos los fiscales, y la supervisión de los sistemas internos de información y control.

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, la Auditoría interna y los sistemas de gestión de riesgos, incluidos los fiscales, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

Comisión de Sostenibilidad

De acuerdo con el Reglamento del Consejo de Administración de Repsol, la Comisión de Sostenibilidad revisa y evalúa los sistemas de gestión y control de riesgos en materia no financiera, especialmente relacionados con asuntos de su competencia.

Comité Ejecutivo Corporativo

El Comité Ejecutivo Corporativo 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.

Desde la Alta Dirección de Repsol, el Sistema de Gestión Integrada de Riesgos es visto no sólo como una herramienta para definir la estrategia de la compañía, sino también para mejorar las operaciones y asumir con flexibilidad situaciones críticas saliendo fortalecidos.

El Sistema de Gestión de Riesgos Integrada 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, incluidos los fiscales, que pueden afectar a la consecución de los objetivos de negocio.

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
- 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 las actividades de Repsol
  - Exploración y explotación de hidrocarburos (Upstream): dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas.
  - Negocios industriales y comercialización de productos derivados del petróleo (Downstream)
- 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
- La tecnología de la información y su fiabilidad y robustez son un factor fundamental en el mantenimiento de nuestras operaciones
- Conductas indebidas o incumplimientos de la normativa aplicable por parte de nuestros empleados puede dañar la reputación del Grupo Repsol
- Repsol está expuesto a corrientes de opinión negativas que pueden dañar su imagen y reputación, afectando a sus oportunidades de negocio

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: Ver capítulo Gestión del Riesgo (apartado “Factores de riesgo”) del Informe de Gestión Consolidado 2015 de Repsol.

E.4 Identifique si la entidad cuenta con un nivel de tolerancia al riesgo, incluido el fiscal.

La Compañía ha establecido niveles de tolerancia, que en función de cada tipo 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 tres dimensiones de impacto (Económica, Reputación e Imagen, y Personas) y la probabilidad.

Durante 2015, y con el propósito de obtener un Mapa de Riesgos consolidado a nivel de Grupo, la compañía ha continuado desarrollando Talleres de Riesgos. Cada Taller cuenta con la participación de un grupo de expertos de los negocios/ áreas de Repsol, lo que permite obtener una visión de conjunto de los riesgos claves con una métrica común e identificar medidas de mitigación eficientes.

Para Repsol, el Mapa de Riesgos es la pieza central que identifica los riesgos relevantes y los clasifica de acuerdo a su importancia. Para ello, la Compañía dispone de una metodología que permite caracterizar de una forma sencilla, entendible y robusta los riesgos y cuantificar el potencial impacto (según las tres dimensiones indicadas anteriormente) que puede sufrir la unidad de negocio o área en caso de materializarse.

E.5 Indique qué riesgos, incluidos los fiscales, se han materializado durante el ejercicio.

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, incluidos los fiscales.

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.

En este sentido, durante el proceso de elaboración del Mapa de Riesgos 2015 se ha trabajado en la identificación de nuevas líneas de respuesta y consolidación de las ya existentes, principalmente mediante acciones de mitigación, para aquellos riesgos más relevantes para la Compañía.

Además, la organización ha comenzado a trabajar, en algunos riesgos de alta criticidad, en una herramienta que permite obtener una visión integrada de los factores que inciden en la materialización del evento de riesgo y en sus consecuencias, con el objetivo de prevenir su ocurrencia y/o reducir sus impactos. Esto permite orientar el esfuerzo hacia el tratamiento del riesgo poniendo foco en la detección y gestión de las barreras y controles (medidas preventivas y de contingencia).

Adicionalmente, 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
- Políticas Fiscales, Entorno 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.

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 formulación de las Cuentas Anuales e Informe de Gestión, tanto individuales como consolidadas y su presentación a la Junta General de Accionistas. 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, incluidos los fiscales, la supervisión de los sistemas internos de información y control y la aprobación de la información financiera que, por su condición de cotizada, la Sociedad deba hacer pública periódicamente.

El Reglamento atribuye además al Consejo la aprobación de los códigos éticos y de conducta de la Sociedad, el desarrollo 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.

El apartado C. 1 de este Informe recoge la información relativa a la estructura del Consejo de Administración y a su composición.

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 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.

La Comisión de Auditoría y Control se encuentra formada en su totalidad por Consejeros Externos Independientes, con conocimientos y experiencia en materia de contabilidad, auditoría y/o en gestión de riesgos. Su Presidente cuenta además con una gran experiencia en gestión empresarial, de riesgos y financiera y tiene amplios conocimientos sobre los procedimientos contables. La estructura y funcionamiento de esta Comisión viene recogida en el apartado C.2.1 de este Informe, donde se hace referencia expresa al régimen de nombramiento del Presidente de esta Comisión.

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, la auditoría interna y los sistemas de gestión de riesgos, incluidos los fiscales, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

Asimismo, de acuerdo con el citado Reglamento, corresponden a la Comisión de Auditoría y Control las siguientes funciones relacionadas con el proceso de elaboración de la información financiera:

- Supervisar el proceso de elaboración y presentación de la información financiera preceptiva 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.

- 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.

- Cuidar que las Cuentas Anuales que hayan de presentarse al Consejo de Administración para su formulación estén certificadas 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.

- Velar por que el Consejo de Administración presente las cuentas a la Junta General sin limitaciones ni salvedades en el informe de Auditoría y que, en los supuestos excepcionales en que existan salvedades, tanto el presidente de la Comisión como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y alcance de las limitaciones o salvedades.

- 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.

- 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.

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 al estudio, diseño, aprobación, 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 estructura organizativa se representa en un organigrama y dimensionamiento definidos. Para la aprobación de una estructura se requieren dos roles aprobadores, el aprobador de línea y el de la Dirección General de Personas y Organización, según los niveles establecidos en la normativa.

El principio organizativo que rige la aprobación de estructuras se sustenta en la premisa de que una estructura no debe ser aprobada por su responsable directo, sino por el superior jerárquico de éste.

Por su parte, existe una unidad organizativa responsable de reflejar en el sistema informático los cambios organizativos aprobados, según el plan de implantación definido, lo que permite asegurar el cumplimiento de los requerimientos establecidos en materia de control interno.

- **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, y el compromiso de desarrollar sus actividades de acuerdo con la legislación en vigor en todos los ámbitos de actuación y países.

Con carácter general, las nuevas incorporaciones al Grupo son informadas sobre la existencia de la "Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol", 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 de los empleados de Repsol", con el fin de reforzar el conocimiento de la misma y su adecuado cumplimiento.

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 para su consulta. La primera de dichas normas es la "Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol".

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 con especial atención a la "Norma de Ética y Conducta de los empleados de Repsol".

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 dispone de 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 misma 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.

Por último, en el ámbito de las sociedades españolas y con el fin de adaptarse al nuevo entorno regulatorio español sobre la responsabilidad penal de la persona jurídica, el Grupo ha aprobado la norma del "Modelo de Prevención de Delitos" y el procedimiento de "Investigaciones Internas" a través de los que estructura el modelo de prevención y respuesta frente a posibles conductas ilícitas, relacionadas, entre otros, con aspectos éticos imputables a la persona jurídica, con el fin de prevenir y , al menos, reducir el riesgo de su eventual comisión También ha designado a la Comisión de Ética como Órgano de Prevención Penal.

- **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 establecer un mecanismo que permita a los empleados comunicar de manera confidencial y, si resulta posible, anónima, las posibles irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables.

En este sentido, 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.

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 riesgos y auditoría y control interno. Para ello, se elabora una planificación de las necesidades formativas a cubrir tanto a corto como a medio plazo y se diseña el plan anual correspondiente, identificando y prestando atención no solo a la acción formativa más ajustada a cada colectivo, sino también facilitando el seguimiento del grado de cumplimiento de los objetivos establecidos y de la calidad de la formación impartida a cada empleado. Dentro de esta planificación, se contempla la realización de diferentes acciones de divulgación de los modelos formalizados de Cumplimiento y Control, en particular del Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF), a las diferentes áreas y personas implicadas en estos modelos.

Para dar respuesta a estas necesidades se utilizan tanto recursos internos, con acciones formativas 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.**

El Grupo Repsol dispone de un proceso de gestión integrada de riesgos, tal y como se indica en el apartado E.1. de este Informe. Dicho proceso establece una metodología homogénea para la identificación y valoración de los mismos, por parte de las áreas responsables en la Organización. Como resultado de dicho proceso, se elabora el Mapa de Riesgos del Grupo Repsol, del que forman parte los riesgos de reporte financiero.

La identificación de los principales riesgos que pudieran afectar, a los objetivos de la información financiera relacionados con la integridad, valoración y presentación de las operaciones, derechos y obligaciones 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.

El riesgo de fraude sobre el reporte financiero, integrado en el inventario de riesgos de reporte financiero dentro de la categoría "Entorno general de control", se analiza de forma específica 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 fraude en la evaluación de riesgos, se contemplan en el marco metodológico de COSO 2013, ("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). Al respecto se han definido las siguientes categorías de riesgo de fraude de reporte financiero:

- Capacidad de la gerencia para eludir el control interno.
- Error intencionado en los Estados Financieros.
- Uso inadecuado de activos.

- **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.**

El inventario de riesgos de reporte financiero cubre los principales riesgos asociados al proceso de elaboración de los estados financieros, así como aquellos otros riesgos de distinta tipología (operativos, financieros, de cumplimiento fiscal, laboral, regulatorio,etc.) en la medida en la que los mismos puedan impactar de forma relevante 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.

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. de este Informe.

- **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.**

Existe un proceso mediante el cual se identifican los cambios en las participaciones accionariales en las sociedades del Grupo. Una vez comunicados los cambios se analiza la estructura de control, teniendo en cuenta los principios recogidos en las normas contables de aplicación y se determina el método mediante el cual esa sociedad debe formar parte del perímetro de consolidación.

A partir del perímetro de consolidación y de forma coordinada con el proceso de identificación y actualización periódica del inventario de riesgos de reporte financiero, se determina el modelo de alcances, y los procesos y sociedades que deben ser alcanzados por su relevancia y materialidad. En dicha identificación se tienen en cuenta tanto criterios de índole cuantitativa como cualitativa.

En la determinación de las sociedades que forman parte del modelo se tienen en cuenta aquéllas 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 aquellas sociedades en las que existe control conjunto, ya que las decisiones estratégicas de las actividades, tanto operativas como financieras, requieren el consentimiento de las partes que están compartiendo el control.

- **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.**

El Grupo Repsol contempla en el proceso de identificación y evaluación de los riesgos de reporte financiero, aquéllos identificados en otras Unidades del Grupo de diferente naturaleza que pueden afectar a la consecución de los objetivos de la Organización, tanto de tipo operacional y estratégico, como de cumplimiento, e igualmente de forma significativa a la elaboración de los estados financieros.

- **Qué órgano de gobierno de la entidad supervisa el proceso.**

El Consejo de Administración se reserva la competencia de aprobar la política de control y gestión de riesgos, incluidos los de reporte financiero y los fiscales, y la supervisión de los sistemas internos de información y control.

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, la auditoría interna y los sistemas de gestión de riesgos, incluidos los fiscales, para que los principales riesgos se identifiquen, gestionen y den a conocer adecuadamente.

El Comité Ejecutivo Corporativo aprueba los elementos de gobierno necesarios en el ámbito de la gestión de riesgos, vigila su correcta aplicación y realiza el seguimiento del desempeño de la Compañía en materia de riesgos.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control tiene la responsabilidad de evaluar el diseño y el funcionamiento de los sistemas de gestión de riesgos del Grupo.

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 Grupo Repsol dispone de un sistema de control interno sobre la información financiera (SCIIF) que permite atender los requisitos 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 Ministerial ECC/461/2013, de 20 de marzo, por la que se determinan el contenido y la estructura del informe anual de gobierno corporativo, la Ley 31/2014, de 3 de diciembre, por la que se modifica la Ley de Sociedades de Capital para la mejora del gobierno corporativo y la Circular 7/2015, de 22 de diciembre, por la que se modifica 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 de control interno sobre la información financiera (SCIIF) está desplegado a partir del marco metodológico de COSO (2013) (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*) recogido en su informe *Internal Control-Integrated Framework*, 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 mediante un proceso integrado que consta de los siguientes cinco componentes desarrollados a través de diecisiete principios de acuerdo a lo establecido en el marco COSO 2013.

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.

El SCIIF está integrado en la Organización mediante el establecimiento de un esquema de roles y responsabilidades para los distintos órganos y funciones, recogidos en los procedimientos que se encuentran debidamente aprobados y difundidos dentro del Grupo. Adicionalmente a lo descrito en el apartado F.1.1 de este Informe 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 **órganos de gobierno y unidades organizativas del Grupo que tienen asignados roles relevantes en esta materia**:

- ***Consejero Delegado y Director General CFO.***

Al cierre del ejercicio, todos los propietarios 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 Consejero Delegado (CEO) y del Director General CFO.

- ***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 del Consejo de Administración y al Consejero Delegado.

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 los órganos de Dirección y Administración del Grupo, de forma que permita decidir anticipadamente sobre la información que deba ser 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 diferentes negocios.

- ***Unidades de Negocio y Áreas Corporativas identificadas como "propietarios de los controles":***

Dentro del Grupo, las distintas Unidades de Negocio y Áreas Corporativas identificadas como "propietarios 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, así como el reporte económico financiero. Asimismo 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, el asesoramiento de carácter tributario, el seguimiento, evaluación e implantación de los cambios normativos, la identificación, control, seguimiento, evaluación y gestión de los riesgos fiscales, y de la elaboración de la información fiscal para los estados financieros. Asimismo, de conformidad con el Código de Buenas Prácticas Tributarias y con la Ley 31/2014, de reforma de la Ley de Sociedades de Capital para la mejora del gobierno corporativo, el Consejo de Administración, dentro de sus competencias indelegables en el área fiscal, verifica anualmente la correcta aplicación de las políticas fiscales por parte de 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.

- Las Unidades que garantizan 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, con el objetivo de asegurar la continuidad y el desarrollo de los planes de negocio.

- La Unidad que establece las pautas para la definición de la estructura organizativa y dimensionamiento del Grupo, así como las directrices y criterios que rigen el desarrollo del marco normativo interno y define el Plan Anual de Formación.

- 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 acciones, 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 éste 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.

- La unidad que define las directrices, criterios e indicadores del control de la gestión, realiza el seguimiento de la actividad de los negocios y de las inversiones aprobadas y el control del cumplimiento de los compromisos asumidos, proponiendo, en su caso, medidas correctoras.

