

Repsol 2013



Índice

Magnitudes básicas	4	Grupo Repsol	28	Áreas corporativas	96
Carta del Presidente Ejecutivo	6	Entorno	30	Personas	98
Hitos	10	Resultados	34	Seguridad y medio ambiente	102
La acción de Repsol	22	Situación financiera	38	I+D	108
Órganos rectores	24	Áreas de negocio	40	Responsabilidad corporativa	114
		Upstream	44		
		Downstream	82	Tabla de conversiones	118
		Gas Natural Fenosa	92	Glosario de términos	119

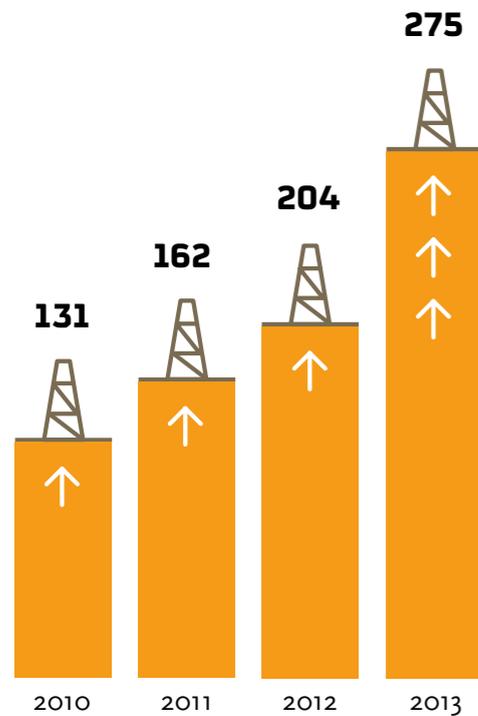
Magnitudes básicas

El beneficio neto recurrente a CCS de Repsol, que mide específicamente la marcha de los negocios de la compañía, ascendió en 2013 a 1.823 millones de euros, un 6,7% inferior al del ejercicio anterior. El resultado neto, cifrado en 195 millones de euros, se explica fundamentalmente por los saneamientos extraordinarios vinculados al acuerdo por YPF e YPF Gas, y las provisiones realizadas.



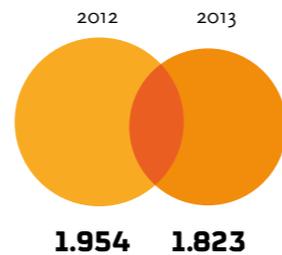
Tasa de reemplazo de reservas probadas

Porcentaje



Resultado neto recurrente a CCS

Millones de euros



Deuda neta*

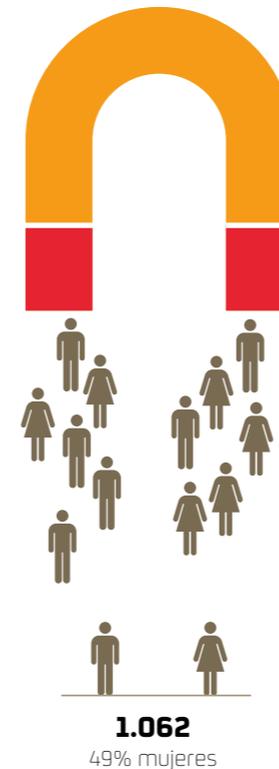
Millones de euros



* Ex Gas Natural Fenosa e incluyendo preferentes

Atracción de talento

Nuevos contratos fijos en 2013



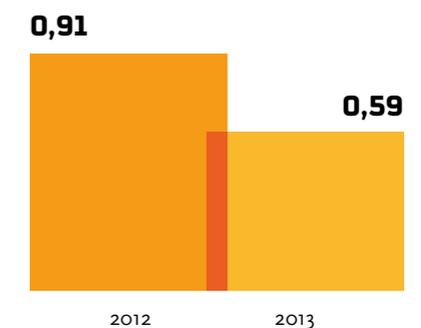
Aportación a la sociedad

Millones de euros



Seguridad en el trabajo

Índice de frecuencia de accidentes





Carta del Presidente Ejecutivo

Queridos accionistas,

Un año más, me dirijo a ustedes para darles cuenta de los acontecimientos más relevantes para Repsol ocurridos durante 2013 y las primeras semanas de 2014.

Ha sido precisamente durante estas últimas semanas cuando, tras casi dos años de intenso trabajo, ha fructificado el esfuerzo realizado por nuestra compañía para alcanzar una compensación adecuada por la expropiación a Repsol del 51% del capital social de YPF e YPF Gas, ocurrida en abril de 2012.

Durante estos dos últimos años la estrategia de Repsol se ha centrado en defender los derechos e intereses de todos sus accionistas con una doble vertiente de actuación: de una parte, una amplia y firme ofensiva jurídica ante tribunales de justicia y organismos internacionales de arbitraje, y de otra, mantener una abierta actitud de diálogo para conseguir un acuerdo amistoso de compensación satisfactorio para la compañía.

Esta doble estrategia dio finalmente sus frutos y, tras meses de intenso trabajo, el pasado 25 de febrero el Consejo de Administración de Repsol aprobó el “Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación” con la República Argentina, por el que esta última reconoce el derecho de Repsol a percibir 5.000 millones de dólares por la expropiación, se establecen los mecanismos jurídicos y financieros necesarios para garantizar su cobro y ambas partes desisten y renuncian a una serie de acciones y reclamaciones recíprocas.

En Repsol estamos satisfechos con este acuerdo, ya que, además de garantizar una compensación económica adecuada, permite a nuestra compañía

iniciar una nueva etapa libre de incertidumbres, aumentar nuestra fortaleza financiera e incrementar nuestras opciones de crecimiento.

Señores accionistas, tenemos ante nosotros muchas oportunidades que veremos madurar en los próximos años. Quiero darles las gracias a todos ustedes y también a los trabajadores de Repsol por el esfuerzo y el apoyo que han mostrado durante estos dos años. Definimos una estrategia, nos pusimos a trabajar, y ahí están los resultados.

En cualquier caso, tal y como tuve ocasión de manifestarles durante la pasada Junta General de Accionistas, celebrada en mayo de 2013, es voluntad del Consejo de Administración de Repsol, y muy especialmente de este presidente, someter a la consideración de todos ustedes la ratificación de este acuerdo. El citado convenio también deberá ser ratificado por el Congreso de la Nación Argentina.

Paralelamente, en la gestión del día a día de los negocios de Repsol, nuestra compañía ha demostrado su capacidad de respuesta en un contexto complicado, caracterizado por la conflictividad en Libia y la desaceleración económica general. Repsol obtuvo en 2013 un beneficio neto recurrente, excluyendo los resultados atípicos y considerando los costes de los crudos y productos a valor de reposición, de 1.823 millones de euros, lo que supone una disminución del 6,7% respecto al ejercicio anterior. El resultado neto final del ejercicio se cifró en 195 millones de euros, como consecuencia fundamentalmente del saneamiento extraordinario de 1.279 millones de euros por el acuerdo alcanzado con Argentina y a los 1.105 millones de euros en provisiones realizadas sobre activos



“El acuerdo por la expropiación de YPF garantiza una compensación económica adecuada, nos permite iniciar una nueva etapa libre de incertidumbres, aumentar nuestra fortaleza financiera e incrementar nuestras opciones de crecimiento”

norteamericanos de GNL no incluidos en la venta acordada con Shell durante el pasado ejercicio. En lo que se refiere a la marcha de los negocios, en 2013 destacaron los aumentos en la producción y las reservas de hidrocarburos de nuestra compañía, con una tasa de reemplazo de reservas probadas del 275%, una de las más altas del sector en el mundo.

El crecimiento del 4% de la producción de hidrocarburos se debió fundamentalmente a la puesta en marcha de nuevos proyectos clave del Upstream, que compensaron las paradas de producción en Libia. Este incremento, junto con el mayor volumen del negocio de GNL, contribuyó a compensar los menores márgenes de refino y química, en un entorno caracterizado por la ralentización del ritmo de crecimiento mundial y la debilidad de los márgenes de refino en Europa.

Durante el ejercicio se pusieron en marcha tres de nuestros proyectos estratégicos de crecimiento: Sapinhoá (Brasil), Syskonsinskoye (Rusia) y la fase II de Margarita-Huacaya (Bolivia). Adicionalmente, en febrero de 2014 la compañía conectó un segundo pozo al proyecto Sapinhoá.

En 2013 hemos mantenido el esfuerzo inversor en proyectos de exploración y consolidado la tendencia de éxitos iniciada en 2005, con nueve sondeos positivos en Brasil, Alaska, Argelia, Rusia, Colombia y Libia. De esta manera, incorporamos recursos por más de 300 millones de barriles equivalentes de petróleo en el ejercicio y alcanzamos los objetivos anuales establecidos en nuestro Plan Estratégico 2012-2016.