Procesos, actividades y controles

La documentación que integra el SCIIF está constituida, básicamente, por los siguientes elementos:

- Mapa de riesgos de reporte financiero.
- Modelo de alcances.
- Documentación soporte 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.

El modelo SCIIF se apoya en un conjunto de normas y procedimientos y se recoge en el Manual de Control Interno sobre la Información Financiera.

El sistema de control interno sobre la información financiera se articula a través de un proceso en el que a partir de la identificación y evaluación de los riesgos de reporte financiero, se define un modelo de alcances que incluye los epígrafes relevantes de los estados financieros, las sociedades alcanzadas, el conjunto de procesos relevantes y materiales para la elaboración, revisión y posterior divulgación de la información financiera, y las actividades de control orientadas a la prevención y detección de errores, incluidos los de fraude, que pudiesen derivarse de los mismos.

Con el fin de definir las sociedades alcanzadas se parte del proceso de actualización del perímetro de consolidación. Como ha quedado explicado en el apartado F.2.1 de este Informe, existe un proceso de actualización del mismo a partir de los cambios en las participaciones accionariales y los efectos de éstos en la estructura de control de las sociedades participadas, teniendo en cuenta lo establecido en las normas contables aplicables. En el SCIIF se incluyen controles operativos para las sociedades en las que se ejerce, directa o indirectamente el control. Adicionalmente para el resto de las sociedades relevantes no controladas incluidas en el perímetro de consolidación, se establecen, controles orientados a velar por la homogeneidad, validez y fiabilidad de la información financiera facilitada por estas para su incorporación a los estados financieros consolidados.

Para cada uno de los procesos relevantes y sociedades alcanzadas del perímetro de consolidación, se identifican sus riesgos de reporte financiero significativos y las actividades de control mitigantes de dichos riesgos.

En el SCIIF se distingue la siguiente tipología de controles:

- **Manuales**: aquellos cuya ejecución reside en acciones realizadas por personas, pudiendo utilizar para ello herramientas o aplicaciones informáticas.

- **Automáticos**: aquellos cuya ejecución descansa en el funcionamiento de las herramientas o aplicaciones informáticas.

- **Controles generales del ordenador**: aquellos que garantizan, razonablemente, la confiabilidad, integridad, disponibilidad y confidencialidad de la información contenida en las aplicaciones consideradas relevantes para el reporte financiero.

Estos tres tipos de controles a su vez pueden caracterizarse como:

- **Preventivos**: destinados a prevenir la existencia de errores o de situaciones de fraude que puedan dar lugar a un error en la información financiera del Grupo Repsol.

- **Detectivos:** cuyo objetivo es detectar errores o situaciones de fraude ya acaecidos y que puedan dar lugar a un error en la información financiera del Grupo Repsol.

Juicios, estimaciones, valoraciones y proyecciones relevantes

El proceso de elaboración de la información financiera requiere, en ocasiones, 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 negocio y financieras.

En este sentido, el Grupo dispone de una metodología orientada a identificar áreas responsables y a establecer criterios homogéneos en materia de juicios, estimaciones y valoraciones en los procesos considerados relevantes para la elaboración de información financiera. En concreto y de acuerdo a lo expuesto en la Nota 3 "Estimaciones y juicios" de la Memoria Consolidada del Grupo Repsol correspondiente al ejercicio 2015, las relativas a la determinación de las reservas de crudo y de gas, combinaciones de negocio, las provisiones por litigios, desmantelamientos y otras contingencias, el cómputo del impuesto sobre beneficios y activos y pasivos por impuestos diferidos, el test de deterioro y el cálculo del valor recuperable de los activos y la valoración a mercado de los instrumentos financieros. Los resultados de estas estimaciones son reportados a los órganos de Dirección y Administración del Grupo.

Los órganos antes mencionados son informados de forma regular, sobre cualquier asunto ocurrido que pueda afectar a la marcha de los negocios y que pudiera tener un efecto relevante en los estados financieros del Grupo. Asimismo, periódicamente monitorizan las principales variables de entorno que tengan o puedan 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 sistemas de información, se ha establecido un Marco de Control de los Sistemas de Información, formado por un conjunto de controles denominados "controles generales de ordenador" que garantizan razonablemente la confiabilidad, integridad, disponibilidad y confidencialidad de la información contenida y tratada 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 del Marco de Control de los Sistemas de Información a través de la validación de los controles generales de ordenador que lo conforman.

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 relevantes para el reporte financiero 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 dispone de un procedimiento para la identificación, el establecimiento de criterios de control y la supervisión de las actividades subcontratadas a terceros en los distintos procesos de negocio. De acuerdo a este procedimiento, se analiza el impacto y la naturaleza de las actividades que desarrollan estos proveedores, concluyendo, sobre si las actividades realizadas afectan de modo material a los estados financieros en los siguientes aspectos:

- Transacciones significativas para los estados financieros del Grupo.

- Procedimientos manuales o automáticos para iniciar, registrar, procesar o reportar transacciones significativas desde su inicio hasta su inclusión en los estados financieros.

- Registros contables manuales o automáticos que soportan la captura, registro, procesamiento y reporte de transacciones, información o cuentas específicas de los estados financieros del Grupo.

- Sistemas de Información relevantes en la captura de eventos y condiciones significativas para registrar los resultados de operaciones y la preparación de los estados financieros.

- Proceso de reporte financiero utilizado para preparar los estados financieros, incluyendo las estimaciones contables y los desgloses de información significativos.

Una vez identificadas las actividades subcontratadas que pueden afectar de modo material a los estados financieros, se supervisa el adecuado control interno de los servicios prestados. En este sentido, de acuerdo a la metodología establecida en el marco de COSO 2013 y en la ISA 402 (International Standard on Auditing) el Grupo Repsol opta por los siguientes enfoques:

- Realizar evaluaciones independientes del sistema de control interno del proveedor.

- Solicitar al tercero subcontratado un informe de auditoría independiente con el objetivo de obtener información relevante en relación a su control interno. Entre los ejemplos de informes se incluyen los informes SOC (Service Organization Control) en virtud de la norma SSAE 16 del AICPA (American Institute of Certified Public Accountants) o la norma ISAE 3402 (International Standard on Assurance Engagements 3402).

- Entendimiento por parte del usuario del servicio de la naturaleza del mismo y la identificación de controles mitigantes dentro del proceso de reporte financiero del Grupo Repsol.

La Unidad de Control de Reservas audita las estimaciones de las reservas elaboradas por las unidades de negocio, a través de auditorías internas y externas. Los aspectos significativos identificados sirven de base para ajustar la determinación de las reservas, según el Manual de Reservas del Grupo, siendo presentados al Comité Ejecutivo Corporativo 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 el marco regulatorio que aplica 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 de forma periódica a las unidades organizativas implicadas en la elaboración de la información financiera.

Asimismo se dispone de manuales de criterios contables en los que se establecen las normas, políticas y criterios contables adoptados por el Grupo. Dichos manuales se revisan y actualizan periódicamente y siempre que se produce un cambio relevante en el marco normativo. Los manuales se encuentran disponibles 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) de este Informe.

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 de Administración, la Comisión de Auditoría y Control se encarga de supervisar el proceso de elaboración y presentación, así como la integridad de la información financiera 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 del Grupo.

La planificación anual de auditoría interna está orientada a evaluar y supervisar el correcto funcionamiento y adecuación de los sistemas de control interno y gestión de riesgos del Grupo (operacionales, estratégicos, financieros y de cumplimiento).

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 del 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 Corporativa 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 dicha evaluación.

La Dirección Corporativa de Auditoría y Control ha realizado su evaluación sobre la efectividad del SCIIF correspondiente al ejercicio 2015, no habiéndose detectado salvedades, concluyendo que el mismo es efectivo basándose en los criterios establecidos por COSO 2013.

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, de este Informe, 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

El 8 de mayo de 2015 Repsol adquirió el 100% de Talisman Energy Inc. (en adelante “Talisman”), sociedad constituida de acuerdo a la ley de Sociedades Mercantiles canadiense (“Canada Business Corporations Act”), y cuyas acciones estaban admitidas a cotización en los mercados de valores de Toronto y Nueva York.

Durante el ejercicio 2014, Talisman, en su condición de sociedad cotizada en la Bolsa de Nueva York, se encontraba sujeta a la supervisión del organismo regulador del mercado de valores en Estados Unidos (Securities and Exchange Commission-SEC). En concreto, en materia de control interno sobre el reporte financiero, se encontraba bajo el ámbito de aplicación de la Ley Sarbanes Oxley y de las pautas desarrolladas al respecto por la propia Securities and Exchange Commission (SEC).

Con fecha 3 de marzo de 2015 Ernst & Young LLP emitió su informe relativo al Sistema de Control Interno sobre el Reporte Financiero (SCIRF) de Talisman referido al ejercicio 2014, en el que manifestaba que la compañía mantenía, en todos los aspectos materiales, un Sistema de Control Interno sobre el Reporte Financiero (SCIRF) efectivo y basado en las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control Integrated Framework (2013 Framework).

Una vez finalizado el proceso de la adquisición se procedió a la exclusión de cotización de las acciones ordinarias de Talisman en las Bolsas de Toronto y Nueva York.

No obstante, Talisman, continúa siendo emisor de valores en virtud de las leyes canadienses y por tanto sigue estando sujeta a ciertas obligaciones de información aplicables a los emisores de valores.

En este sentido, en el ejercicio 2015, Talisman ha mantenido la vigencia de su SCIRF con el mismo nivel de exigencia que en años anteriores, habiendo sido verificada su efectividad por el auditor externo Ernst & Young LLP.

En 2015, y tras la adquisición, se han incluido en el SCIIF del Grupo Repsol aquellos procesos y controles relevantes sobre la información financiera de Talisman.

F.7 Informe del auditor externo

Informe de:

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 2015.

G GRADO DE SEGUIMIENTO DE LAS RECOMENDACIONES DE GOBIERNO CORPORATIVO

Indique el grado de seguimiento de la sociedad respecto de las recomendaciones del Código de buen gobierno de las sociedades cotizadas.

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.**

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.**

Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [X]

3. **Que durante la celebración de la junta general ordinaria, como complemento de la difusión por escrito del informe anual de gobierno corporativo, el presidente del consejo de administración informe verbalmente a los accionistas, con suficiente detalle, de los aspectos más relevantes del gobierno corporativo de la sociedad y, en particular:**

   a) De los cambios acaecidos desde la anterior junta general ordinaria.

   b) De los motivos concretos por los que la compañía no sigue alguna de las recomendaciones del Código de Gobierno Corporativo y, si existieran, de las reglas alternativas que aplique en esa materia.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

4. **Que la sociedad defina y promueva una política de comunicación y contactos con accionistas, inversores institucionales y asesores de voto que sea plenamente respetuosa con las normas contra el abuso de mercado y dé un trato semejante a los accionistas que se encuentren en la misma posición.**

   Y que la sociedad haga pública dicha política a través de su página web, incluyendo información relativa a la forma en que la misma se ha puesto en práctica e identificando a los interlocutores o responsables de llevarla a cabo.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

5. **Que el consejo de administración no eleve a la junta general una propuesta de delegación de facultades, para emitir acciones o valores convertibles con exclusión del derecho de suscripción preferente, por un importe superior al 20% del capital en el momento de la delegación.**

   Y que cuando el consejo de administración apruebe cualquier emisión de acciones o de valores convertibles con exclusión del derecho de suscripción preferente, la sociedad publique inmediatamente en su página web los informes sobre dicha exclusión a los que hace referencia la legislación mercantil.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

6. **Que las sociedades cotizadas que elaboren los informes que se citan a continuación, ya sea de forma preceptiva o voluntaria, los publiquen en su página web con antelación suficiente a la celebración de la junta general ordinaria, aunque su difusión no sea obligatoria:**

   a) **Informe sobre la independencia del auditor.**

   b) **Informes de funcionamiento de las comisiones de auditoría y de nombramientos y retribuciones.**

   c) **Informe de la comisión de auditoría sobre operaciones vinculadas.**

   d) **Informe sobre la política de responsabilidad social corporativa.**

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

7. **Que la sociedad transmita en directo, a través de su página web, la celebración de las juntas generales de accionistas.**

Cumple [X] Explique [ ]

8. **Que la comisión de auditoría vele porque el consejo de administración procure presentar las cuentas a la junta general de accionistas sin limitaciones ni salvedades en el informe de auditoría y que, en los supuestos excepcionales en que existan salvedades, tanto el presidente de la comisión de auditoría como los auditores expliquen con claridad a los accionistas el contenido y alcance de dichas limitaciones o salvedades**

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

9. **Que la sociedad haga públicos en su página web, de manera permanente, los requisitos y procedimientos que aceptará para acreditar la titularidad de acciones, el derecho de asistencia a la junta general de accionistas y el ejercicio o delegación del derecho de voto.**

   Y que tales requisitos y procedimientos favorezcan la asistencia y el ejercicio de sus derechos a los accionistas y se apliquen de forma no discriminatoria.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

10. **Que cuando algún accionista legitimado haya ejercitado, con anterioridad a la celebración de la junta general de accionistas, el derecho a completar el orden del día o a presentar nuevas propuestas de acuerdo, la sociedad:**

    a) **Difunda de inmediato tales puntos complementarios y nuevas propuestas de acuerdo.**

    b) **Haga público el modelo de tarjeta de asistencia o formulario de delegación de voto o voto a distancia con las modificaciones precisas para que puedan votarse los nuevos puntos del orden del día y propuestas alternativas de acuerdo en los mismos términos que los propuestos por el consejo de administración.**

    c) **Someta todos esos puntos o propuestas alternativas a votación y les aplique las mismas reglas de voto que a las formuladas por el consejo de administración, incluidas, en particular, las presunciones o deducciones sobre el sentido del voto.**

    d) **Con posterioridad a la junta general de accionistas, comunique el desglose del voto sobre tales puntos complementarios o propuestas alternativas.**

Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [X]

11. **Que, en el caso de que la sociedad tenga previsto pagar primas de asistencia a la junta general de accionistas, establezca, con anterioridad, una política general sobre tales primas y que dicha política sea estable.**

Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [X]

12. **Que el consejo de administración desempeñe sus funciones con unidad de propósito e independencia de criterio, dispense el mismo trato a todos los accionistas que se hallen en la misma posición y se guíe por el interés social, entendido como la consecución de un negocio rentable y sostenible a largo plazo, que promueva su continuidad y la maximización del valor económico de la empresa.**

    Y que en la búsqueda del interés social, además del respeto de las leyes y reglamentos y de un comportamiento basado en la buena fe, la ética y el respeto a los usos y a las buenas prácticas comúnmente aceptadas, procure conciliar el propio interés social con, según corresponda, los legítimos intereses de sus empleados, sus proveedores, sus clientes y los de los restantes grupos de interés que puedan verse afectados, así como el impacto de las actividades de la compañía en la comunidad en su conjunto y en el medio ambiente.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

13. **Que el Consejo de Administración posea la dimensión precisa para lograr un funcionamiento eficaz y participativo, lo que hace aconsejable que tenga entre cinco y quince miembros.**

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 30 de abril de 2014, dentro de los límites máximo y mínimo establecidos en los Estatutos Sociales (9 a 16), establecer en 16 el número de Consejeros.