En el negocio del Downstream, volvimos a demostrar la buena calidad de nuestros activos, más aún después de la puesta en marcha de los grandes

proyectos de refino en Cartagena y Petronor, ocupando posiciones de liderazgo entre nuestros competidores europeos en términos de margen integrado de refino y marketing. La utilización de las unidades de conversión de su sistema de refino alcanzó el 99%. Todo ello, en un entorno caracterizado por la continuada caída de la demanda en Europa, y en España en particular, que ha presionado a la baja los márgenes de refino y química, y las ventas en los negocios comerciales.

En cuanto a los activos de GNL, el 1 de enero de 2014 completamos la venta a Shell de las participaciones de Repsol en plantas de licuefacción (Atlantic LNG y Peru LNG) y activos de comercialización y transporte. Esta operación nos aportó unos ingresos cercanos a los 4.300 millones de dólares.

Al cierre del ejercicio, la deuda neta de Repsol, sin tener en cuenta Gas Natural Fenosa, se situó en 5.358 millones de euros, lo que supone un descenso del 27,9% respecto al año anterior. Asimismo, Repsol cuenta con un alto nivel de liquidez, que se sitúa en 9.282 millones de euros.

Un año más, Repsol mantuvo una atractiva retribución para sus accionistas (0,96 euros por acción), lo que supone una rentabilidad por dividendo del 6%. A través del programa “Repsol Dividendo Flexible”, nuestra compañía siguió dando la opción de percibir la remuneración, total o parcialmente, en acciones de nueva emisión o en efectivo, de manera que en 2013 se pagaron 467 millones de euros a los accionistas y se les entregaron 46.293.180 acciones nuevas.

Asimismo, en enero de 2014, en el marco del mismo programa y en sustitución del que hubiera sido el dividendo a cuenta del ejercicio, nuestra compañía desembolsó en efectivo 232 millones de euros

“Estamos especialmente orgullosos del compromiso de Repsol con la creación de empleo y la atracción de talento. La plantilla aumentó en 219 personas en 2013”

(0,477 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita, y retribuyó con 22.044.113 millones de acciones (equivalente a unos 389 millones de euros) a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas. En este mismo orden de cosas, el Consejo de Administración del pasado 25 de febrero acordó proponer a la Junta General de Accionistas, en sustitución del tradicional dividendo complementario del ejercicio, una ampliación de capital liberada equivalente a una retribución de unos 0,50 euros por acción.

En lo que se refiere a la evolución bursátil, la acción de Repsol se revalorizó un 19,5%, por encima de sus comparables europeos (10,4%). Otros hitos de 2013 fueron la venta de autocartera (5%), que nos permitió incorporar al accionariado a una de las compañías de inversión más prestigiosas del mundo, Temasek; y la recompra voluntaria de las participaciones preferentes.

Durante el año, fueron múltiples los reconocimientos obtenidos en materia de responsabilidad corporativa y compromiso con la sociedad por parte de Repsol. Además, ocupamos posiciones de liderazgo en las instituciones y organismos en los que participamos. En septiembre de 2013 presentamos nuestros Planes de Sostenibilidad 2013-2014, que sitúan a la compañía a la vanguardia de la responsabilidad corporativa.

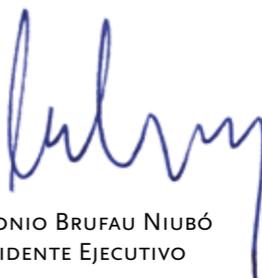
Señores accionistas, estamos especialmente orgullosos del compromiso de Repsol con la creación de empleo y la atracción de talento. La plantilla gestionada aumentó en 219 personas en 2013 gracias a las 1.062 nuevas contrataciones durante el ejercicio.

También estamos satisfechos de nuestros índices de seguridad, sin que por ello renunciemos a objetivos

de mayor exigencia. En 2013 no se registró fatalidad alguna, ni en el personal propio ni en el contratista, y el índice de frecuencia de accidentes con baja integrado descendió más de un 35% respecto al ejercicio anterior, cumpliendo con el objetivo anual fijado y acumulando un descenso del 55% desde 2011.

El Comité de Diversidad y Conciliación de Repsol siguió impulsando los programas iniciados en años anteriores: teletrabajo, integración laboral de personas con capacidades diferentes, jornada laboral, gestión eficiente del tiempo y diversidad cultural. Al cierre del ejercicio, más de 1.200 personas estaban adheridas al programa de teletrabajo en todo el mundo, lo que supone un incremento del 18% respecto a 2013. Un total de 32 nuevas vacantes fueron cubiertas por personas con discapacidad. En Repsol trabajaban a 31 de diciembre de 2013 más de 650 trabajadores con capacidades diferentes, lo que supone un incremento anual del 19,5%. También aumentaron las inversiones en formación, en investigación y desarrollo, y las sociales voluntarias.

Todos estos logros no serían posibles sin el apoyo y estímulo de todos ustedes. Por ello, les transmito mi sincero agradecimiento y les animo a que nos sigan acompañando en este apasionante proyecto al que dedicamos todos nuestros esfuerzos.



ANTONIO BRUFAU NIUBÓ
PRESIDENTE EJECUTIVO



1 Hitos

Aumento de la producción y tasa de reemplazo récord

Incremento del 4% respecto a 2012



El área de Exploración y Producción (Upstream) se consolidó en 2013 como el motor de crecimiento de la compañía, con una notable mejora en sus principales magnitudes. La producción neta alcanzó los 346.000 barriles equivalentes de petróleo al día, lo que supone un incremento del 4% respecto al ejercicio anterior.

Durante el año se pusieron en marcha tres de los proyectos estratégicos de crecimiento: Sapinhoá (Brasil), Syskonsininskoye (Rusia) y la fase II de Margarita-Huacaya (Bolivia). Adicionalmente, en febrero de 2014 la compañía conectó un segundo pozo al proyecto Sapinhoá, que aportará más de 4.000 barriles diarios de nueva producción neta al Grupo Repsol. Estos proyectos se unen a los ya iniciados en 2012 en España (Lubina y Montanazo), Estados Unidos (Mississippian Lime), Rusia (AROG) y Bolivia (fase I de Margarita). El resto de los proyectos estratégicos continuaron su desarrollo, destacando en el año la obtención de la declaración de comercialidad del campo Carioca, en el bloque BM-S-9 de Brasil.

La tasa de reemplazo de reservas probadas fue del 275%, lo que supone el ratio más alto de la historia de Repsol y uno de los más elevados del sector en el mundo en 2013. Al final del ejercicio, la cifra de reservas probadas ascendió a 1.515 millones de barriles equivalentes de petróleo. Durante 2013, Repsol mantuvo su esfuerzo inversor en proyectos de exploración, consolidando la tendencia de éxitos iniciada en 2005, con nueve sondeos positivos en Brasil (BM-S-50), Alaska (North Slope), Argelia (SE Illizi), Rusia (Karabahsky-2), Colombia y Libia. De esta manera, Repsol incorporó recursos por más de 300 millones de barriles equivalentes de petróleo en el ejercicio y consiguió los objetivos anuales establecidos en su Plan Estratégico 2012-2016.

Para asegurar a largo plazo la actividad exploratoria, Repsol incorporó a su dominio minero 65 nuevos bloques exploratorios, con una superficie total de 64.183 km² (37.194 km² netos de Repsol), fundamentalmente en Estados Unidos (44 bloques) y Noruega (6 bloques).



Acuerdo por la expropiación de YPF

Compensación
de 5.000
millones
de dólares



El Consejo de Administración de Repsol, en su reunión del 25 de febrero de 2014, acordó la suscripción del acuerdo con la República Argentina, por el que esta última se compromete a compensar con 5.000 millones de dólares la expropiación del 51% de las acciones de YPF e YPF Gas. Este acuerdo, que deberá ser aprobado por la Junta General de Accionistas de Repsol y por el Congreso de la Nación Argentina, permitirá obtener ingresos por el valor recuperado, reforzar la solidez financiera y aumentar la capacidad de crecimiento e inversión de Repsol durante los próximos años.

El "Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación" establece las garantías para el pago efectivo de la compensación, y supone el desistimiento recíproco de las acciones judiciales y arbitrales interpuestas, y la renuncia a nuevas reclamaciones.

El acuerdo estipula que, para el pago de la compensación, el Gobierno argentino entregará a Repsol una cartera fija de títulos de deuda pública en dólares por un valor nominal de 5.000 millones y, en su caso, una cartera complementaria de títulos por un valor nominal máximo

de 1.000 millones de dólares. La entrega de esta segunda cartera de bonos se ajustará de manera que el valor de mercado de todos los bonos argentinos entregados a Repsol ascienda, al menos, a 4.670 millones de dólares, con un máximo de 6.000 millones de dólares de valor nominal.

La deuda de la República Argentina frente a Repsol se dará por saldada con el cobro total de la compensación, ya sea mediante la enajenación de los bonos o con el cobro regular de la deuda a sus respectivos vencimientos.

Como garantía adicional, la República Argentina reconoce que en caso de reestructuración o de incumplimiento del pago de los títulos, Repsol tiene derecho a acelerar la deuda, y reclamar en arbitraje internacional sujeto a UNCITRAL (Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional) las cantidades pendientes de pago hasta alcanzar los 5.000 millones de dólares. El acuerdo de compensación estará protegido por el Acuerdo de Promoción y Protección Recíproca de Inversiones entre España y Argentina.

Plusvalía por la venta de activos de GNL

Reducción
de la deuda en
3.300 millones
de dólares



En febrero de 2013, Repsol firmó un acuerdo de venta con Shell de su negocio de GNL que incluía participaciones en plantas de licuefacción (Atlantic LNG y Peru LNG) y activos de comercialización y transporte. El 31 de diciembre de 2013 se materializó la primera fase de esa venta con la transmisión de las participaciones en las plantas de licuefacción y los principales contratos de aprovisionamiento y suministro de GNL, y el 1 de enero de 2014 se completó la transacción con la transmisión del resto de los activos vendidos (comercialización y transporte). Como parte de estas desinversiones, en octubre de 2013 se vendió a BP la participación en Bahía Bizkaia Electricidad (BBE). Estas operaciones aportaron a Repsol unos ingresos aproximados de 4.300 millones de dólares (4.100 millones de dólares por la venta de activos a Shell y 200 millones de dólares por la venta de BBE a BP) y la liberación de compromisos financieros y deuda no consolidada.

Sin contar la deuda vinculada ni los créditos asociados, el *equity value* de los activos objeto de la transacción asciende a 4.400 millones de dólares, con una plusvalía antes de impuestos para Repsol de 3.500 millones de dólares.

Junto con la venta de activos, Repsol y Shell formalizaron un acuerdo por el que esta última suministrará gas natural licuado a la planta de regasificación de Repsol en el complejo de Canaport (Canadá) durante los próximos 10 años, por un volumen total aproximado de un millón de toneladas.

Tras el cierre de la venta, con fecha económica de 30 de septiembre de 2012, Repsol reduce su deuda neta en 3.300 millones de dólares y fortalece significativamente su balance. Con esta operación, Repsol alcanzó un volumen de desinversiones de más de 5.000 millones de euros, por encima de los objetivos fijados en su Plan Estratégico, que contempla para el período 2012-2016 unas desinversiones de entre 4.000 y 4.500 millones de euros.

Entrada de Temasek en el accionariado

Consolidación de la estructura accionarial de la compañía



La sociedad de inversión de Singapur Temasek adquirió en marzo de 2013 la autocartera de Repsol, representativa del 5,04% del capital de la compañía. Con el acuerdo, Temasek adquirió 64,7 millones de acciones de Repsol a un precio de 16,01 euros por título, lo que supuso el pago a la compañía de 1.036 millones de euros. Junto con las acciones que ya poseía, Temasek alcanzó tras esta operación el 6,3% del capital de Repsol. Con esta inversión, Temasek, cuya cartera está valorada en más de 115.000 millones de euros, escoge a Repsol para aumentar su presencia en el sector energético europeo.

La venta a Temasek se enmarca en el objetivo de Repsol de consolidar su estructura accionarial con la incorporación de un inversor de acreditado prestigio internacional, que acompaña a la compañía en su proyecto industrial a largo plazo.

En la Junta General de Accionistas del 31 de mayo de 2013 se nombró consejero externo dominical de Repsol, en representación de Temasek, a René Dahan.

El nuevo consejero comenzó su carrera profesional en la refinería de Exxon en Rotterdam. También trabajó en las oficinas centrales europeas de Exxon, donde fue responsable de la actividad de gas natural de esta compañía 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. Años después se trasladó a Nueva Jersey y en 1992 fue nombrado presidente de Exxon Company International, responsable de todo el negocio de Exxon fuera de Norteamérica. Posteriormente 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.

Inauguración de la ampliación de la refinería de Bilbao

Creación de 100 nuevos puestos de trabajo



El Príncipe de Asturias inauguró el 3 de abril de 2013 la nueva Unidad de Reducción de Fueloil (URF) de la refinería de Petronor, que se encuentra en Múskiz (cerca de Bilbao, en Vizcaya), la mayor inversión industrial que se ha realizado en el País Vasco.

Tras la ampliación, Petronor dispone de una capacidad máxima de procesamiento de 11 millones de toneladas de crudo al año, una de las mayores de España. La refinería cuenta con 928 trabajadores de plantilla y genera 6.200 empleos indirectos. La ampliación ha conllevado la creación de 100 nuevos puestos de trabajo directo. La puesta en marcha de la nueva URF permite reducir la producción de fueloil de la refinería y aumentar la de los productos más demandados por el mercado, como el propano, el butano, la gasolina y el gasóleo. La inversión total

en el proyecto, incluyendo la destinada a programas medioambientales, es de algo más de 1.000 millones de euros.

Tras esta ampliación, que se sumó a la de la refinería de Cartagena, que supuso una inversión aproximada de 3.200 millones de euros, Repsol refuerza la buena calidad de sus activos de Downstream y ocupa posiciones de liderazgo entre sus competidores europeos en términos de margen integrado de refino y marketing. La utilización de las unidades de conversión de su sistema de refino alcanzó el 99% en 2013.

Presentación de los Planes de Sostenibilidad 2013-2014

Respuesta integral a las expectativas de la sociedad



Repsol presentó en septiembre de 2013 sus Planes de Sostenibilidad 2013-2014, que sitúan a la compañía a la vanguardia de la responsabilidad corporativa. Estos planes están basados en una serie de estudios de identificación de expectativas que incluyen más de 100 entrevistas con representantes de las partes interesadas en las actividades de la compañía, como clientes, proveedores, ONG, universidades, reguladores y socios. Después de identificar las expectativas de estos colectivos, se llevó a cabo un análisis que ha permitido comprometer 574 acciones concretas a corto plazo, agrupadas en siete programas que se corresponden con las materias fundamentales de la responsabilidad corporativa.

Las acciones incluidas en los Planes de Sostenibilidad están vinculadas, de media, en un 80% al sistema de retribución variable que aplica Repsol a sus trabajadores, aspecto que responde al compromiso de la compañía y al de sus empleados con el desarrollo sostenible. Dentro de estas acciones,

predominan las dirigidas a crear o modificar procesos operativos y a fomentar comportamientos deseados a través de la información y la formación.

Los Planes de Sostenibilidad de Repsol, con los que la compañía quiere dar una respuesta integral a las expectativas de la sociedad, suponen un cambio de concepto y una gran innovación en materia de responsabilidad corporativa, debido a la metodología utilizada para su elaboración.

Además de un Plan Corporativo, Repsol cuenta con planes para España y Portugal, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, Estados Unidos, Perú y Venezuela, para los que ha analizado las expectativas existentes localmente. Durante 2013 se inició el despliegue del Modelo de la Responsabilidad Corporativa de Repsol y la aprobación de los correspondientes Planes de Sostenibilidad en cuatro centros operativos: las refinerías de A Coruña y Cartagena, y los complejos industriales de Puertollano y Tarragona.

Avances en diversidad y conciliación

Primera empresa en conciliación en España



El Comité de Diversidad y Conciliación de Repsol siguió impulsando en 2013 los programas iniciados en años anteriores: teletrabajo, integración laboral de personas con capacidades diferentes, jornada laboral, gestión eficiente del tiempo y diversidad cultural.

El teletrabajo se ha consolidado en Repsol como una de las medidas más aceptadas en la compañía en la evolución hacia un modelo de entorno de trabajo flexible. Además de los programas piloto de teletrabajo en Ecuador y Perú, se han iniciado diferentes estudios para su implantación en Trinidad y Tobago y Bolivia. Al cierre del ejercicio, un total de 1.222 personas estaban adheridas al programa en todo el mundo, lo que supone un incremento del 18% respecto a 2012.

Adicionalmente, se han realizado acciones para fomentar una gestión más flexible y eficiente del tiempo, basada en la planificación y priorización del trabajo. Algunos de los hitos conseguidos han sido la flexibilidad horaria a nivel mundial adaptada a los usos y costumbres de cada país. Según el estudio publicado por el Instituto Internacional de Ciencias Políticas, Repsol se considera

la primera empresa en conciliación en España. También la Fundación ARHOE (Asociación para la Racionalización de los Horarios Españoles) premió a Repsol por ser la empresa más destacada por la implantación de acciones que propician horarios más racionales, adaptados a las necesidades de las personas.