14. Que el consejo de administración apruebe una política de selección de consejeros que:

a) Sea concreta y verificable.

b) Asegure que las propuestas de nombramiento o reelección se fundamenten en un análisis previo de las necesidades del consejo de administración.

c) Favorezca la diversidad de conocimientos, experiencias y género.

Que el resultado del análisis previo de las necesidades del consejo de administración se recoja en el informe justificativo de la comisión de nombramientos que se publique al convocar la junta general de accionistas a la que se someta la ratificación, el nombramiento o la reelección de cada consejero.

Y que la política de selección de consejeros promueva el objetivo de que en el año 2020 el número de consejeras represente, al menos, el 30% del total de miembros del consejo de administración.

La comisión de nombramiento verificará anualmente el cumplimiento de la política de selección de consejeros y se informará de ello en el informe anual de gobierno corporativo.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

15. 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.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

16. **Que el porcentaje de consejeros dominicales sobre el total de consejeros no ejecutivos no sea mayor que la proporción existente entre el capital de la sociedad representado por dichos consejeros y el resto del capital. Este criterio podrá atenuarse:**

    a) **En sociedades de elevada capitalización en las que sean escasas las participaciones accionariales que tengan legalmente la consideración de significativas.**

    b) **Cuando se trate de sociedades en las que exista una pluralidad de accionistas representados en el consejo de administración y no tengan vínculos entre sí.**

Cumple [X] Explique [ ]

17. **Que el número de consejeros independientes represente, al menos, la mitad del total de consejeros.**

    Que, sin embargo, cuando la sociedad no sea de elevada capitalización o cuando, aun siéndolo, cuente con un accionista o varios actuando concertadamente, que controlen más del 30% del capital social, el número de consejeros independientes represente, al menos, un tercio del total de consejeros.

Cumple [X] Explique [ ]

18. **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 pertenezcan, se trate o no de sociedades cotizadas, así como sobre las demás actividades retribuidas que realice cualquiera que sea su naturaleza.**

    c) **Indicación de la categoría de consejero a la que pertenezcan, 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 las posteriores reelecciones.**

    e) **Acciones de la compañía, y opciones sobre ellas, de las que sean titulares.**

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

19. **Que en el informe anual de gobierno corporativo, previa verificación por la comisión de nombramientos, se expliquen las razones por las cuales se hayan nombrado consejeros dominicales a instancia de accionistas cuya participación accionarial sea inferior al 3% 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.**

Cumple ☐ Cumple parcialmente ☐ Explique ☐ No aplicable [X]

20. **Que los consejeros dominicales presenten su dimisión cuando el accionista a quien representen transmita 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.**

Cumple ☐ Cumple parcialmente ☐ Explique ☐ No aplicable [X]

21. **Que el consejo de administración no proponga la separación 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 de administración previo informe de la comisión de nombramientos. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el consejero pase a ocupar nuevos cargos o contraiga nuevas obligaciones que le impidan dedicar el tiempo necesario al desempeño de las funciones propias del cargo de consejero, incumpla los deberes inherentes a su cargo o incurra en algunas de las circunstancias que le hagan perder su condición de independiente, de acuerdo con lo establecido en la legislación aplicable.**

    También podrá proponerse la separación de consejeros independientes como consecuencia de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones corporativas similares que supongan un cambio en la estructura de capital de la sociedad, cuando tales cambios en la estructura del consejo de administración vengan propiciados por el criterio de proporcionalidad señalado en la recomendación 16.

Cumple [X] Explique ☐

22. **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 administración de las causas penales en las que aparezcan como imputados, así como de sus posteriores vicisitudes procesales.**

    Y que si un consejero resultara procesado o se dictara contra él auto de apertura de juicio oral por alguno de los delitos señalados en la legislación societaria, el consejo de administración 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 administración dé cuenta, de forma razonada, en el informe anual de gobierno corporativo.

Cumple [X] Cumple parcialmente ☐ Explique ☐

23. Que todos los consejeros expresen claramente su oposición cuando consideren que alguna propuesta de decisión sometida al consejo de administración 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 intereses, cuando se trate de decisiones que puedan perjudicar a los accionistas no representados en el consejo de administración.

Y que cuando el consejo de administración adopte decisiones significativas o reiteradas sobre las que el consejero hubiera formulado serias reservas, este 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 de administración, aunque no tenga la condición de consejero.

Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [X]

24. 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 de administración. 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.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

25. Que la comisión de nombramientos se asegure de que los consejeros no ejecutivos tienen suficiente disponibilidad de tiempo para el correcto desarrollo de sus funciones.

Y que el reglamento del consejo establezca el número máximo de consejos de sociedades de los que pueden formar parte sus consejeros.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

26. Que el consejo de administración se reúna con la frecuencia precisa para desempeñar con eficacia sus funciones y, al menos, ocho veces al año, siguiendo el programa de fechas y asuntos que establezca al inicio del ejercicio, pudiendo cada consejero individualmente proponer otros puntos del orden del día inicialmente no previstos.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

27. Que las inasistencias de los consejeros se reduzcan a los casos indispensables y se cuantifiquen en el informe anual de gobierno corporativo. Y que, cuando deban producirse, se otorgue representación con instrucciones.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

28. Que cuando los consejeros o el secretario manifiesten preocupación sobre alguna propuesta o, en el caso de los consejeros, sobre la marcha de la sociedad y tales preocupaciones no queden resueltas en el consejo de administración, a petición de quien las hubiera manifestado, se deje constancia de ellas en el acta.

Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [X]

29. Que la sociedad establezca los cauces adecuados para que los consejeros puedan obtener el asesoramiento preciso para el cumplimiento de sus funciones incluyendo, si así lo exigieran las circunstancias, asesoramiento externo con cargo a la empresa.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

30. Que, con independencia de los conocimientos que se exijan a los consejeros para el ejercicio de sus funciones, las sociedades ofrezcan también a los consejeros programas de actualización de conocimientos cuando las circunstancias lo aconsejen.

Cumple [X] Explique [ ] No aplicable [ ]

31. Que el orden del día de las sesiones indique con claridad aquellos puntos sobre los que el consejo de administración deberá adoptar una decisión o acuerdo para que los consejeros puedan estudiar o recabar, con carácter previo, la información precisa para su adopción.

Cuando, excepcionalmente, por razones de urgencia, el presidente quiera someter a la aprobación del consejo de administración decisiones o acuerdos que no figuraran en el orden del día, será preciso el consentimiento previo y expreso de la mayoría de los consejeros presentes, del que se dejará debida constancia en el acta.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

32. Que los consejeros sean periódicamente informados de los movimientos en el accionariado y de la opinión que los accionistas significativos, los inversores y las agencias de calificación tengan sobre la sociedad y su grupo.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

33. Que el presidente, como responsable del eficaz funcionamiento del consejo de administración, además de ejercer las funciones que tiene legal y estatutariamente atribuidas, prepare y someta al consejo de administración un programa de fechas y asuntos a tratar; organice y coordine la evaluación periódica del consejo, así como, en su caso, la del primer ejecutivo de la sociedad; sea responsable de la dirección del consejo y de la efectividad de su funcionamiento; se asegure de que se dedica suficiente tiempo de discusión a las cuestiones estratégicas, y acuerde y revise los programas de actualización de conocimientos para cada consejero, cuando las circunstancias lo aconsejen.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

34. Que cuando exista un consejero coordinador, los estatutos o el reglamento del consejo de administración, además de las facultades que le corresponden legalmente, le atribuya las siguientes: presidir el consejo de administración en ausencia del presidente y de los vicepresidentes, en caso de existir; hacerse eco de las preocupaciones de los consejeros no ejecutivos; mantener contactos con inversores y accionistas para conocer sus puntos de vista a efectos de formarse una opinión sobre sus preocupaciones, en particular, en relación con el gobierno corporativo de la sociedad; y coordinar el plan de sucesión del presidente.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

35. Que el secretario del consejo de administración vele de forma especial para que en sus actuaciones y decisiones el consejo de administración tenga presentes las recomendaciones sobre buen gobierno contenidas en este Código de buen gobierno que fueran aplicables a la sociedad.

Cumple [X] Explique [ ]

36. Que el consejo de administración en pleno evalúe una vez al año y adopte, en su caso, un plan de acción que corrija las deficiencias detectadas respecto de:

a) La calidad y eficiencia del funcionamiento del consejo de administración.

b) El funcionamiento y la composición de sus comisiones.

c) La diversidad en la composición y competencias del consejo de administración.

d) El desempeño del presidente del consejo de administración y del primer ejecutivo de la sociedad.

e) El desempeño y la aportación de cada consejero, prestando especial atención a los responsables de las distintas comisiones del consejo.

Para la realización de la evaluación de las distintas comisiones se partirá del informe que estas eleven al consejo de administración, y para la de este último, del que le eleve la comisión de nombramientos.

Cada tres años, el consejo de administración será auxiliado para la realización de la evaluación por un consultor externo, cuya independencia será verificada por la comisión de nombramientos.

Las relaciones de negocio que el consultor o cualquier sociedad de su grupo mantengan con la sociedad o cualquier sociedad de su grupo deberán ser desglosadas en el informe anual de gobierno corporativo.

El proceso y las áreas evaluadas serán objeto de descripción en el informe anual de gobierno corporativo.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

37. Que cuando exista una comisión ejecutiva, la estructura de participación de las diferentes categorías de consejeros sea similar a la del propio consejo de administración y su secretario sea el de este último.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

38. Que el consejo de administración tenga siempre conocimiento de los asuntos tratados y de las decisiones adoptadas por la comisión ejecutiva y que todos los miembros del consejo de administración reciban copia de las actas de las sesiones de la comisión ejecutiva.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

39. Que los miembros de la comisión 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, y que la mayoría de dichos miembros sean consejeros independientes.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

40. Que bajo la supervisión de la comisión de auditoría, se disponga de una unidad que asuma la función de auditoría interna que vele por el buen funcionamiento de los sistemas de información y control interno y que funcionalmente dependa del presidente no ejecutivo del consejo o del de la comisión de auditoría.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

41. Que el responsable de la unidad que asuma la función de auditoría interna presente a la comisión de auditoría su plan anual de trabajo, informe directamente de las incidencias que se presenten en su desarrollo y someta al final de cada ejercicio un informe de actividades.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

42. Que, además de las previstas en la ley, correspondan a la comisión de auditoría las siguientes funciones:

1. 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) Velar por la independencia de la unidad que asume 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; aprobar la orientación y sus planes de trabajo, asegurándose de que su actividad esté enfocada principalmente hacia los riesgos relevantes de la sociedad; recibir información periódica sobre sus actividades; y verificar que la alta dirección tenga 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 resulta posible y se considera apropiado, anónima, las irregularidades de potencial trascendencia, especialmente financieras y contables, que adviertan en el seno de la empresa.

2. En relación con el auditor externo:

a) En caso de renuncia del auditor externo, examinar las circunstancias que la hubieran motivado.

b) Velar que la retribución del auditor externo por su trabajo no comprometa su calidad ni su independencia.

c) Supervisar 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.

d) Asegurar que el auditor externo mantenga anualmente una reunión con el pleno del consejo de administración para informarle sobre el trabajo realizado y sobre la evolución de la situación contable y de riesgos de la sociedad.

e) Asegurar que la sociedad y el auditor externo 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 sobre independencia de los auditores.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

43. Que la comisión 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] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

44. Que la comisión de auditoría sea informada sobre las operaciones de modificaciones estructurales y corporativas que proyecte realizar la sociedad para su análisis e informe previo al consejo de administración sobre sus condiciones económicas y su impacto contable y, en especial, en su caso, sobre la ecuación de canje propuesta.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

45. Que la política de control y gestión de riesgos identifique al menos:

a) Los distintos tipos de riesgo, financieros y no financieros (entre otros los operativos, tecnológicos, legales, sociales, medio ambientales, políticos y 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.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

46. Que bajo la supervisión directa de la comisión de auditoría o, en su caso, de una comisión especializada del consejo de administración, exista una función interna de control y gestión de riesgos ejercida por una unidad o departamento interno de la sociedad que tenga atribuidas expresamente las siguientes funciones:

a) Asegurar el buen funcionamiento de los sistemas de control y gestión de riesgos y, en particular, que se identifican, gestionan, y cuantifican adecuadamente todos los riesgos importantes que afecten a la sociedad.

b) Participar activamente en la elaboración de la estrategia de riesgos y en las decisiones importantes sobre su gestión.

c) Velar por que los sistemas de control y gestión de riesgos mitiguen los riesgos adecuadamente en el marco de la política definida por el consejo de administración.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

47. Que los miembros de la comisión de nombramientos y de retribuciones –o de la comisión de nombramientos y la comisión de retribuciones, si estuvieren separadas– se designen procurando que tengan los conocimientos, aptitudes y experiencia adecuados a las funciones que estén llamados a desempeñar y que la mayoría de dichos miembros sean consejeros independientes.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

48. Que las sociedades de elevada capitalización cuenten con una comisión de nombramientos y con una comisión de remuneraciones separadas.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

49. Que la comisión de nombramientos consulte al presidente del consejo de administración 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 encuentra idóneos a su juicio, potenciales candidatos para cubrir vacantes de consejero.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

50. Que la comisión de retribuciones ejerza sus funciones con independencia y que, además de las funciones que le atribuya la ley, le correspondan las siguientes:

a) Proponer al consejo de administración las condiciones básicas de los contratos de los altos directivos.

b) Comprobar la observancia de la política retributiva establecida por la sociedad.

c) Revisar periódicamente la política de remuneraciones aplicada a los consejeros y altos directivos, incluidos los sistemas retributivos con acciones y su aplicación, así como garantizar que su remuneración individual sea proporcionada a la que se pague a los demás consejeros y altos directivos de la sociedad.