Repsol cuenta con un plan de integración de personas con discapacidad que integra a estos empleados en todas las áreas de la organización, superando la legislación aplicable al respecto. En España, constituyen el 2,77% de la plantilla y el 22% de estos profesionales ocupan puestos técnicos cualificados.

El esfuerzo actual se centra en la sensibilización e impulso en distintos países, promoviendo un modelo de convivencia social comprometido y solidario. Un total de 32 nuevas vacantes fueron cubiertas por personas con discapacidad en 2013. En Repsol trabajaban a 31 de diciembre un total de 654 trabajadores con capacidades diferentes, un 19,5% más que en 2012.

Un paso más en el objetivo de cero accidentes

Reducción del 55% en el índice de frecuencia de accidentes desde 2011



La meta es ambiciosa: conseguir cero accidentes en las actividades de Repsol. En 2013 se dio otro paso en la consecución de este reto, ya que no se registró ninguna fatalidad, ni en el personal propio ni en el contratista, y el índice de frecuencia de accidentes con baja integrado (número de accidentes computables con pérdida de días y muertes acumuladas en el año por cada millón de horas trabajadas) disminuyó más de un 35% respecto al ejercicio anterior, cumpliendo con el objetivo fijado y acumulando un descenso del 55% desde 2011.

Como resultado del alto nivel de seguridad que exige Repsol en sus operaciones, el conjunto de los indicadores de accidentabilidad reflejó una

mejora continuada en 2013. El cumplimiento de este reto forma parte de los objetivos anuales de los empleados de Repsol.

El Plan de Liderazgo y Cultura en Seguridad y Medio Ambiente ha sido uno de los proyectos más destacables de 2013. En los dos últimos ejercicios todo el colectivo de líderes ha recibido formación en cultura de seguridad, lo que supone que más de 3.000 personas han asistido a alguna de las 120 ediciones celebradas en 11 países. Esta formación se ha extendido también a otros colectivos, y alrededor de 1.000 mandos intermedios han participado en estas iniciativas.

Temporada histórica en todas las competiciones

Compromiso con el deporte de base y la formación de jóvenes



El piloto del equipo Repsol Honda Marc Márquez se proclamó Campeón del Mundo, convirtiéndose en el más joven de la historia en conseguirlo en la categoría reina del motociclismo. Este nuevo título de MotoGP reafirma la apuesta de Repsol por el patrocinio deportivo, tanto en la alta competición como en el deporte de base. Repsol acompaña a Marc Márquez en su carrera deportiva desde los 15 años de edad. Lo mismo sucede con Dani Pedrosa, que defiende los colores de Repsol desde los 13 años. Ambos representan valores como el esfuerzo, el trabajo en equipo y la humildad, que forman parte del ADN de la compañía.

Con este triunfo, Repsol y Honda suman su décimo título de pilotos, en la que es la alianza más consolidada y exitosa del Campeonato del Mundo, que en 2014 cumple 20 años de trayectoria en la élite del Mundial de Motociclismo. La alta competición es el mejor banco de pruebas para los productos que Repsol desarrolla en su Centro de Tecnología,

donde se elabora la gasolina que emplea el equipo Repsol Honda. Los avances tecnológicos se aplican a los productos que Repsol pone a disposición de sus clientes.

En sus 45 años de presencia en el deporte de motor, Repsol ha demostrado su compromiso permanente con el deporte de base apoyando a los jóvenes pilotos en su etapa formativa, acompañándoles en su debut en el Mundial y siguiendo sus pasos durante su trayectoria deportiva. Un ejemplo de este compromiso es el patrocinio del CEV Repsol, antesala del Campeonato del Mundo y competición de la que han surgido grandes campeones, que empezó en 2013.

Otro ejemplo es la Escuela Monlau Repsol, que forma a ingenieros y mecánicos de competición. Uno de sus principales proyectos deportivos es el equipo de Moto3 integrado por Álex Rins y Álex Márquez, dos pilotos que completaron una temporada 2013 muy meritoria.



Evolución bursátil

Base 100

Media del sector: Repsol, BP, Eni, Total, RDS (B), OMV y Statoil.



La acción de Repsol

El año 2013 fue positivo para los mercados bursátiles españoles: el selectivo Ibex-35 cerró con una revalorización del 21,4%. Esta evolución se debió principalmente a un cambio de percepción de la economía española por parte de los inversores. La prima de riesgo cayó 170 puntos durante el año y el interés sobre la deuda española bajó del 5,26% al 4,14%, demostrando que el mercado ve las reformas políticas y la estabilidad como buenas señales para invertir en las empresas españolas.

El comportamiento de los títulos de Repsol siguió una evolución muy similar a la del Ibex-35 (+19,5%). En relación con su sector, la acción de Repsol se comportó mejor que sus comparables europeos, cuyas acciones se revalorizaron de media un 10,4%.

Retribución al accionista

Repsol tiene el compromiso de mantener una retribución atractiva para sus accionistas, en línea con la de ejercicios anteriores y en función de la evolución de sus negocios y sus resultados operativos.

En 2012 Repsol puso en marcha, por primera vez, el programa de retribución al accionista denominado "Repsol Dividendo Flexible", que permite a los accionistas elegir entre recibir parte o la totalidad de su retribución en acciones 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 de 0,96 euros por acción en 2013 incluye

el importe del compromiso irrevocable de compra de derechos de asignación gratuita asumido por Repsol en las dos ampliaciones de capital liberadas cerradas en enero y julio de 2013 (0,473 y 0,445 euros brutos por derecho, respectivamente), en el marco del programa "Repsol Dividendo Flexible", y el dividendo en efectivo de 0,04 euros brutos por acción pagado en junio de 2013. En consecuencia, Repsol pagó durante 2013 un importe total de 467 millones de euros a los accionistas y les entregó 46.293.180 acciones nuevas.

Asimismo, en enero de 2014, en el marco del mismo programa y en sustitución del que hubiera sido el dividendo a cuenta del ejercicio, Repsol desembolsó en efectivo 232 millones de euros (0,477 euros brutos por derecho)

a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita a la compañía y retribuyó con 22.044.113 acciones a aquellos que optaron por recibir títulos nuevos de la sociedad.

Por último, en el marco del programa "Repsol Dividendo Flexible" y en sustitución del tradicional dividendo complementario del ejercicio, el Consejo de Administración acordó proponer a la Junta de Accionistas una ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos equivalente a una retribución al accionista de unos 0,50 euros por acción.

PRINCIPALES INDICADORES BURSÁTILES	2012	2013
Capitalización bursátil (millones de euros) ⁽¹⁾	19.263	23.861
Cotización media del ejercicio (euros)	16,2	17,5
Precio máximo del periodo (euros)	24,1	19,8
Precio mínimo del periodo (euros)	11	15,1
Cotización al cierre del ejercicio ⁽²⁾ (euros)	15,3	18,3
PER ⁽³⁾	9,3	122,1
Rentabilidad por dividendo pagado ⁽⁴⁾ (%)	4,7	6
Fondos propios por acción ⁽⁵⁾	21,48	21,29

⁽¹⁾ Precio de cotización por acción al cierre por el número de acciones en circulación.

⁽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 período/beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante.

⁽⁴⁾ Retribución por acción entre la cotización al inicio del periodo. Se calcula sobre dividendos pagados.

⁽⁵⁾ Fondos propios/número medio de acciones en circulación al cierre.

Órganos rectores

Consejo de Administración



Presidente Ejecutivo

Antonio Brufau Niubó
Presidente de la Comisión Delegada

Vicepresidente primero

Isidro Fainé Casas
Consejero Externo Dominical
Vocal de la Comisión Delegada

Vicepresidente segundo

Manuel Manrique Cecilia
Consejero Externo Dominical
Vocal de la Comisión Delegada

Consejeros

Paulina Beato Blanco
Consejera Externa Independiente
Vocal de la Comisión de Auditoría
y Control

Artur Carulla Font
Consejero Externo Independiente
Vocal de la Comisión Delegada
Presidente de la Comisión
de Nombramientos y Retribuciones
Consejero Independiente Coordinador

Luis Carlos Croissier Batista
Consejero Externo Independiente
Vocal de la Comisión de Auditoría
y Control
Vocal de la Comisión de Estrategia,
Inversiones y Responsabilidad
Social Corporativa

René Dahan
Consejero Externo Dominical
Vocal de la Comisión Delegada

Ángel Durández Adeva
Consejero Externo Independiente
Presidente de la Comisión de Auditoría
y Control

Javier Echenique Landiribar
Consejero Externo Independiente
Vocal de la Comisión Delegada
Vocal de la Comisión de Auditoría
y Control

Mario Fernández Pelaz
Consejero Externo Independiente
Vocal de la Comisión de Nombramientos
y Retribuciones