d) Velar por que los eventuales conflictos de intereses no perjudiquen la independencia del asesoramiento externo prestado a la comisión.

e) Verificar la información sobre remuneraciones de los consejeros y altos directivos contenida en los distintos documentos corporativos, incluido el informe anual sobre remuneraciones de los consejeros.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

51. 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] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

52. Que las reglas de composición y funcionamiento de las comisiones de supervisión y control figuren en el reglamento del consejo de administración y que sean consistentes con las aplicables a las comisiones legalmente obligatorias conforme a las recomendaciones anteriores, incluyendo:

a) Que estén compuestas exclusivamente por consejeros no ejecutivos, con mayoría de consejeros independientes.

b) Que sus presidentes sean consejeros independientes.

c) Que el consejo de administración designe a 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 que rinda cuentas, en el primer pleno del consejo de administración posterior a sus reuniones, de su actividad y que respondan del trabajo realizado.

d) Que las comisiones puedan recabar asesoramiento externo, cuando lo consideren necesario para el desempeño de sus funciones.

e) Que de sus reuniones se levante acta, que se pondrá a disposición de todos los consejeros.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

53. Que la supervisión del cumplimiento de las reglas de gobierno corporativo, de los códigos internos de conducta y de la política de responsabilidad social corporativa se atribuya a una o se reparta entre varias comisiones del consejo de administración que podrán ser la comisión de auditoría, la de nombramientos, la comisión de responsabilidad social corporativa, en caso de existir, o una comisión especializada que el consejo de administración, en ejercicio de sus facultades de auto-organización, decida crear al efecto, a las que específicamente se les atribuyan las siguientes funciones mínimas:

a) La supervisión del cumplimiento de los códigos internos de conducta y de las reglas de gobierno corporativo de la sociedad.

b) La supervisión de la estrategia de comunicación y relación con accionistas e inversores, incluyendo los pequeños y medianos accionistas.

c) La evaluación periódica de la adecuación del sistema de gobierno corporativo de la sociedad, con el fin de que cumpla su misión de promover el interés social y tenga en cuenta, según corresponda, los legítimos intereses de los restantes grupos de interés.

d) La revisión de la política de responsabilidad corporativa de la sociedad, velando por que esté orientada a la creación de valor.

e) El seguimiento de la estrategia y prácticas de responsabilidad social corporativa y la evaluación de su grado de cumplimiento.

f) La supervisión y evaluación de los procesos de relación con los distintos grupos de interés.

g) La evaluación de todo lo relativo a los riesgos no financieros de la empresa – incluyendo los operativos, tecnológicos, legales, sociales, medio ambientales, políticos y reputacionales.

h) La coordinación del proceso de reporte de la información no financiera y sobre diversidad, conforme a la normativa aplicable y a los estándares internacionales de referencia.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

54. Que la política de responsabilidad social corporativa incluya los principios o compromisos que la empresa asuma voluntariamente en su relación con los distintos grupos de interés e identifique al menos:

a) Los objetivos de la política de responsabilidad social corporativa y el desarrollo de instrumentos de apoyo.

b) La estrategia corporativa relacionada con la sostenibilidad, el medio ambiente y las cuestiones sociales.

c) Las prácticas concretas en cuestiones relacionadas con: accionistas, empleados, clientes, proveedores, cuestiones sociales, medio ambiente, diversidad, responsabilidad fiscal, respeto de los derechos humanos y prevención de conductas ilegales.

d) Los métodos o sistemas de seguimiento de los resultados de la aplicación de las prácticas concretas señaladas en la letra anterior, los riesgos asociados y su gestión.

e) Los mecanismos de supervisión del riesgo no financiero, la ética y la conducta empresarial.

f) Los canales de comunicación, participación y diálogo con los grupos de interés.

g) Las prácticas de comunicación responsable que eviten la manipulación informativa y protejan la integridad y el honor.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

55. Que la sociedad informe, en un documento separado o en el informe de gestión, sobre los asuntos relacionados con la responsabilidad social corporativa, utilizando para ello alguna de las metodologías aceptadas internacionalmente.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

56. Que la remuneración de los consejeros sea la necesaria para atraer y retener a los consejeros del perfil deseado y para retribuir la dedicación, cualificación y responsabilidad que el cargo exija, pero no tan elevada como para comprometer la independencia de criterio de los consejeros no ejecutivos.

Cumple [X] Explique [ ]

57. Que se circunscriban a los consejeros ejecutivos las remuneraciones variables ligadas al rendimiento de la sociedad y al desempeño personal, así como la remuneración mediante entrega de acciones, opciones o derechos sobre acciones o instrumentos referenciados al valor de la acción y los sistemas de ahorro a largo plazo tales como planes de pensiones, sistemas de jubilación u otros sistemas de previsión social.

Se podrá contemplar la entrega de acciones como remuneración a los consejeros no ejecutivos cuando se condicione a que las mantengan hasta su cese como consejeros. Lo anterior no será de aplicación a las acciones que el consejero necesite enajenar, en su caso, para satisfacer los costes relacionados con su adquisición.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ]

58. Que en caso de remuneraciones variables, las políticas retributivas incorporen los límites y las cautelas técnicas precisas para asegurar que tales remuneraciones guardan relación con el rendimiento profesional de sus beneficiarios y no derivan solamente de la evolución general de los mercados o del sector de actividad de la compañía o de otras circunstancias similares.

Y, en particular, que los componentes variables de las remuneraciones:

a) Estén vinculados a criterios de rendimiento que sean predeterminados y medibles y que dichos criterios consideren el riesgo asumido para la obtención de un resultado.

b) Promuevan la sostenibilidad de la empresa e incluyan criterios no financieros que sean adecuados para la creación de valor a largo plazo, como el cumplimiento de las reglas y los procedimientos internos de la sociedad y de sus políticas para el control y gestión de riesgos.

c) Se configuren sobre la base de un equilibrio entre el cumplimiento de objetivos a corto, medio y largo plazo, que permitan remunerar el rendimiento por un desempeño continuado durante un período de tiempo suficiente para apreciar su contribución a la creación sostenible de valor, de forma que los elementos de medida de ese rendimiento no giren únicamente en torno a hechos puntuales, ocasionales o extraordinarios.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

59. Que el pago de una parte relevante de los componentes variables de la remuneración se difiera por un período de tiempo mínimo suficiente para comprobar que se han cumplido las condiciones de rendimiento previamente establecidas.

Cumple [X] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

60. 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] Cumple parcialmente [ ] Explique [ ] No aplicable [ ]

61. Que un porcentaje relevante de la remuneración variable de los consejeros ejecutivos esté vinculado a la entrega de acciones o de instrumentos financieros referenciados a su valor.

Cumple [ ] Cumple parcialmente [ ] Explique [X] No aplicable [ ]

Al tratarse de una recomendación nueva del Código de Buen Gobierno de Sociedades Cotizadas y cuyo cumplimiento requiere de aprobación por la Junta General de accionistas, la Compañía se encuentra analizando esta recomendación.

62. Que una vez atribuidas las acciones o las opciones o derechos sobre acciones correspondientes a los sistemas retributivos, los consejeros no puedan transferir la propiedad de un número de acciones equivalente a dos veces su remuneración fija anual, ni puedan ejercer las opciones o derechos hasta transcurrido un plazo de, al menos, tres años desde su atribución.

Lo anterior no será de aplicación a las acciones que el consejero necesite enajenar, en su caso, para satisfacer los costes relacionados con su adquisición.

Cumple ☐ Cumple parcialmente ☐ Explique ☒ No aplicable ☐

Al tratarse de una recomendación nueva del Código de Buen Gobierno de Sociedades Cotizadas, la Compañía está analizando el cumplimiento de esta recomendación.

63. Que los acuerdos contractuales incluyan una cláusula que permita a la sociedad reclamar el reembolso de los componentes variables de la remuneración cuando el pago no haya estado ajustado a las condiciones de rendimiento o cuando se hayan abonado atendiendo a datos cuya inexactitud quede acreditada con posterioridad.

Cumple ☒ Cumple parcialmente ☐ Explique ☐ No aplicable ☐

64. Que los pagos por resolución del contrato no superen un importe establecido equivalente a dos años de la retribución total anual y que no se abonen hasta que la sociedad haya podido comprobar que el consejero ha cumplido con los criterios de rendimiento previamente establecidos.

Cumple ☒ Cumple parcialmente ☐ 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 2015, salvo en aquellas cuestiones en las que específicamente se señale otra fecha de referencia.

1. Nota sobre el apartado A.1.

Con fecha 8 de enero de 2016, el Consejero Delegado de Repsol, en ejercicio de la delegación de facultades conferida a su favor por el Consejo de Administración de la Sociedad de 30 de abril de 2015 –haciendo uso, a su vez, de las facultades delegadas en el acuerdo de aumento de capital aprobado dentro del punto sexto del orden del día de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2015- procedió 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 1.441.783.307 euros, representado por 1.441.783.307 acciones y 1.441.783.307 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 2015 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).

No obstante lo anterior, de acuerdo con la última información disponible por la Sociedad en el momento de formulación de las cuentas anuales, los accionistas con participaciones significativas de la Compañía son:

Nombre o denominación social del accionista	% sobre el total de derechos de voto
Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona (1)	11,37
Sacyr , S.A. (2)	8,48
Temasek Holdings (Private) Limited (3)	4,95
Blackrock, Inc.(4)	3,04

(1) La Fundación Bancaria Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona ostenta su participación a través de CaixaBank, S.A.
(2) Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L.
(3) Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.
(4) Blackrock ostenta su participación a través de distintos fondos y cuentas gestionados por gestores de inversiones bajo su control.

3. Nota sobre el apartado A.8

El porcentaje de autocartera a 31 de diciembre de 2015, es del 1,252 %, que ha sido calculado considerando las acciones que fueron emitidas a consecuencia de la ampliación de capital liberada, como parte del programa de retribución al accionista Repsol Dividendo Flexible, que fue inscrita en el Registro Mercantil el 12 de enero de 2016, y que a efectos contables fue registrada en los estados financieros del Grupo con fecha 31 de diciembre de 2015. Como consecuencia de dicha ampliación, y a efectos del 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 9ª de la Ley 3/2013, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de 4 de junio, establece que deberán someterse a autorización administrativa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 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 de los Mercados y la Competencia.

5. Nota sobre el apartado C.1.16

En el epígrafe de "Remuneración total alta dirección" se incluyen los siguientes conceptos:

- Retribución fija y en especie de los miembros de la Alta Dirección durante el ejercicio 2015.
- La retribución variable anual y variable plurianual correspondiente al Programa de Incentivos a Medio Plazo 2012-2015 y otros conceptos devengados por de los miembros de la Alta Dirección durante 2015.
- Plan de Fidelización: El 31 de mayo de 2015 se cumplió el periodo de consolidación del 2º Ciclo del Plan de Fidelización. Como consecuencia de ello y de acuerdo con lo recogido en la Nota 27 de la Memoria, la Alta Dirección consolidó derechos a la entrega de 22.445 acciones brutas valoradas a un precio de 16,88 euros por acción. Estos importes se han incluido dentro del concepto de retribución en especie.

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 19.258 miles de euros, de los cuales 1.764 miles de euros se han aportado en el ejercicio 2015.

La cantidad indicada en este epígrafe no incluye los importes abonados al personal Directivo que ha causado baja en concepto de indemnización por extinción de contrato y compensación por el pacto de no concurrencia que ascienden a 15,275 millones de euros.

6. Nota sobre el apartado C.1.29

En relación al número de reuniones que han mantenido en el ejercicio las distintas comisiones del Consejo, se hace constar que hasta el 27 de mayo de 2015 la estructura de las Comisiones del Consejo de Administración de Repsol era distinta. De forma que había una única Comisión de Nombramientos y Retribuciones en lugar de dos comisiones separadas y, en lugar de la Comisión de Sostenibilidad, existía la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Corporativa.

En este sentido, cabe destacar que además de las reuniones mantenidas tras la aprobación de la nueva estructura de Comisiones detallada en el apartado C.1.16, se han mantenido las siguientes reuniones durante el ejercicio:

- La Comisión de Nombramientos y Retribuciones se reunió en 4 ocasiones hasta el 27 de mayo de 2015.

- La Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Corporativa se reunió en 1 ocasión hasta el 27 de mayo de 2015.

7. Nota sobre el apartado C.1.37

Asimismo, se detallan los honorarios del año 2015 de Ernst & Young correspondientes a los trabajos de auditoria y otros servicios del grupo Taliman Energy Inc. al ser una sociedad controlada al cierre del ejercicio 2015:

EY	TALISMAN
Trabajos distintos auditoría (en miles)	553
Trabajos distintos auditoría sobre total facturado por firma auditoria (en %)	12%

8. Nota sobre el apartado D.2

El dato de las operaciones identificadas en la categoría "Arrendamientos" corresponde a aquellos en los que el Grupo actúa como arrendatario neto de aquellos en los que actúa como arrendador.

Respecto a las operaciones identificadas en la categoría "Otras" con el grupo "La Caixa", se incluyen principalmente inversiones y depósitos a corto plazo.

Respecto a las operaciones identificadas en la categoría "Otras" con el grupo "Temasek", corresponde fundamentalmente a un compromiso de venta de gas con Talisman en el bloque Corridor, en Indonesia.

Respecto a las operaciones identificadas en la categoría "Otras" con Sacyr, S.A., corresponden fundamentalmente a compromisos de compra vigentes a 31 de diciembre de 2015 neto de los compromisos de venta.

9. 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 Repsol S.A. 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 mercantil o fiscal esté establecido en alguno de los países o territorios incluidos en la lista de paraísos fiscales contenida en el RD 1080/1991, excluyendo aquellos que, tal y como establece la normativa vigente , hayan firmado con España un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula de intercambio de información o un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria en el que expresamente se establezca que dejan de tener dicha consideración.

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. En particular, hará mención a si se ha adherido al Código de Buenas Prácticas Tributarias, de 20 de julio de 2010.**

   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 24 de febrero de 2016

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

Repsol, S.A.

Informe independiente 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 INDEPENDIENTE REFERIDO AL SISTEMA DE CONTROL INTERNO SOBRE LA INFORMACION FINANCIERA (SCIIF)

A los accionistas de Repsol, S.A:

Alcance del Trabajo

Hemos realizado la revisión de la información relativa al Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) del Grupo Repsol (el "Grupo"), contenida en la Nota F del Informe Anual de Gobierno Corporativo correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015 adjunta.

El objetivo de dicho sistema es contribuir a que se registren fielmente, 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 el Consejo de Administración de Repsol, S.A. de acuerdo con las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control-Integrated Framework (2013).

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.

Responsabilidad de los Administradores

El Consejo de Administración de Repsol, S.A. 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.

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.

Nuestra Responsabilidad

Nuestra responsabilidad es emitir un informe de revisión independiente de seguridad razonable sobre la efectividad del Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera (SCIIF) basándonos en el trabajo realizado.

Nuestro trabajo 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 2015, 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.

Hemos realizado nuestro trabajo 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.

Esta norma requiere la planificación y la realización de procedimientos y la obtención de evidencias suficientes que permitan reducir el riesgo del encargo a un nivel bajo aceptable de acuerdo con las circunstancias del mismo, y la emisión de una conclusión en términos positivos.

Independencia

Hemos realizado nuestro trabajo de acuerdo con las normas de independencia requeridas por el Código Ético emitido por el International Ethics Standards Board for Accountants (IESBA), basadas en los principios fundamentales de integridad, objetividad, competencia profesional, diligencia, confidencialidad y profesionalidad.

Deloitte mantiene, de acuerdo con el International Standard on Quality Controll (ISQC1), un sistema global de control de calidad que incluye políticas y procedimientos documentados en relación con el cumplimiento de requisitos éticos, normas profesionales y regulación aplicable.

Conclusión

En nuestra opinión, el Grupo Repsol mantenía, al 31 de diciembre de 2015, en todos los aspectos significativos, un Sistema de Control Interno sobre la Información Financiera contenida en las cuentas anuales consolidadas efectivo, basado en los criterios y políticas definidos por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. de acuerdo con las directrices establecidas por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) en su informe Internal Control-Integrated Framework (2013). 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 2015 están de acuerdo, en todos los aspectos significativos, con los requerimientos establecidos por la Ley de Sociedades de Capital, la Orden ECC/461/2013, de 20 de marzo y la Circular 7/2015, de 22 de diciembre por la que se modifica la Circular 5/2013 de 12 de junio de la Comisión Nacional del Mercado de Valores.

Tal y como se describe en la Nota F, el SCIIF no incluye controles sobre las sociedades que se integran en sus cuentas anuales consolidadas en las que no se ejerce, directa o indirectamente el control ya que las decisiones estratégicas de las actividades, tanto operativas como financieras, requieren el consentimiento de las partes que están compartiendo el control. No obstante, el Grupo Repsol incluye 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. 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.

DELOITTE, S.L.

Jorge Izquierdo Mazón

24 de febrero de 2016

E. INFORMACIÓN SOBRE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 2016 (*Información no auditada*).

INFORMACIÓN SOBRE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
2016

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

INFORMACIÓN SOBRE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS (información no auditada)

Este documento contiene información correspondiente a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos realizadas por el Grupo Repsol. Esta información se difunde con carácter anual y se elabora de acuerdo con los criterios establecidos en el Topic 932 del "Financial Accounting Standards Board" (FASB), que recoge los principios habitualmente utilizados en la industria del petróleo y el gas.

Esta información incluye:

- **Inversión acumulada** (Costes capitalizados), que representa los costes históricos activados.
- **Inversión del período** (Costes soportados), que representa los importes capitalizados 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**, que representa la estimación del volumen de reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas, de hidrocarburos.
- **Flujos de caja futuros**, que representa la estimación normalizada y descontada de los flujos de caja netos futuros relativos a reservas probadas de hidrocarburos.
- **Modificaciones en los flujos de caja futuros**, que refleja los 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.
- **Dominio minero y actividad exploratoria y de desarrollo**.

La información financiera que se incluye en este documento es consistente con la que se incluye en las cuentas anuales e informe de gestión del Grupo Repsol (accesible a través de www.repsol.com), pero puede haber diferencias entre ambas como consecuencia de que la información contenida en el presente documento se elabora de acuerdo con la normativa contable norteamericana (Topic 932 FASB) y la información financiera oficial del Grupo se elabora de acuerdo con la normativa contable internacional adoptada por la Unión Europea (NIIF-UE).

Para las estimaciones de las reservas probadas el Grupo Repsol utiliza los criterios establecidos por el sistema SPE-PRMS.

La información se refiere a los tres últimos ejercicios (2014, 2015 y 2016). A partir del ejercicio 2016 el Grupo capitaliza los costes de geología y geofísica (G&G), netos de beneficios fiscales, en la fase exploratoria; para facilitar la comparabilidad de la información, se han reexpresado los datos de los ejercicios anteriores aplicando el mismo criterio contable (ver Nota 2.1 "Comparación de la información" de las Cuentas Anuales consolidadas 2016).

Inversiones acumuladas (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

A 31 de diciembre de 2014	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Consolidadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	7.519	360	61	953	2.954	1.760	1.431	-	-
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas	3.420	150	-	82	2.410	155	470	150	3
	10.939	**510**	**61**	**1.035**	**5.364**	**1.915**	**1.901**	**150**	**3**
Equipos e instalaciones auxiliares	1.542	290	11	-	769	179	293	-	-
Total costes capitalizados	**12.481**	**800**	**72**	**1.035**	**6.133**	**2.094**	**2.194**	**150**	**3**
Amortización y provisión acumulada	(5.281)	(560)	(13)	(135)	(2.413)	(1.156)	(1.004)	-	-
Importes netos (1)	**7.200**	**240**	**59**	**900**	**3.720**	**938**	**1.190**	**150**	**3**
Sociedades Participadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	5.358	-	823	-	-	4.363	-	172	-
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas	896	-	-	-	-	821	24	51	-
	6.254	**-**	**823**	**-**	**-**	**5.184**	**24**	**223**	**-**
Equipos e instalaciones auxiliares	1.699	-	670	-	-	1.029	-	-	-
Total costes capitalizados	**7.953**	**-**	**1.493**	**-**	**-**	**6.213**	**24**	**223**	**-**
Amortización y provisión acumulada	(3.355)	-	(374)	-	-	(2.926)	-	(55)	-
Importes netos (1)	**4.598**	**-**	**1.119**	**-**	**-**	**3.287**	**24**	**168**	**-**
Total Importes Netos (2)	**11.798**	**240**	**1.178**	**900**	**3.720**	**4.225**	**1.214**	**318**	**3**

Millones de euros

A 31 de diciembre de 2015	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Consolidadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	16.311	713	74	1.026	6.296	3.486	1.900	2.816	-
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas	10.102	156	-	71	4.250	2.847	373	1.963	442
	26.413	**869**	**74**	**1.097**	**10.546**	**6.333**	**2.273**	**4.779**	**442**
Equipos e instalaciones auxiliares	1.972	330	18	22	1.021	189	390	2	-
Total costes capitalizados	**28.385**	**1.199**	**92**	**1.119**	**11.567**	**6.522**	**2.663**	**4.781**	**442**
Amortización y provisión acumulada	(9.665)	(768)	(72)	(192)	(4.129)	(2.192)	(1.440)	(753)	(119)
Importes netos	**18.720**	**431**	**20**	**927**	**7.438**	**4.330**	**1.223**	**4.028**	**323**
Sociedades Participadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	7.524	-	1.243	-	-	6.102	-	179	-
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas	1.081	-	-	-	-	1.044	-	37	-
	8.605	**-**	**1.243**	**-**	**-**	**7.146**	**-**	**216**	**-**
Equipos e instalaciones auxiliares	2.362	-	1.139	-	-	1.223	-	-	-
Total costes capitalizados	**10.967**	**-**	**2.382**	**-**	**-**	**8.369**	**-**	**216**	**-**
Amortización y provisión acumulada	(4.535)	-	(568)	-	-	(3.900)	-	(67)	-
Importes netos	**6.432**	**-**	**1.814**	**-**	**-**	**4.469**	**-**	**149**	**-**
Total Importes Netos (2)	**25.152**	**431**	**1.834**	**927**	**7.438**	**8.799**	**1.223**	**4.177**	**323**

Millones de euros

A 31 de diciembre de 2016	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Consolidadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	17.527	812	77	1.112	6.748	3.592	2.261	2.925	-
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas	9.223	184	-	48	4.377	2.162	320	1.911	221
	26.750	**996**	**77**	**1.160**	**11.125**	**5.754**	**2.581**	**4.836**	**221**
Equipos e instalaciones auxiliares	1.890	340	22	19	1.074	32	399	4	-
Total costes capitalizados	**28.640**	**1.336**	**99**	**1.179**	**12.199**	**5.786**	**2.980**	**4.840**	**221**
Amortización y provisión acumulada	(10.643)	(921)	(95)	(248)	(4.862)	(1.939)	(1.627)	(951)	-
Importes netos	**17.997**	**415**	**4**	**931**	**7.337**	**3.847**	**1.353**	**3.889**	**221**
Sociedades Participadas									
Costes capitalizados en propiedades con reservas probadas	9.579	912	1.400	-	-	7.034	-	233	-
Costes capitalizados en propiedades que no tienen reservas probadas	1.664	-	67	-	-	1.543	-	54	-
	11.243	**912**	**1.467**	**-**	**-**	**8.577**	**-**	**287**	**-**
Equipos e instalaciones auxiliares	2.934	-	1.172	-	-	1.761	-	1	-
Total costes capitalizados	**14.177**	**912**	**2.639**	**-**	**-**	**10.338**	**-**	**288**	**-**
Amortización y provisión acumulada	(6.032)	(324)	(924)	-	-	(4.682)	-	(102)	-
Importes netos	**8.145**	**588**	**1.715**	**-**	**-**	**5.656**	**-**	**186**	**-**
Total Importes Netos	**26.142**	**1.003**	**1.719**	**931**	**7.337**	**9.503**	**1.353**	**4.075**	**221**

(1) No incluye costes capitalizados asociados a activos mantenidos para la venta en 2014 por importe de 293 millones de euros.
(2) Los cuadros de 2015 y 2014 han sido re-expresados como consecuencia del cambio de política contable realizado en 2016 provocando un incremento en las cifras totales de 2015 y 2014 de 84 y 331 millones de euros, respectivamente.

Inversiones del periodo (costes soportados)

Los costes soportados representan importes capitalizados durante el año por adquisiciones de propiedades y por actividades de exploración, desarrollo y producción.

Millones de euros

A 31 de diciembre de 2014	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Consolidadas									
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	34	-	-	-	34	-	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas	20	-	-	-	20	-	-	-	-
Costes de exploración	1.288	213	-	68	373	170	309	147	8
Costes de desarrollo	567	30	15	(34)	305	189	62	-	-
Costes Soportados	**1.909**	**243**	**15**	**34**	**732**	**359**	**371**	**147**	**8**
Sociedades Participadas									
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costes de exploración	95	-	-	-	-	93	1	1	-
Costes de desarrollo	980	-	366	-	-	592	-	22	-
Costes Soportados	**1.075**	**-**	**366**	**-**	**-**	**685**	**1**	**23**	**-**
Total costes soportados (1)	**2.984**	**243**	**381**	**34**	**732**	**1.044**	**372**	**170**	**8**

Millones de euros

A 31 de diciembre de 2015 (2)	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Consolidadas									
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	6.666	354	-	-	2.191	1.217	203	2.625	76
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas	7.213	102	-	-	2.217	2.631	165	1.765	333
Costes de exploración	1.287	179	-	34	552	111	261	133	17
Costes de desarrollo	760	65	2	(41)	367	185	100	84	(2)
Costes Soportados	**15.926**	**700**	**2**	**(7)**	**5.327**	**4.144**	**729**	**4.607**	**424**
Sociedades Participadas									
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	358	-	-	-	-	358	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas	91	-	-	-	-	91	-	-	-
Costes de exploración	118	12	-	-	-	104	1	1	-
Costes de desarrollo	1.481	200	535	-	-	728	-	18	-
Costes Soportados	**2.048**	**212**	**535**	**-**	**-**	**1.281**	**1**	**19**	**-**
Total costes soportados (1)	**17.974**	**912**	**537**	**(7)**	**5.327**	**5.425**	**730**	**4.626**	**424**

Millones de euros

A 31 de diciembre de 2016	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Consolidadas									
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	54	-	-	-	2	52	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costes de exploración	556	90	-	13	100	57	72	168	56
Costes de desarrollo	1.085	20	2	56	274	256	225	257	(5)
Costes Soportados	**1.695**	**110**	**2**	**69**	**376**	**365**	**297**	**425**	**51**
Sociedades Participadas									
Adquisiciones de propiedades con reservas probadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Adquisiciones de propiedades que no tienen reservas probadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costes de exploración	79	1	-	-	-	78	-	-	-
Costes de desarrollo	1.091	145	107	-	-	822	-	17	-
Costes Soportados	**1.170**	**146**	**107**	**-**	**-**	**900**	**-**	**17**	**-**
Total costes soportados	**2.865**	**256**	**109**	**69**	**376**	**1.265**	**297**	**442**	**51**

(1) Los cuadros de 2015 y 2014 han sido re-expresados como consecuencia del cambio de política contable realizado en 2016 provocando una disminución en las cifras totales de 2015 y 2014 de 78 y 58 millones de euros, respectivamente.

(2) A 31 de diciembre de 2015 incluye, fundamentalmente, la incorporación de los activos de exploración, desarrollo y producción relacionados con la adquisición de Talisman Energy Inc. por importe de 14.178 millones de euros, de los cuales 13.729 millones de euros corresponden a sociedades consolidadas y 449 millones de euros a sociedades participadas.

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, a excepción de la actualización financiera de la provisión por desmantelamiento, por lo que no es necesariamente indicativo de la contribución de dichas actividades a los resultados netos consolidados.