María Isabel Gabarró Miquel
Consejera Externa Independiente
Vocal de la Comisión de Nombramientos
y Retribuciones
Vocal de la Comisión de Estrategia,
Inversiones y Responsabilidad
Social Corporativa

José Manuel Loureda Mantiñán
Consejero Externo Dominical
Vocal de la Comisión de Nombramientos
y Retribuciones
Vocal de la Comisión de Estrategia,
Inversiones y Responsabilidad Social
Corporativa

Juan María Nin Génova
Consejero Externo Dominical
Vocal de la Comisión de Nombramientos
y Retribuciones
Presidente de la Comisión de Estrategia,
Inversiones y Responsabilidad Social
Corporativa

**Pemex Internacional España,
S.A., representado por
Arturo F. Henríquez Autrey**
Consejero Externo Dominical
Vocal de la Comisión Delegada
Vocal de la Comisión de Estrategia,
Inversiones y Responsabilidad Social
Corporativa

Henri Philippe Reichstul
Consejero Externo Independiente
Vocal de la Comisión Delegada

Luis Suárez de Lezo Mantilla
Consejero Ejecutivo
Secretario General y del Consejo
Vocal de la Comisión Delegada

Comité de Dirección



Josu Jon Imaz San Miguel
Director General del Área Industrial y Trading

Luis Suárez de Lezo Mantilla
Director General de la Secretaría General y del Consejo de Administración

Begoña Elices García
Directora General de Comunicación y de Presidencia

Antonio Brufau Niubó
Presidente Ejecutivo, CEO

Cristina Sanz Mendiola
Directora General de Personas y Organización

Pedro Fernández Frial
Director General de Estrategia y Control

Nemesio Fernández-Cuesta
Director General de Negocios

Miguel Martínez San Martín
Director General Económico Financiero y Desarrollo Corporativo

Luis Cabra Dueñas
Director General de Exploración y Producción



2 Grupo
Repsol

Entorno

La economía mundial moderó su ritmo de crecimiento en 2013 hasta el 3% interanual, fundamentalmente a causa de una desaceleración de las economías emergentes. Por su parte, las economías avanzadas experimentaron un fortalecimiento que, aunque no fue suficiente para compensar esa menor contribución al crecimiento de las economías en desarrollo, ha supuesto una transición de sus políticas monetarias hacia la retirada de estímulos y una mayor estabilidad financiera global.

En lo que respecta al crecimiento por regiones, en Estados Unidos un fuerte ajuste fiscal redujo el crecimiento al 1,9% interanual, si bien la demanda doméstica se mantuvo fuerte. Las economías emergentes, en promedio, crecieron a un ritmo del 4,7%, lejos del 6,2% de 2011. Esta ralentización se debió

a que en algunos casos habían estado creciendo por encima de su potencial y estarían revirtiendo al mismo. En otros casos, el aumento demográfico estaría creando cuellos de botella en las infraestructuras, los mercados de trabajo y la inversión, contribuyendo también a la ralentización de muchas de estas economías.

Avances significativos

En la zona euro, las políticas de ajuste implementadas redujeron los principales riesgos, estabilizando las condiciones financieras. Aunque el crecimiento de la periferia estuvo limitado por una fuerte restricción del crédito y la debilidad de la demanda interna, se han realizado significativos avances en competitividad y exportaciones. El conjunto de la zona euro volvió a registrar tasas positivas

de crecimiento a partir del segundo trimestre del 2013.

La economía española experimentó un notable cambio respecto a los dos últimos años. La relajación de las tensiones en los mercados financieros europeos, junto con el reconocimiento por parte de las instituciones supranacionales de los esfuerzos realizados a nivel interno, se han traducido ya en una mejora de la confianza de los agentes en la economía. Si bien las señales de estabilización son todavía incipientes, la corrección de muchos de los desequilibrios acumulados y las reformas estructurales adoptadas permiten esperar cierta estabilización de la actividad económica. En este sentido, la economía española salió técnicamente de la recesión en el tercer trimestre de 2013, con un crecimiento intertrimestral del 0,1%.





El mercado del petróleo estuvo muy determinado por la entrada de nueva producción de crudo proveniente de formaciones no convencionales de Estados Unidos y Canadá

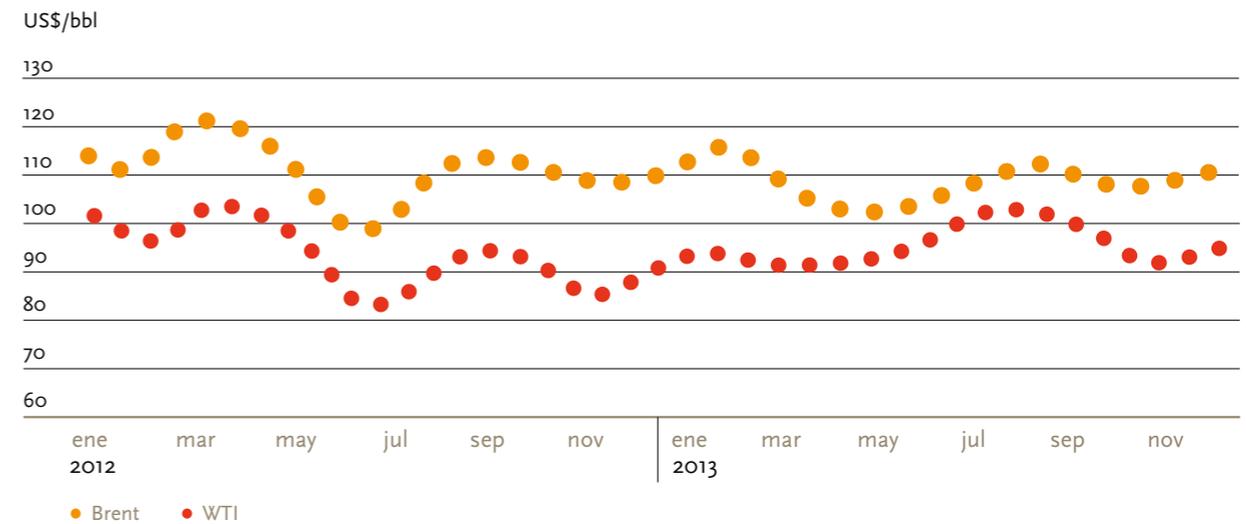
Sector de la energía

Las fluctuaciones registradas en los precios del petróleo a lo largo de 2013 estuvieron relacionadas con la salud económica mundial y la incertidumbre geopolítica. Junto con estos factores, el mercado del petróleo en 2013 estuvo muy determinado por la entrada de nueva producción de crudo proveniente de formaciones no convencionales de Estados Unidos y Canadá. De no ser por el aumento de oferta experimentado por estos países norteamericanos, las fluctuaciones del precio hubiesen sido mayores.

La interacción de estos factores definió dos ciclos a lo largo del año, cada uno con subidas y posteriores caídas de los precios del petróleo. El primer ciclo registró un incremento de los precios

durante los dos primeros meses del año, en respuesta a datos económicos positivos en Estados Unidos, China y Alemania, y particularmente a las tensiones generadas en Argelia por el secuestro del personal de una instalación de gas por parte de islamistas radicales. La etapa bajista de este primer ciclo abarcó de febrero a mediados de abril, período en el que predominó el pesimismo en los datos y las perspectivas económicas de países clave. El segundo ciclo de los precios comenzó su etapa alcista con la radicalización de la guerra civil en Siria, tras el uso de armas químicas. Esta tendencia del precio se vio reforzada por una mejora de las perspectivas económicas y por diversos problemas geopolíticos en Irak y Libia, que afectaron de forma muy

Cotizaciones internacionales



directa al suministro de petróleo de estos países. La siguiente etapa bajista de este segundo ciclo, que comenzó a mediados de septiembre, fue principalmente provocada por la relajación de la incertidumbre geopolítica, aunque todavía latente en Libia, y también, en buena medida, por las dudas generadas ante la posibilidad de que Estados Unidos comenzase a poner freno a la política de inyección de liquidez que ha mantenido los últimos tres años.

Precios del crudo y del gas

El precio medio del crudo Brent en 2013 se situó en 108,7 dólares por barril, mientras que el WTI promedió 98,05 dólares por barril en el mismo periodo. En 2013 el diferencial entre ambos crudos se dividió en dos etapas.

En la primera pasó de los más de 20 dólares de finales de enero hasta los 5 dólares de finales de junio, determinado por la mejora de la infraestructura de refino y transporte de petróleo que ha ayudado a descongestionar el *hub* petrolero de Cushing (Oklahoma). En la segunda etapa, el diferencial volvió a ampliarse por encima de los 13 dólares por barril en diciembre, respondiendo al mencionado incremento sostenido de la oferta de crudo de Estados Unidos.

El precio del gas Henry Hub promedió 3,65 \$/mmBtu, lo que supone un aumento de más del 30% respecto al año anterior. Detrás de dicho incremento se encuentran los fundamentos propios del mercado, en concreto un aumento de la demanda debido a un uso más intensivo

del gas por parte de la industria y del sector residencial en invierno, y una caída de la oferta. A pesar del incremento del Henry Hub, el precio sigue en niveles bajos debido al auge de la producción de gas no convencional (que ya supone cerca de la mitad de la producción total de gas estadounidense).

Resultados



CUENTA DE RESULTADOS RECURRENTE A CCS DEL GRUPO REPSOL			
Millones de euros	2012	2013	Variación (%)
Upstream	2.208	1.757	(20,4)
GNL	535	959	79,3
Downstream	1.013	42	(95,8)
Gas Natural Fenosa	920	889	(3,4)
Corporación	(390)	(304)	22,1
Resultado de explotación	4.286	3.343	(22,0)
Resultado financiero	(857)	(814)	(5,0)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	117	122	4,3
Resultado antes de impuestos	3.546	2.651	(25,2)
Impuesto sobre beneficios	(1.581)	(1.096)	(30,7)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	1.965	1.555	(20,9)
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(75)	(38)	(49,3)
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	1.890	1.517	(19,8)
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones interrumpidas	170	(1.322)	
Resultado total atribuido a la sociedad dominante	2.060	195	(90,5)

(*) Los resultados y otras medidas, magnitudes o indicadores de resultado identificadas como "ajustadas" se han preparado considerando que las magnitudes relacionadas con los activos y negocios de GNL objeto de venta forman parte de los resultados de operaciones continuadas.

Repsol obtuvo en 2013 un beneficio neto recurrente a CCS de 1.823 millones de euros, lo que supone una disminución del 6,7% respecto a 2012. Este beneficio, que excluye los resultados atípicos y considera los costes de crudos y productos a valor de reposición, refleja la actividad ordinaria del negocio de Repsol en un ejercicio caracterizado por un entorno complejo (conflictividad en Libia y desaceleración económica general) y un incremento de las magnitudes básicas de la actividad de la compañía (aumento de la producción y de las reservas de hidrocarburos).

El crecimiento del 4% de la producción de hidrocarburos se debió fundamentalmente a la puesta en marcha de nuevos proyectos clave del Upstream,

que compensaron las paradas de producción en Libia. Este incremento, junto con los mayores márgenes y volúmenes del negocio de GNL, contribuyó a compensar los menores márgenes de refino y química, en un entorno caracterizado por la ralentización del ritmo de crecimiento mundial y la debilidad de los márgenes de refino en Europa.

Proyectos estratégicos

La producción neta de 2013 alcanzó los 346.000 barriles equivalentes de petróleo al día. Se pusieron en marcha tres de los proyectos estratégicos de crecimiento: Sapinhoá, en el bloque BM-S-9 de Brasil, que inició su actividad en enero y alcanzó durante el año una producción total de 30.000 barriles de petróleo al día; Syskonsininskoye (SK), en Rusia,

cuya producción de gas llegó hasta los 1,7 millones de metros cúbicos al día al final del ejercicio; y la fase II de Margarita-Huacaya, en Bolivia, que permitió incrementar la producción de gas a 15 millones de metros cúbicos al día. Adicionalmente, en febrero de 2014 la compañía conectó un segundo pozo al proyecto Sapinhoá, que aportará más de 4.000 barriles diarios de nueva producción neta al Grupo Repsol.

Estos proyectos se unen a los ya iniciados el año anterior en España (Lubina y Montanazo), Estados Unidos (Mississippian Lime), Rusia (AROG) y Bolivia (fase I de Margarita). El resto de los proyectos estratégicos continuaron su desarrollo, destacando en el año la obtención de la declaración de comercialidad del campo Carioca, en el bloque BM-S-9 de Brasil.



La aportación de los proyectos de crecimiento, unida al mejor comportamiento de los campos de Trinidad y Tobago, permitió aumentar la producción de hidrocarburos en 2013, pese a la interrupción de las operaciones en Libia durante más de tres meses, debida a actuaciones de grupos conflictivos en el país.

La tasa de reemplazo de reservas probadas en 2013 fue del 275%, lo que supone el ratio de reemplazo más alto de la historia de Repsol y uno de los más elevados del sector en el mundo en 2013. Al final del ejercicio, la cifra de reservas probadas ascendió a 1.515 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Durante 2013, Repsol mantuvo su esfuerzo inversor en proyectos de exploración, consolidando la tendencia de éxitos iniciada en 2005, con nueve sondeos

positivos en Brasil (BM-S-50), Alaska (North Slope), Argelia (SE Illizi), Rusia (Karabahsky-2), Colombia y Libia. De esta manera, Repsol incorporó recursos por más de 300 millones de barriles equivalentes de petróleo en el ejercicio y alcanzó los objetivos anuales establecidos en su Plan Estratégico 2012-2016.

Para asegurar a largo plazo la actividad exploratoria, Repsol incorporó a su dominio minero 65 nuevos bloques exploratorios, con una superficie total de 64.183 km² (37.194 km² netos de Repsol), fundamentalmente en Estados Unidos (44 bloques) y Noruega (6 bloques).

Liderazgo en Europa

En cuanto al Downstream, Repsol volvió a demostrar la buena calidad de sus activos, más aún después de la puesta en marcha de los grandes proyectos de refino en

Cartagena y Petronor, al obtener un EBITDA de 863 millones de euros, y ocupar posiciones de liderazgo entre sus competidores europeos en términos de margen integrado de refino y marketing. La utilización de las unidades de conversión de su sistema de refino alcanzó el 99%. Todo ello, en un entorno caracterizado por la continuada caída de la demanda en Europa, y en España en particular, que ha presionado a la baja los márgenes de refino y química, y las ventas en los negocios comerciales.

La aportación a los resultados del Grupo Gas Natural Fenosa estuvo en línea con el año anterior. Los menores resultados del negocio eléctrico en España, afectado por la mayor fiscalidad y la nueva regulación, se compensaron con mayores márgenes de comercialización mayorista de gas y mejores resultados en Latinoamérica.

El resultado neto recurrente a coste de reposición (1.823 millones de euros) se tradujo finalmente en un resultado neto a MIFO de 195 millones de euros. La diferencia se explica por el efecto negativo de 187 millones de euros –asociado a la valoración a coste medio del crudo y los productos (MIFO), en lugar de a coste de reposición (CCS)– y por los saneamientos extraordinarios vinculados al acuerdo por YPF e YPF Gas (1.279 millones de euros) y las provisiones sobre determinados activos norteamericanos no incluidos en la venta del GNL (1.105 millones de euros), que fueron compensados parcialmente por la plusvalía contabilizada en 2013 tras la venta de activos de GNL (1.263 millones de euros).

La República Argentina y Repsol alcanzaron un acuerdo que reconoce un valor de 5.000 millones de dólares por el 51%

del capital de YPF e YPF Gas expropiado, que ha sido acordado por el Consejo de Administración de Repsol e incluido para su ratificación en el orden del día de la Junta General de Accionistas.

Plusvalías

En febrero de 2013 se firmó un acuerdo de venta con Shell que incluía participaciones en plantas de licuefacción (Atlantic LNG y Peru LNG) y activos de comercialización y transporte. El 31 de diciembre de 2013 se materializó la primera fase de esa venta con la transmisión de las participaciones en las plantas de licuefacción y los principales contratos de aprovisionamiento y suministro de GNL, y el 1 de enero de 2014 se completó la transacción con la transmisión del resto de los activos vendidos (comercialización y transporte). Por otro lado, en octubre de 2013 se vendió a BP

la participación en Bahía Bizkaia Electricidad (BBE).

Estas operaciones aportaron a Repsol unos ingresos cercanos a los 4.300 millones de dólares y una plusvalía después de impuestos de 1.263 millones de euros en 2013 y de 328 millones en enero de 2014. Como consecuencia de estas ventas, y aplicando criterios de máxima prudencia financiera, Repsol ha ajustado en sus libros el valor de los activos de GNL remanentes, y ha anotado una provisión total después de impuestos de 1.105 millones de euros.

Al cierre del ejercicio, la deuda neta (sin contar Gas Natural Fenosa) se situó en 5.358 millones de euros, lo que supone un descenso del 27,9%. Asimismo, Repsol cuenta con un alto nivel de liquidez, que se sitúa, ex Gas Natural Fenosa, en 9.282 millones de euros, incluyendo líneas de crédito comprometidas disponibles.