Millones de euros

A 31 de diciembre de 2014	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Consolidadas									
Ingresos									
Ventas a sociedades fuera del Grupo	662	-	10	260	90	277	25	-	-
Venta a sociedades del Grupo	1.356	148	-	39	675	323	171	-	-
Total ingresos	**2.018**	**148**	**10**	**299**	**765**	**600**	**196**	**-**	**-**
Costes de producción (1)	(524)	(27)	(34)	(128)	(20)	(226)	(89)	-	-
Gastos de exploración (2)	(785)	(204)	-	(3)	(174)	(116)	(198)	(89)	(1)
Otros ingresos y otros gastos	244	(7)	-	(1)	(1)	(5)	258	-	-
Amortizaciones y provisiones (3)	(1.187)	(60)	(2)	(65)	(723)	(231)	(105)	(1)	-
Beneficio antes de impuestos	**(234)**	**(150)**	**(26)**	**102**	**(153)**	**22**	**62**	**(90)**	**(1)**
Impuestos sobre beneficios	(14)	56	6	(35)	53	(1)	(119)	32	(6)
Resultado de las actividades	**(248)**	**(94)**	**(20)**	**67**	**(100)**	**21**	**(57)**	**(58)**	**(7)**
Sociedades Participadas									
Ingresos									
Ventas a sociedades fuera del Grupo	1.705	-	409	-	-	1.136	-	160	-
Venta a sociedades del Grupo	229	-	-	-	-	229	-	-	-
Total ingresos	**1.934**	**-**	**409**	**-**	**-**	**1.365**	**-**	**160**	**-**
Costes de producción (1)	(683)	-	(189)	-	-	(410)	-	(84)	-
Gastos de exploración (2)	(85)	-	-	-	-	(85)	-	-	-
Otros ingresos y otros gastos	(7)	-	(2)	-	-	(4)	-	(1)	-
Amortizaciones y provisiones (3)	(414)	-	(43)	-	-	(327)	-	(44)	-
Beneficio antes de impuestos	**745**	**-**	**175**	**-**	**-**	**539**	**-**	**31**	**-**
Impuestos sobre beneficios	(325)	-	(44)	-	-	(277)	-	(4)	-
Resultado de las actividades	**420**	**-**	**131**	**-**	**-**	**262**	**-**	**27**	**-**
Resultado total de las actividades (4)	**172**	**(94)**	**111**	**67**	**(100)**	**283**	**(57)**	**(31)**	**(7)**

Millones de euros

A 31 de diciembre de 2015	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Consolidadas									
Ingresos									
Ventas a sociedades fuera del Grupo	2.043	169	12	178	387	606	36	637	18
Venta a sociedades del Grupo	698	63	-	30	383	130	92	-	-
Total ingresos	**2.741**	**232**	**12**	**208**	**770**	**736**	**128**	**637**	**18**
Costes de producción (1)	(1.316)	(180)	(63)	(147)	(184)	(353)	(81)	(292)	(16)
Gastos de exploración (2)	(1.805)	(350)	-	(46)	(590)	(96)	(602)	(118)	(3)
Otros ingresos y otros gastos	(76)	(26)	-	-	(6)	(20)	(17)	(5)	(2)
Amortizaciones y provisiones (3)	(4.056)	(370)	(66)	(42)	(1.417)	(1.004)	(292)	(865)	-
Beneficio antes de impuestos	**(4.512)**	**(694)**	**(117)**	**(27)**	**(1.427)**	**(737)**	**(864)**	**(643)**	**(3)**
Impuestos sobre beneficios	1.359	278	12	6	455	176	267	164	1
Resultado de las actividades	**(3.153)**	**(416)**	**(105)**	**(21)**	**(972)**	**(561)**	**(597)**	**(479)**	**(2)**
Sociedades Participadas									
Ingresos									
Ventas a sociedades fuera del Grupo	1.716	253	363	-	-	962	-	138	-
Venta a sociedades del Grupo	294	-	-	-	-	294	-	-	-
Total ingresos	**2.010**	**253**	**363**	**-**	**-**	**1.256**	**-**	**138**	**-**
Costes de producción (1)	(1.457)	(249)	(386)	-	-	(741)	-	(81)	-
Gastos de exploración (2)	(7)	(1)	-	-	-	22	(28)	-	-
Otros ingresos y otros gastos	(15)	-	(3)	-	-	(12)	-	-	-
Amortizaciones y provisiones (3)	(1.073)	(2)	(452)	-	-	(598)	-	(21)	-
Beneficio antes de impuestos	**(542)**	**1**	**(478)**	**-**	**-**	**(73)**	**(28)**	**36**	**-**
Impuestos sobre beneficios	(56)	-	50	-	-	(107)	8	(7)	-
Resultado de las actividades	**(598)**	**1**	**(428)**	**-**	**-**	**(180)**	**(20)**	**29**	**-**
Resultado total de las actividades (4)	**(3.751)**	**(415)**	**(533)**	**(21)**	**(972)**	**(741)**	**(617)**	**(450)**	**(2)**

Millones de euros

A 31 de diciembre de 2016	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Consolidadas									
Ingresos									
Ventas a sociedades fuera del Grupo	2.445	366	11	210	464	538	20	828	8
Venta a sociedades del Grupo	460	29	-	12	271	42	106	-	-
Total ingresos	**2.905**	**395**	**11**	**222**	**735**	**580**	**126**	**828**	**8**
Costes de producción (1)	(1.414)	(202)	(22)	(126)	(293)	(325)	(74)	(356)	(16)
Gastos de exploración (2)	(541)	(133)	-	(60)	(103)	(10)	(140)	(6)	(89)
Otros ingresos y otros gastos	(100)	107	(113)	(1)	(7)	(76)	(19)	14	(5)
Amortizaciones y provisiones (3)	(1.548)	(137)	42	(50)	(604)	(354)	(159)	(286)	-
Beneficio antes de impuestos	**(698)**	**30**	**(82)**	**(15)**	**(272)**	**(185)**	**(266)**	**194**	**(102)**
Impuestos sobre beneficios	(41)	(151)	(137)	4	264	28	86	(139)	4
Resultado de las actividades	**(739)**	**(121)**	**(219)**	**(11)**	**(8)**	**(157)**	**(180)**	**55**	**(98)**
Sociedades Participadas									
Ingresos									
Ventas a sociedades fuera del Grupo	1.686	322	480	-	-	752	-	132	-
Venta a sociedades del Grupo	345	-	-	-	-	345	-	-	-
Total ingresos	**2.031**	**322**	**480**	**-**	**-**	**1.097**	**-**	**132**	**-**
Costes de producción (1)	(1.176)	(339)	(255)	-	-	(499)	-	(83)	-
Gastos de exploración (2)	(36)	(2)	-	-	-	(34)	-	-	-
Otros ingresos y otros gastos	(9)	27	(25)	-	-	(10)	-	(1)	-
Amortizaciones y provisiones (3)	(821)	(9)	(326)	-	-	(470)	-	(16)	-
Beneficio antes de impuestos	**(11)**	**(1)**	**(126)**	**-**	**-**	**84**	**-**	**32**	**-**
Impuestos sobre beneficios	(88)	-	(188)	-	-	108	-	(8)	-
Resultado de las actividades	**(99)**	**(1)**	**(314)**	**-**	**-**	**192**	**-**	**24**	**-**
Resultado total de las actividades	**(838)**	**(122)**	**(533)**	**(11)**	**(8)**	**35**	**(180)**	**79**	**(98)**

(1) Los costes de producción incluyen tributos locales, impuestos a la producción y otros pagos similares por importe total de 361, 347 y 375 millones de euros en 2016, 2015 y 2014, respectivamente. Asimismo, también incluyen costes de transporte y otros en 2016, 2015 y 2014 por importes de 345, 893 y 318 millones de euros, respectivamente.

(2) Los gastos de exploración incluyen deterioro y dotaciones de provisiones de activos de exploración por importe de 74, 588 y 167 millones de euros en 2016, 2015 y 2014, respectivamente. Adicionalmente, en este mismo epígrafe se incluyen 109 y 174 millones de euros en 2016 y 2015 por contratos onerosos de plataformas de perforación.

(3) En el epígrafe de amortizaciones y provisiones se incluye el deterioro neto de activos productivos y desarrollo y, provisiones por onerosidad por importe de 267, 2.933 y 539 millones de euros en 2016, 2015 y 2014, respectivamente. Los importes correspondientes al ejercicio 2014 se ha re-expresado para incluir dichas provisiones.

(4) Los cuadros de 2015 y 2014 han sido re-expresados como consecuencia del cambio de política contable realizado en 2016 provocando una disminución en el resultado de las actividades de 2015 de 179 millones de euros y un aumento en las de 2014 de 13 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 2016, 2015 y 2014, 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.

Hasta el ejercicio 2014 Repsol venía aplicando de forma voluntaria las directrices y el marco conceptual de la Securities and Exchange Commission (SEC) para las estimaciones de las reservas probadas, así como el "SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resource Management System" referido normalmente por su acrónimo SPE-PRMS (SPE - Society of Petroleum Engineers) para las reservas probables y posibles. A cierre del ejercicio 2015, tras la adquisición del grupo Talisman (que para la estimación de sus reservas utiliza las directrices y el marco conceptual del COGEH "Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook" conforme a lo establecido en la normativa NI 51-101 del mercado de valores canadiense) y para facilitar su integración y permitir una gestión de reservas y recursos homogénea y consistente, el Grupo Repsol ha decidido adoptar los criterios establecidos por el sistema SPE-PRMS para el reporte de reservas probadas (ver Nota 3 "Estimaciones y juicios contables" de las Cuentas Anuales consolidadas 2016).

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 la compañía.

Para controlar la calidad de las reservas registradas, Repsol ha establecido un proceso que es parte integral del sistema de control interno de la compañía. 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 (como mínimo 95% de las reservas son auditadas externamente 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 2016, Repsol encargó la auditoría externa de ciertas áreas en Sudamérica y Norteamérica.

Reservas probadas estimadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP:

Millones de barriles

	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Consolidadas									
Reservas a 31 de diciembre de 2013 (1)	**275**	**4**	**-**	**78**	**38**	**44**	**113**	**-**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores	20	1	-	-	18	3	(2)	-	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	13	-	-	11	-	2	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(31)	(2)	-	(4)	(10)	(9)	(6)	-	-
Reservas a 31 de diciembre de 2014 (1)	**278**	**3**	**-**	**84**	**45**	**40**	**105**	**-**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores	20	7	-	-	4	10	(1)	4	(2)
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	17	-	-	-	10	6	-	-	-
Compras de reservas	138	8	-	-	48	53	8	17	3
Ventas de reservas	(13)	-	-	-	(13)	-	-	-	-
Producción (1)	(44)	(4)	-	(4)	(13)	(14)	(3)	(5)	-
Reservas a 31 de diciembre de 2015 (1)	**396**	**13**	**-**	**80**	**82**	**96**	**110**	**16**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores	28	9	-	4	1	3	1	10	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	27	-	-	17	6	4	-	-	-
Compras de reservas	1	-	-	-	-	1	-	-	-
Ventas de reservas	(20)	-	-	-	-	(19)	-	(1)	-
Producción (1)	(51)	(8)	-	(5)	(12)	(16)	(3)	(7)	-
Reservas a 31 de diciembre de 2016 (1)	**380**	**14**	**-**	**96**	**77**	**68**	**107**	**18**	**-**

Millones de barriles

	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Participadas									
Reservas a 31 de diciembre de 2013 (1)	**146**	**-**	**44**	**-**	**-**	**76**	**-**	**26**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores	22	-	3	-	-	10	-	8	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	13	-	-	-	-	13	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(18)	-	(5)	-	-	(9)	-	(4)	-
Reservas a 31 de diciembre de 2014 (1)	**163**	**-**	**42**	**-**	**-**	**90**	**-**	**30**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores	8	(9)	4	-	-	9	-	3	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	52	44	-	-	-	9	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(31)	(5)	(5)	-	-	(17)	-	(4)	-
Reservas a 31 de diciembre de 2015 (1)	**192**	**30**	**42**	**-**	**-**	**91**	**-**	**29**	
Revisión de estimaciones anteriores	30	18	11	-	-	(3)	-	4	-
Recuperación Mejorada	19	-	-	-	-	19	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(38)	(8)	(5)	-	-	(21)	-	(4)	-
Reservas a 31 de diciembre de 2016 (1)	**204**	**40**	**48**	**-**	**-**	**87**	**-**	**29**	**-**
Total reservas Sociedades Consolidadas y Participadas	**584**	**54**	**48**	**96**	**77**	**155**	**107**	**47**	**0**

Reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP:

	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
A 31 de diciembre de 2013	**238**	**3**	**33**	**39**	**13**	**62**	**68**	**19**	**-**
Sociedades Consolidadas	162	3	-	39	13	38	68	-	-
Sociedades Participadas	76	-	33	-	-	24	-	19	-
A 31 de diciembre de 2014	**265**	**3**	**31**	**52**	**25**	**65**	**65**	**24**	**-**
Sociedades Consolidadas	181	3	-	52	25	36	65	-	-
Sociedades Participadas	84	-	31	-	-	29	-	24	-
A 31 de diciembre de 2015	**418**	**36**	**32**	**50**	**52**	**137**	**71**	**40**	**-**
Sociedades Consolidadas	283	13	-	50	52	82	71	15	-
Sociedades Participadas	135	23	32	-	-	55	-	25	-
A 31 de diciembre de 2016	**407**	**50**	**33**	**48**	**46**	**123**	**68**	**40**	**-**
Sociedades Consolidadas	250	13	-	48	46	59	68	17	-
Sociedades Participadas	157	37	33	-	-	64	-	23	-

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 2016, 2015, 2014 y 2013 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 45, 45, 46 y 44 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 2016, 2015, 2014 y 2013 incluye un volumen estimado de aproximadamente 4, 4, 4 y 4 millones de barriles de crudo equivalente, respectivamente, relativos a los citados pagos.

Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de gas natural:

Millones de pies cúbicos

	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Consolidadas									
Reservas a 31 de diciembre de 2013 (1)	**2.043**	**-**	**88**	**1.433**	**44**	**329**	**148**	**-**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores	(9)	-	-	-	52	(38)	(24)	-	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	174	-	-	173	-	1	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(120)	(1)	(6)	(53)	(14)	(36)	(11)	-	-
Reservas a 31 de diciembre de 2014 (1)	**2.088**	**-**	**82**	**1.553**	**83**	**256**	**113**	**-**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores	120	3	(29)	48	(51)	121	5	23	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	278	-	-	-	194	85	-	-	-
Compras de reservas	2.985	16	-	-	1.691	419	-	858	-
Ventas de reservas	(49)	-	-	-	(49)	-	-	-	-
Producción (1)	(383)	(6)	(6)	(52)	(134)	(86)	(16)	(82)	-
Reservas a 31 de diciembre de 2015 (1)	**5.039**	**14**	**47**	**1.549**	**1.733**	**794**	**103**	**799**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores	247	24	2	106	(28)	(7)	11	140	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	545	-	-	310	111	95	-	30	-
Compras de reservas	15	-	-	-	10	4	-	-	-
Ventas de reservas	(198)	-	-	-	-	(6)	-	(192)	-
Producción (1)	(533)	(16)	(5)	(68)	(180)	(124)	(16)	(124)	-
Reservas a 31 de diciembre de 2016 (1)	**5.116**	**21**	**44**	**1.897**	**1.646**	**757**	**98**	**653**	**-**
Sociedades Participadas									
Reservas a 31 de diciembre de 2013 (1)	**4.095**	**-**	**2.216**	**-**	**-**	**1.806**	**-**	**73**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores	315	-	4	-	-	315	-	(4)	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	(2)	-	-	-	-	(2)	-	-	-
Producción (1)	(332)	-	(42)	-	-	(276)	-	(14)	-
Reservas a 31 de diciembre de 2014 (1)	**4.076**	**-**	**2.177**	**-**	**-**	**1.844**	**-**	**55**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores	1.173	5	952	-	-	216	-	-	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	75	25	-	-	-	51	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(338)	(1)	(63)	-	-	(260)	-	(15)	-
Reservas a 31 de diciembre de 2015 (1)	**4.986**	**28**	**3.067**	**-**	**-**	**1.851**	**-**	**40**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores	369	(1)	86	-	-	253	-	32	-
Recuperación Mejorada	7	-	-	-	-	7	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(385)	(1)	(124)	-	-	(247)	-	(14)	-
Reservas a 31 de diciembre de 2016 (1)	**4.977**	**26**	**3.029**	**-**	**-**	**1.864**	**-**	**58**	**-**
Total reservas Sociedades Consolidadas y Participadas	**10.093**	**47**	**3.073**	**1.897**	**1.646**	**2.621**	**98**	**711**	**-**

Reservas probadas desarrolladas de gas natural:

Millones de pies cúbicos

	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
A 31 de diciembre de 2013	**1.998**	**0**	**241**	**691**	**24**	**980**	**41**	**22**	**-**
Sociedades Consolidadas	997	0	43	691	24	199	41	-	-
Sociedades Participadas	1.001	-	198	-	-	781	-	22	-
A 31 de diciembre de 2014	**2.251**	**-**	**195**	**926**	**49**	**1.016**	**65**	**-**	**-**
Sociedades Consolidadas	1.262	-	37	926	49	218	32	-	-
Sociedades Participadas	989	-	158	-	-	798	33	-	-
A 31 de diciembre de 2015	**5.697**	**15**	**1.308**	**926**	**1.120**	**1.622**	**33**	**673**	**-**
Sociedades Consolidadas	3.475	14	47	926	1.120	681	33	654	-
Sociedades Participadas	2.222	1	1.261	-	-	941	-	19	-
A 31 de diciembre de 2016	**6.054**	**21**	**2.014**	**933**	**1.112**	**1.403**	**18**	**554**	**-**
Sociedades Consolidadas	3.249	19	44	933	1.112	596	18	528	-
Sociedades Participadas	2.805	2	1.971	-	-	807	-	26	-

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 2016, 2015, 2014 y 2013 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 1.273, 1.264, 1.144 y 1.052 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 2016. 2015, 2014 y 2013 incluye un volumen estimado de aproximadamente 64, 47, 32 y 40 miles de millones de pies cúbicos de gas, respectivamente, relativos a los citados pagos.

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	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Consolidadas									
Reservas a 31 de diciembre de 2013 (1)	**639**	**4**	**16**	**333**	**45**	**103**	**139**	**-**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores	19	1	-	-	27	(3)	(6)	-	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	44	-	-	42	-	3	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(52)	(2)	(1)	(14)	(13)	(15)	(8)	-	-
Reservas a 31 de diciembre de 2014 (1)	**650**	**3**	**15**	**361**	**60**	**86**	**125**	**-**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores	42	7	(5)	9	(5)	31	-	8	(2)
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	66	-	-	-	45	21	-	-	-
Compras de reservas	669	11	-	-	350	128	8	170	3
Ventas de reservas	(22)	-	-	-	(22)	-	-	-	-
Producción (1)	(112)	(6)	(1)	(13)	(37)	(30)	(5)	(20)	-
Reservas a 31 de diciembre de 2015 (1)	**1.293**	**16**	**8**	**356**	**390**	**237**	**128**	**158**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores	72	13	-	23	(4)	2	3	35	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	124	-	-	72	25	21	-	6	-
Compras de reservas	4	-	-	-	2	1	-	-	-
Ventas de reservas	(55)	-	-	-	-	(20)	-	(35)	-
Producción (1)	(146)	(11)	(1)	(17)	(44)	(38)	(6)	(29)	-
Reservas a 31 de diciembre de 2016 (1)	**1.291**	**17**	**8**	**434**	**370**	**203**	**125**	**135**	**-**

Millones de barriles equivalentes de petróleo crudo

Sociedades Participadas	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Reservas a 31 de diciembre de 2013 (1)	**875**	**-**	**438**	**-**	**-**	**398**	**-**	**39**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores	78	-	4	-	-	67	-	7	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	13	-	-	-	-	13	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(77)	-	(12)	-	-	(58)	-	(6)	-
Reservas a 31 de diciembre de 2014 (1)	**889**	**-**	**430**	**-**	**-**	**419**	**-**	**40**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores	216	(8)	174	-	-	47	-	3	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	66	48	-	-	-	18	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(92)	(5)	(16)	-	-	(63)	-	(7)	-
Reservas a 31 de diciembre de 2015 (1)	**1.080**	**35**	**588**	**-**	**-**	**420**	**-**	**36**	**-**
Revisión de estimaciones anteriores	96	18	27	-	-	42	-	9	-
Recuperación Mejorada	21	-	-	-	-	21	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción (1)	(106)	(8)	(27)	-	-	(65)	-	(7)	-
Reservas a 31 de diciembre de 2016 (1)	**1.090**	**45**	**588**	**-**	**-**	**419**	**-**	**39**	**-**
Total reservas Sociedades Consolidadas y Participadas	**2.382**	**62**	**595**	**434**	**370**	**622**	**125**	**174**	**-**

Reservas probadas desarrolladas de petróleo crudo, condensado y GLP y gas natural:

Millones de barriles equivalentes de petróleo crudo

	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
A 31 de diciembre de 2013	**594**	**3**	**76**	**162**	**18**	**237**	**75**	**22**	**-**
Sociedades Consolidadas	340	3	8	162	18	74	75	-	-
Sociedades Participadas	254	-	68	-	-	163	-	22	-
A 31 de diciembre de 2014	**666**	**3**	**66**	**217**	**33**	**245**	**102**	**-**	**-**
Sociedades Consolidadas	405	3	7	217	33	74	71	-	-
Sociedades Participadas	261	-	59	-	-	171	31	-	-
A 31 de diciembre de 2015	**1.430**	**38**	**264**	**214**	**251**	**426**	**77**	**160**	**-**
Sociedades Consolidadas	901	15	8	214	251	204	77	132	-
Sociedades Participadas	529	23	256	-	-	222	-	28	-
A 31 de diciembre de 2016	**1.485**	**53**	**392**	**214**	**244**	**373**	**71**	**139**	**-**
Sociedades Consolidadas	829	16	8	214	244	165	71	111	-
Sociedades Participadas	656	37	384	-	-	208	-	28	-

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 2016, 2015, 2014 y 2013 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 272, 271, 250 y 231 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 2016, 2015, 2014 y 2013 incluye un volumen estimado de aproximadamente 15, 12, 10 y 11 millones de barriles equivalentes, respectivamente, relativos a los citados pagos.

Información de dominio minero y actividad exploratoria

Las siguientes tablas muestran la información de dominio minero y actividad exploratoria y de desarrollo de Repsol por área geográfica:

	Dominio minero desarrollado y no desarrollado											
	2016				2015				2014			
	Desarrollado [1]		No desarrollado [2]		Desarrollado [1]		No desarrollado [2]		Desarrollado [1]		No desarrollado [2]	
(km^2)	Bruto [3]	Neto [4]	Bruto [3]	Neto [4]	Bruto [3]	Neto [4]	Bruto [3]	Neto [4]	Bruto [3]	Neto [4]	Bruto [3]	Neto [4]
Europa	**1.892**	**686**	**60.186**	**28.888**	**1.428**	**525**	**68.862**	**32.409**	**22**	**17**	**64.744**	**28.735**
Noruega	303	107	9.842	4.539	324	92	10.676	4.608	-	-	11.776	3.834
Reino Unido	1.567	561	699	236	1.082	416	2.148	684	-	-	-	-
Resto de países de Europa	22	17	49.645	24.113	22	17	56.038	27.117	22	17	52.968	24.901
Latinoamérica	**3.131**	**715**	**132.471**	**57.207**	**2.974**	**698**	**142.580**	**61.725**	**1.945**	**534**	**115.292**	**48.896**
Brasil	838	80	2.448	363	549	36	2.736	407	121	11	3.164	432
Colombia	509	112	74.956	28.036	651	134	73.357	27.460	68	5	33.078	12.866
Perú	225	41	21.748	13.346	200	28	21.772	13.359	197	26	27.743	11.966
Trinidad y Tobago	152	45	6.238	2.109	180	66	7.973	3.327	181	66	7.972	3.327
Venezuela	803	192	2.187	661	789	189	2.200	664	783	187	2.207	666
Resto de países de Latinoamérica	604	245	24.895	12.691	605	245	34.542	16.508	595	239	41.128	19.639
América del Norte	**5.606**	**2.184**	**35.745**	**20.473**	**5.435**	**2.358**	**44.054**	**24.540**	**1.907**	**172**	**29.439**	**9.140**
Canadá	2.586	1.570	27.171	16.651	2.518	1.747	27.730	17.400	-	-	12.438	2.599
Estados Unidos	3.020	614	8.574	3.822	2.917	611	16.324	7.140	1.907	172	17.001	6.541
África	**2.566**	**713**	**87.592**	**56.825**	**2.670**	**673**	**97.921**	**59.966**	**803**	**204**	**93.713**	**56.053**
Asia y Oceanía	**1.402**	**564**	**160.302**	**113.633**	**1.759**	**724**	**144.956**	**91.872**	**220**	**108**	**67.590**	**45.454**
Indonesia	661	242	20.613	16.737	1.010	390	27.940	23.818	-	-	42.512	29.252
Malasia	414	193	4.984	2.952	414	199	8.456	4.162	-	-	-	-
Rusia	222	109	4.692	4.135	221	108	10.771	9.670	220	108	10.477	9.529
Resto países Asia y Oceanía	104	20	130.012	89.808	114	27	97.789	54.222	-	-	14.601	6.673
Total	**14.598**	**4.862**	**476.297**	**277.027**	**14.266**	**4.978**	**498.373**	**270.512**	**4.898**	**1.035**	**370.777**	**188.278**

[1] El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero de explotación.
[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											
	Área bruta (km^2) [1]						Área neta (km^2) [1]					
	Desarrollo			Exploración			Desarrollo			Exploración		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Europa	2.845	2.882	399	59.233	67.408	64.367	1.230	1.312	332	28.344	31.622	28.420
Noruega	876	853	-	9.269	10.147	11.776	343	411	-	4.304	4.289	3.834
Reino Unido	1.570	1.630	-	695	1.600	-	555	569	-	242	531	-
Resto de países de Europa	399	399	399	49.269	55.661	52.591	332	332	332	23.798	26.802	24.586
Latinoamérica	16.883	18.119	17.547	118.719	127.435	99.690	4.736	5.884	5.759	53.186	56.539	43.671
Brasil	1.185	1.185	1.185	2.100	2.100	2.100	147	147	147	296	296	296
Colombia	2.196	1.647	1.075	73.270	72.360	32.071	375	276	151	27.773	27.318	12.720
Perú	2.020	2.020	2.020	19.952	19.952	25.920	202	202	202	13.185	13.185	11.790
Trinidad y Tobago	3.804	5.579	5.579	2.585	2.574	2.574	1.121	2.363	2.363	1.034	1.030	1.030
Venezuela	2.990	2.990	2.990	-	-	-	853	853	853	-	-	-
Resto de países de Latinoamérica	4.688	4.698	4.698	20.812	30.449	37.025	2.038	2.043	2.043	10.899	14.710	17.835
América del Norte	10.881	16.205	10.168	30.470	33.284	21.178	5.316	6.442	919	17.342	20.456	8.393
Canadá	5.549	5.934	-	24.208	24.314	12.438	3.813	4.375	-	14.408	14.772	2.599
Estados Unidos	5.332	10.271	10.168	6.262	8.970	8.740	1.503	2.067	919	2.934	5.684	5.794
África	12.725	12.846	12.059	77.434	87.745	82.457	2.744	2.709	2.564	54.794	57.930	53.693
Asia y Oceanía	11.280	10.328	2.082	150.423	136.387	65.728	4.638	4.319	1.022	109.560	88.277	44.540
Indonesia	4.279	4.837	-	16.996	24.113	42.512	1.589	1.809	-	15.391	22.399	29.252
Malasia	2.393	2.311	-	3.005	6.559	-	1.041	1.014	-	2.104	3.347	-
Rusia	1.312	1.411	2.082	3.602	9.581	8.615	642	691	1.022	3.602	9.088	8.615
Resto países Asia y Oceanía	3.297	1.769	-	126.820	96.134	14.601	1.365	805	-	88.463	53.443	6.673
Total	**54.614**	**60.380**	**42.255**	**436.280**	**452.259**	**333.420**	**18.664**	**20.666**	**10.596**	**263.226**	**254.824**	**178.717**

[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.

Las siguientes tablas muestran los sondeos terminados de exploración y desarrollo por Repsol por área geográfica:

	Pozos exploratorios [1] terminados y en curso														
	Positivos			Negativos			En evaluación			Total			En curso		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014	2016	2015	2014	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Europa	-	-	-	-	6	1	1	-	1	1	6	2	1	1	3
Noruega	-	-	-	-	4	1	-	-	1	-	4	2	-	-	-
Reino Unido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de países de Europa	-	-	-	-	2	-	1	-	-	1	2	-	1	1	3
Latinoamérica	-	-	1	2	2	3	-	1	2	2	3	6	1	1	2
Brasil	-	-	1	-	-	1	-	1	-	-	1	2	-	-	1
Colombia	-	-	-	2	-	1	-	-	1	2	-	2	-	1	-
Perú	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	2	-	1	-	1
Trinidad y Tobago	-	-	-	-	-	1	-	-	1	-	-	2	-	-	-
Venezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de países de Latinoamérica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	-	1	1	-	2	1	-	-	1	-	3	3	-	-	2
Canadá	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Estados Unidos	-	1	1	-	1	1	-	-	1	-	2	3	-	-	1
África	-	2	-	1	3	7	1	-	2	2	5	9	-	-	2
Asia y Oceanía	-	1	2	6	-	2	2	1	-	8	2	4	-	2	1
Indonesia	-	-	-	1	-	-	2	-	-	3	-	-	-	2	-
Malasia	-	-	-	3	-	-	-	1	-	3	1	-	-	-	-
Rusia	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	1	2	-	-	1
Resto países Asia y Oceanía	-	-	-	2	-	2	-	-	-	2	-	2	-	-	-
Total	**-**	**4**	**4**	**9**	**13**	**14**	**4**	**2**	**6**	**13**	**19**	**24**	**2**	**4**	**10**

[1] No incluye sondeos *appraisal* (en 2016 se terminaron 6 sondeos *appraisal* -3 con resultado positivo, 2 negativos y 1 en evaluación- y 2 sondeos *appraisal* se encontraban en curso), ni el pozo Piscuri 4000 en Rumanía que se encontraba suspendido al cierre del ejercicio. El pozo Mashira-6X fue declarado negativo aunque al cierre del ejercicio 2016 se encontraba en curso.

	Pozos de desarrollo terminados											
	Positivos			Negativos			En evaluación			Total		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Europa	3	4	-	-	-	-	-	-	-	3	4	-
Noruega	1	3	-	-	-	-	-	-	-	1	3	-
Reino Unido	2	1	-	-	-	-	-	-	-	2	1	-
Resto de países de Europa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Latinoamérica	52	62	78	2	3	5	7	5	8	61	70	91
Brasil	4	10	9	-	-	-	-	1	-	4	11	9
Colombia	3	20	26	-	-	-	1	-	1	4	20	27
Perú	3	-	1	-	-	-	1	-	-	4	-	1
Trinidad y Tobago	8	3	5	-	-	-	5	2	2	13	5	7
Venezuela	25	22	28	-	2	3	-	-	5	25	24	36
Resto de países de Latinoamérica	9	7	9	2	1	2	-	2	-	11	10	11
América del Norte	150	282	471	-	1	1	-	16	1	150	299	473
Canadá	31	30	-	-	-	-	-	6	-	31	36	-
Estados Unidos	119	252	471	-	1	1	-	10	1	119	263	473
África	8	2	8	1	1	-	1	-	-	10	3	8
Asia y Oceanía	46	43	34	-	3	3	-	-	-	46	46	37
Indonesia	1	1	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-
Malasia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rusia	45	42	34	-	2	3	-	-	-	45	44	37
Resto países Asia y Oceanía	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1	-
Total	**259**	**393**	**591**	**3**	**8**	**9**	**8**	**21**	**9**	**270**	**422**	**609**

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 los criterios establecidos por el sistema "SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resources Management System", referido normalmente por su acrónimo SPE-PRMS (SPE - Society of Petroleum Engineers)". Los precios de los hidrocarburos y otras bases económicas sobre evolución futura de los costes se corresponden con la mejor estimación utilizada por la empresa para determinar el valor futuro de sus activos. Estas bases económicas se aplican 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 y se proyectan de acuerdo a las bases económicas indicadas. 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 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 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

A 31 de diciembre de 2014	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Consolidadas									
Flujos de caja futuros	24.601	265	198	7.437	3.708	3.555	9.438	-	-
Costes futuros de producción	(7.358)	(127)	(75)	(3.769)	(593)	(1.784)	(1.010)	-	-
Costes futuros de desarrollo y abandono	(2.706)	(207)	(25)	(973)	(661)	(369)	(471)	-	-
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(6.529)	22	(9)	(799)	(563)	(268)	(4.912)	-	-
Flujos netos de caja futuros D.D.I	**8.008**	**(47)**	**89**	**1.896**	**1.891**	**1.134**	**3.045**	**-**	**-**
Efecto de actualizar al 10%	(3.002)	117	(42)	(1.123)	(522)	(264)	(1.168)	-	-
Valor actual	**5.006**	**70**	**47**	**773**	**1.369**	**870**	**1.877**	**-**	**-**
Sociedades Participadas									
Flujos de caja futuros	24.360	-	10.364	-	-	12.160	-	1.836	-
Costes futuros de producción	(9.922)	-	(3.983)	-	-	(4.978)	-	(961)	-
Costes futuros de desarrollo y abandono	(3.732)	-	(1.009)	-	-	(2.634)	-	(89)	-
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(3.087)	-	(1.750)	-	-	(1.161)	-	(176)	-
Flujos netos de caja futuros D.D.I	**7.619**	**-**	**3.622**	**-**	**-**	**3.387**	**-**	**610**	**-**
Efecto de actualizar al 10%	(3.291)	-	(2.147)	-	-	(865)	-	(279)	-
Valor actual	**4.328**	**-**	**1.475**	**-**	**-**	**2.522**	**-**	**331**	**-**
Valor total actual	**9.334**	**70**	**1.522**	**773**	**1.369**	**3.392**	**1.877**	**331**	**-**

Millones de euros

A 31 de diciembre de 2015	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Consolidadas									
Flujos de caja futuros	47.888	792	123	8.255	14.679	8.570	8.521	6.948	-
Costes futuros de producción	(17.649)	(648)	(32)	(3.731)	(6.047)	(4.405)	(1.131)	(1.655)	-
Costes futuros de desarrollo y abandono	(8.115)	(1.477)	(1)	(969)	(2.017)	(2.744)	(404)	(467)	(36)
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(6.433)	1.622	(28)	(1.136)	(448)	(242)	(4.197)	(2.005)	1
Flujos netos de caja futuros D.D.I	**15.691**	**289**	**62**	**2.419**	**6.167**	**1.179**	**2.789**	**2.821**	**(35)**
Efecto de actualizar al 10%	(6.996)	(429)	(24)	(1.545)	(3.151)	287	(1.176)	(962)	4
Valor actual	**8.695**	**(140)**	**38**	**874**	**3.016**	**1.466**	**1.613**	**1.859**	**(31)**
Sociedades Participadas									
Flujos de caja futuros	29.182	2.149	16.313	-	-	9.153	-	1.567	-
Costes futuros de producción	(12.127)	(2.293)	(5.315)	-	-	(3.642)	-	(877)	-
Costes futuros de desarrollo y abandono	(7.488)	(4.249)	(951)	-	-	(2.187)	-	(101)	-
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(3.740)	997	(3.904)	-	-	(690)	-	(143)	-
Flujos netos de caja futuros D.D.I	**5.827**	**(3.396)**	**6.143**	**-**	**-**	**2.634**	**-**	**446**	**-**
Efecto de actualizar al 10%	(2.642)	1.786	(3.656)	-	-	(570)	-	(202)	-
Valor actual	**3.185**	**(1.610)**	**2.487**	**-**	**-**	**2.064**	**-**	**244**	**-**
Valor total actual	**11.880**	**(1.750)**	**2.525**	**874**	**3.016**	**3.530**	**1.613**	**2.103**	**(31)**

Millones de euros

A 31 de diciembre de 2016	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Consolidadas									
Flujos de caja futuros	48.018	1.014	120	11.673	12.744	7.195	8.969	6.303	-
Costes futuros de producción	(11.034)	(602)	(34)	(5.048)	(1.845)	(877)	(1.086)	(1.542)	-
Costes futuros de desarrollo y abandono	(7.938)	(1.650)	(6)	(607)	(1.141)	(2.987)	(682)	(865)	-
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(7.722)	1.536	(27)	(2.011)	(951)	(227)	(4.441)	(1.601)	-
Flujos netos de caja futuros D.D.I	**21.324**	**298**	**53**	**4.007**	**8.807**	**3.104**	**2.760**	**2.295**	**-**
Efecto de actualizar al 10%	(11.361)	(477)	(25)	(2.677)	(5.335)	(1.178)	(1.044)	(625)	-
Valor actual	**9.963**	**(179)**	**28**	**1.330**	**3.472**	**1.926**	**1.716**	**1.670**	**-**
Sociedades Participadas									
Flujos de caja futuros	33.358	3.166	17.310	-	-	11.167	-	1.715	-
Costes futuros de producción	(13.832)	(2.967)	(5.826)	-	-	(4.129)	-	(910)	-
Costes futuros de desarrollo y abandono	(8.139)	(4.480)	(1.041)	-	-	(2.495)	-	(123)	-
Gastos futuros por impuestos sobre beneficios	(4.376)	1.020	(4.160)	-	-	(1.123)	-	(113)	-
Flujos netos de caja futuros D.D.I	**7.011**	**(3.261)**	**6.283**	**-**	**-**	**3.420**	**-**	**569**	**-**
Efecto de actualizar al 10%	(2.784)	1.874	(3.675)	-	-	(728)	-	(255)	-
Valor actual	**4.227**	**(1.387)**	**2.608**	**-**	**-**	**2.692**	**-**	**314**	**-**
Valor total actual	**14.190**	**(1.566)**	**2.636**	**1.330**	**3.472**	**4.618**	**1.716**	**1.984**	**-**

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 2014, 2015 y 2016:

Millones de euros

	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades consolidadas									
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	**4.852**	**93**	**27**	**845**	**1.268**	**872**	**1.747**	**-**	**-**
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(774)	4	(1)	11	(303)	(197)	(288)	-	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(165)	34	-	(133)	(8)	12	(70)	-	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período	(2.248)	(77)	(2)	(162)	(625)	(356)	(1.026)	-	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas	112	-	-	65	-	47	-	-	-
Cambios netos por compra/venta de activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados	857	11	(4)	(147)	682	58	257	-	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio	490	13	16	15	193	111	142	-	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente	1.035	12	9	175	264	188	387	-	-
Otros no específicos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios	847	(20)	2	104	(102)	135	728	-	-
Variación neta	154	(23)	20	(72)	101	- (2)	130	-	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	**5.006**	**70**	**47**	**773**	**1.369**	**870**	**1.877**	**-**	**-**
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(4.465)	(67)	4	(65)	(942)	(847)	(2.251)	(286)	(11)
Cambios en los costes de desarrollo futuros	210	(7)	7	113	78	(33)	52	-	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período	(2.032)	(82)	(4)	(129)	(852)	(485)	(91)	(405)	16
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas	460	-	-	-	324	136	-	-	-
Cambios netos por compra/venta de activos	5.204	163	-	-	1.729	920	190	2.239	(37)
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados	340	12	(33)	(31)	231	288	(174)	47	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio	1.270	104	17	62	474	336	153	122	2
Efecto de la actualización a una fecha diferente	1.084	6	11	170	296	180	386	35	-
Otros no específicos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios	1.618	(339)	(11)	(19)	309	101	1.471	107	(1)
Variación neta	3.689	(210)	(9)	101	1.647	596	(264)	1.859	(31)
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	**8.695**	**(140)**	**38**	**874**	**3.016**	**1.466**	**1.613**	**1.859**	**(31)**
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(352)	71	(6)	69	(255)	(261)	(83)	113	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(477)	(162)	(2)	161	(105)	(50)	(192)	(140)	13
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período	(1.273)	(41)	(12)	(50)	(436)	(246)	(36)	(465)	13
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas	642	-	-	311	198	120	-	13	-
Cambios netos por compra/venta de activos	(195)	5	-	-	21	23	-	(244)	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados	871	108	1	(90)	61	525	85	181	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio	620	47	1	64	216	121	63	97	11
Efecto de la actualización a una fecha diferente	1.119	(18)	3	137	399	200	220	184	(6)
Otros no específicos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios	313	(49)	5	(146)	357	28	46	72	-
Variación neta	1.268	(39)	(10)	456	456	460	103	(189)	31
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	**9.963**	**(179)**	**28**	**1.330**	**3.472**	**1.926**	**1.716**	**1.670**	**-**

Millones de euros

	Total	Europa	Venezuela	Perú	Estados Unidos	Resto de América	África	Asia	Oceanía
Sociedades Participadas									
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	**3.493**	**-**	**1.234**	**-**	**-**	**2.063**	**-**	**196**	**-**
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(529)	-	(148)	-	-	(403)	-	22	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(445)	-	(138)	-	-	(329)	-	22	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período	(1.185)	-	(239)	-	-	(877)	-	(69)	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas	143	-	-	-	-	143	-	-	-
Cambios netos por compra/venta de activos	(4)	-	-	-	-	(4)	-	-	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados	1.091	-	78	-	-	935	-	78	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio	604	-	265	-	-	291	-	48	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente	846	-	314	-	-	477	-	55	-
Otros no específicos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios	314	-	109	-	-	226	-	(21)	-
Variación neta	835	-	241	-	-	-459	-	135	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	**4.328**	**-**	**1.475**	**-**	**-**	**2.522**	**-**	**331**	**-**
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	(2.120)	(236)	120	-	-	(1.843)	-	(161)	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	304	-	111	-	-	201	-	(8)	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período	(1.662)	25	(282)	-	-	(1.317)	-	(88)	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios netos por compra/venta de activos	(1.355)	(1.624)	-	-	-	269	-	-	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados	1.748	98	1.111	-	-	492	-	47	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio	1.235	196	318	-	-	701	-	20	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente	914	(29)	358	-	-	517	-	68	-
Otros no específicos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios	(208)	(40)	(724)	-	-	521	-	35	-
Variación neta	(1.144)	(1.610)	1.012	-	-	-(459)	-	(87)	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	**3.185**	**(1.610)**	**2.487**	**-**	**-**	**2.064**	**-**	**244**	**-**
Cambios por precios de venta o transferencia y por costes de producción futuros	236	184	(84)	-	-	104	-	32	-
Cambios en los costes de desarrollo futuros	(617)	(141)	(182)	-	-	(275)	-	(19)	-
Ventas y transferencias de petróleo y gas producidos durante el período	(992)	85	(355)	-	-	(681)	-	(41)	-
Cambios netos por extensiones, descubrimientos y mejora de la recuperación en las reservas	579	-	-	-	-	579	-	-	-
Cambios netos por compra/venta de activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios netos por revisiones en los volúmenes estimados	510	(8)	152	-	-	335	-	31	-
Costes de desarrollo previamente estimados incurridos durante el ejercicio	1.031	292	231	-	-	493	-	15	-
Efecto de la actualización a una fecha diferente	481	(160)	328	-	-	281	-	32	-
Otros no específicos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambios en impuestos sobre beneficios	(186)	(29)	31	-	-	(208)	-	20	-
Variación neta	1.042	223	121	-	-	628	-	70	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	**4.227**	**(1.387)**	**2.608**	**-**	**-**	**2.692**	**-**	**314**	**-**
Total Sociedades Consolidadas y Participadas	**14.190**	**(1.566)**	**2.636**	**1.330**	**3.472**	**4.618**	**1.716**	**1.984**	**-**