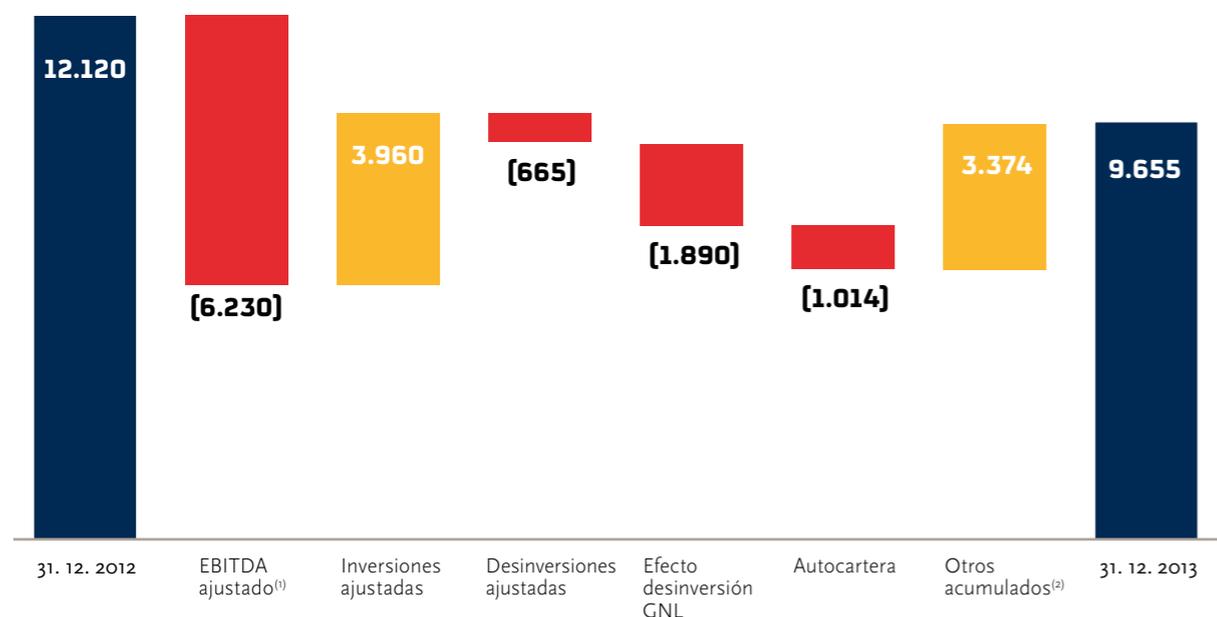
Situación financiera

Repsol continuó en 2013 con su política de prudencia financiera, lo que permitió compatibilizar el mantenimiento del acceso a los mercados y la calificación crediticia con la financiación del programa de inversiones, el plan de recompra voluntaria de participaciones preferentes y una retribución atractiva para los accionistas, como hechos más destacados.

La deuda financiera neta del Grupo Repsol al cierre de 2013 se cifró en 9.655 millones de euros, frente a los 12.120 millones de euros a 31 de diciembre de 2012.

Variación de la deuda neta

Millones de euros



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

⁽²⁾ Incluye fundamentalmente los siguientes conceptos: 1.279 millones de euros de pagos por impuesto sobre beneficios, 145 millones de euros de pagos de actividades de explotación, 528 millones de euros de dividendos distribuidos y otras retribuciones al accionista, y 902 millones de euros de intereses netos.



La deuda financiera neta del Grupo ex Gas Natural Fenosa, es decir, sin tener en cuenta la integración proporcional de las magnitudes correspondientes a dicha sociedad, se situó en 5.358 millones de euros a 31 de diciembre de 2013, lo que supone una reducción del 27,9% respecto al cierre del ejercicio anterior, que está motivada fundamentalmente por el efecto de la operación de venta de activos de GNL.

Prudencia financiera

Repsol mantiene recursos disponibles en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito sin usar que le permiten cubrir los vencimientos de deuda de, al menos, los cinco próximos años, y cubren el 72% de la totalidad de su deuda bruta, incluyendo participaciones preferentes. En el caso de Repsol

ex Gas Natural Fenosa, dichos recursos cubren el 78% de deuda bruta, incluyendo participaciones preferentes.



3 Áreas
de negocio



Repsol es un grupo energético integrado con amplia experiencia en el sector y que desarrolla actividades en más de 50 países.

Upstream

La actividad de exploración y producción de hidrocarburos constituye el motor de crecimiento de Repsol. En esta área, la estrategia se basa en el aumento de la producción y las reservas, el mantenimiento de la intensa actividad exploratoria, la diversificación geográfica, la excelencia operativa y la maximización de la rentabilidad de sus activos. En pocos años, Repsol se ha convertido en una compañía exploradora de prestigio mundial, con casi 40 descubrimientos desde 2008. Para asegurar a largo plazo esta actividad, durante 2013 se incorporaron al dominio minero de Repsol 65 bloques exploratorios, fundamentalmente en Estados Unidos (44 bloques) y Noruega (6 bloques).

↑
+17%
Reservas probadas

↑
+4%
Producción de hidrocarburos

↑
275%
Tasa de reemplazo de reservas probadas
Récord histórico

Exitosa campaña exploratoria en 2013
38% Tasa de éxito
Superior a la media del sector
9 Descubrimientos
En Alaska, Argelia, Brasil, Colombia, Libia y Rusia



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:

223.363
Km²

Sondeos de exploración en 2013:

23 finalizados
4 en curso

Reservas probadas totales:

1.515 Mbep
Ratio de reemplazo
275%

Pozos de desarrollo perforados en 2013:

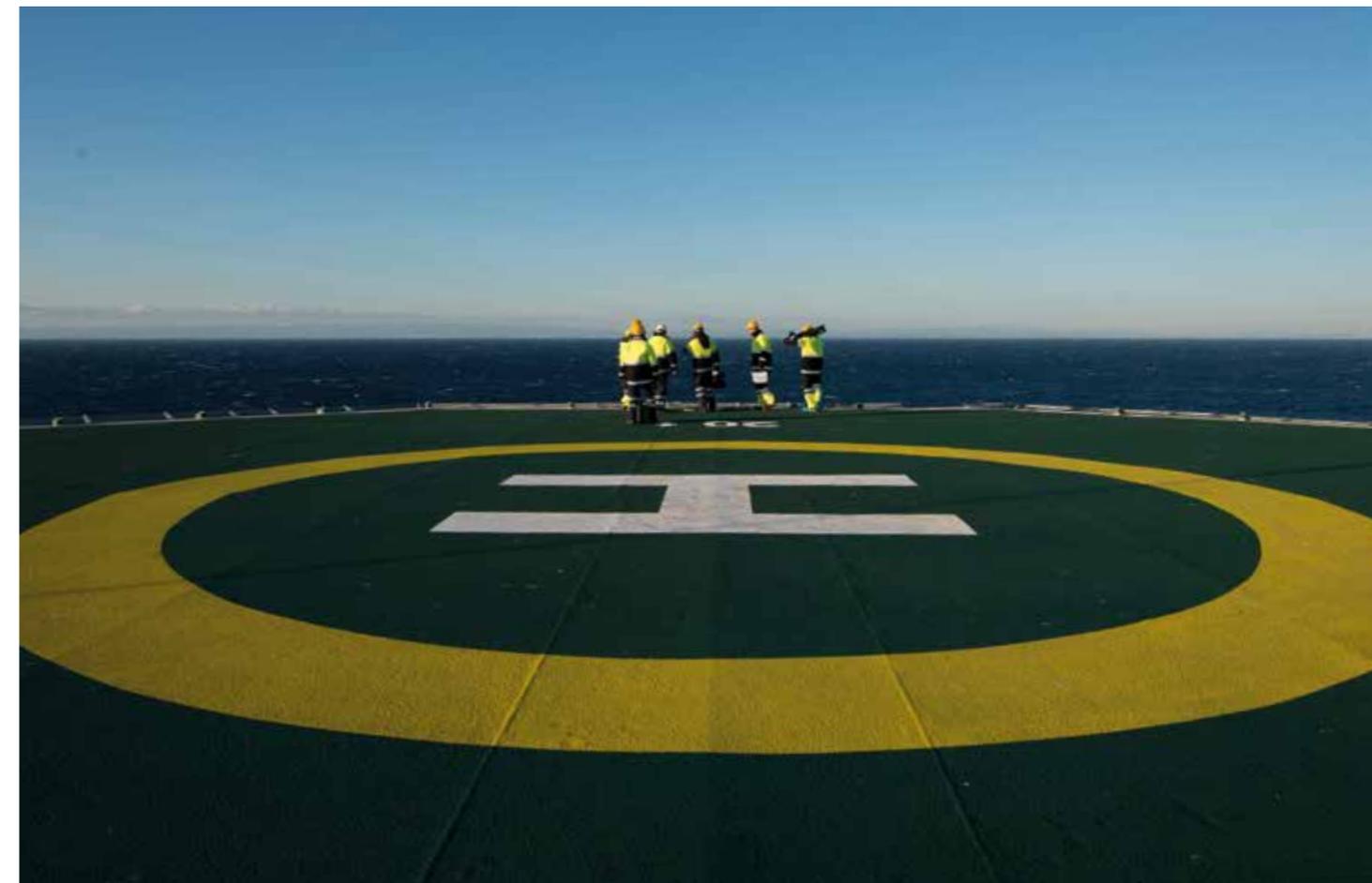
576 brutos

Pozos productivos activos a 31 de diciembre:

2.800
brutos

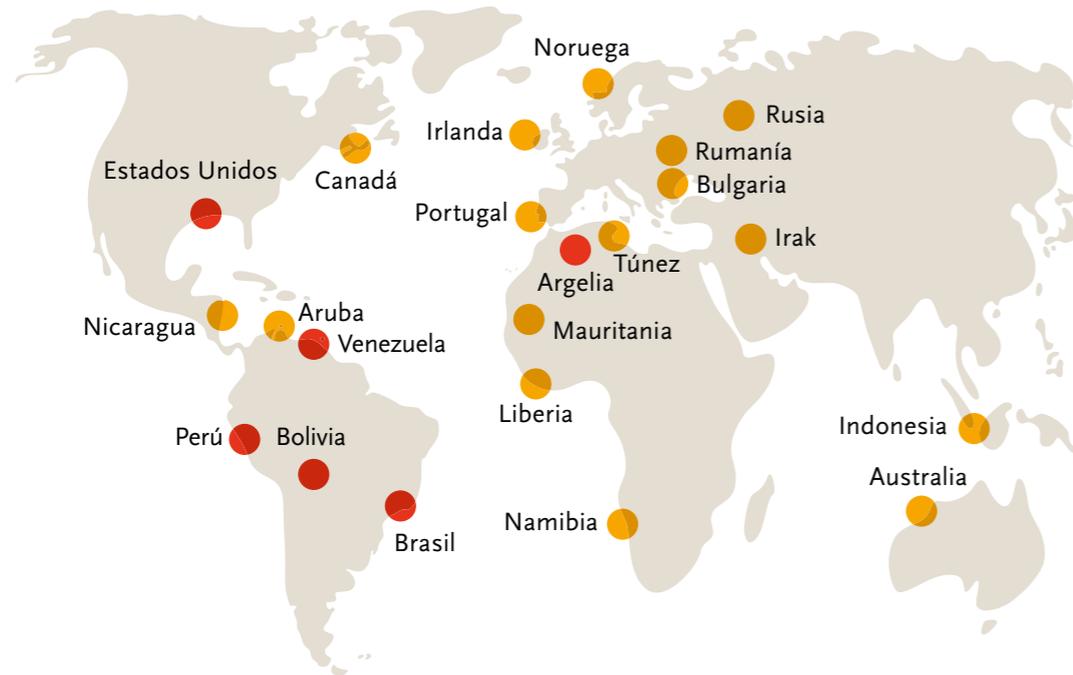
Producción neta de hidrocarburos día:

346
kbep/d



El área de Upstream de Repsol engloba las actividades de exploración y producción de petróleo y de gas natural, y gestiona su cartera de proyectos con el objetivo de alcanzar un crecimiento rentable, diversificado, sostenible y comprometido con la seguridad y el medio ambiente.

Entrada en 16 países desde 2005



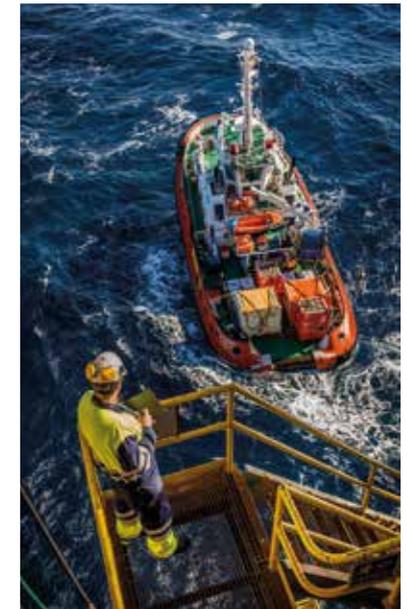
● Nuevos países ● Consolidación significativa

Principales acontecimientos 2013

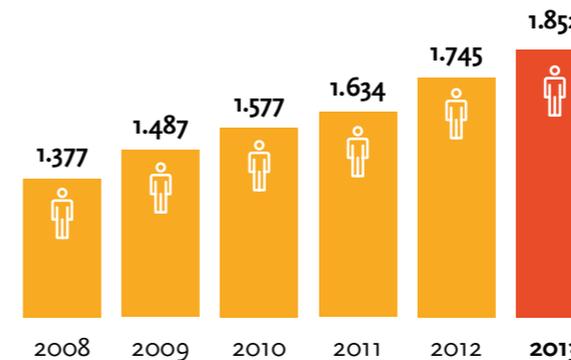
- Inicio de la explotación comercial del campo Sapinhoá (Brasil).
- Constitución de la empresa conjunta AROG entre Alliance Oil (51%) y Repsol (49%), con operaciones en Rusia.
- Comienzo de la producción en Syskonsininskoye (Rusia).
- Nueve descubrimientos en Argelia, Alaska (Estados Unidos), Brasil, Rusia, Colombia y Libia.
- Seis nuevas licencias exploratorias en Noruega.
- Inauguración de la fase II del proyecto Margarita-Huacaya (Bolivia).
- El buque de perforación de séptima generación *Ocean Rig Mylos* empieza a perforar en Brasil.
- Entrada en dos nuevos países: Nicaragua y Rumanía.
- Puesta en marcha de un nuevo pozo de gas en Margarita-Huacaya (Bolivia).
- Solicitud de la declaración de comercialidad del campo Carioca (Brasil).

	2012	2013
Reservas probadas (Mbep)	1.294	1.515
Ratio de reemplazo de reservas probadas (%)	204	275
Producción neta de hidrocarburos día (kbep/d)	332	346
Resultado de explotación (millones de euros)	2.208	1.757
Inversiones (millones de euros)	2.423	2.317

RESULTADOS DE EXPLOTACIÓN			
Millones de euros	2012	2013	Variación (%)
América del Norte y Brasil	380	205	(46,05)
Norte de África	1.298	752	(42,06)
Resto del mundo	530	800	50,94
TOTAL	2.208	1.757	(20,43)



La mejor plantilla técnica



El mejor equipamiento

Buques sonda de séptima generación

Con capacidad para operar en aguas ultraprofundas (hasta 3.700 metros de lámina de agua).

- *Ocean Rig Mylos*, destinado en primer lugar a Brasil.
- *Rowan Renaissance*, destinado inicialmente a Namibia.

Al cierre del ejercicio 2013, el área de Upstream de Repsol participaba en bloques de exploración y producción de petróleo y gas de 31 países, directamente o a través de sus participadas. La compañía era el operador en 25 de ellos.

POZOS EXPLORATORIOS TERMINADOS Y EN CURSO										
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total		En curso	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013 ^(*)
Europa	-	-	1	4	-	-	1	4	-	-
Latinoamérica	4	2	5	6	1	-	10	8	4	-
Brasil	1	1	1	4	1	-	3	5	4	-
Perú	1	-	1	-	-	-	2	-	-	-
Trinidad y Tobago	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Venezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto países América del Sur	2	1	2	1	-	-	4	2	-	-
América Central	-	-	1	1	-	-	1	1	-	-
América del Norte	-	3	1	1	2	-	3	4	-	-
África	1	2	1	3	2	-	4	5	1	2
Asia	-	1	-	1	-	-	-	2	-	2
Oceanía	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	5	8	8	15	5	-	18	23	5	4

(*) Uno de los sondeos en Asia es descubridor.

POZOS DE DESARROLLO TERMINADOS									
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total		
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	
Europa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Latinoamérica	75	95	5	6	4	6	84	107	
Brasil	1	4	1	-	-	-	2	4	
Perú	3	1	1	-	-	-	4	1	
Trinidad y Tobago	4	5	-	-	1	2	5	7	
Venezuela	20	29	1	-	1	1	22	30	
Resto países América del Sur	47	56	2	6	2	3	51	65	
América Central	-	-	-	-	-	-	-	-	
América del Norte	254	406	1	-	5	1	260	407	
África	2	23	-	-	-	-	2	23	
Asia	4	31	-	2	-	6	4	39	
Oceanía	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL	335	555	6	8	9	13	350	576	

Producción

La producción media del año 2013 alcanzó los 346.000 barriles equivalentes de petróleo al día, lo que supone un incremento del 4% respecto a la de 2012 (332.000 barriles equivalentes de petróleo al día). La puesta en marcha de cinco de los diez grandes proyectos y las menores paradas producidas en Trinidad y Tobago compensaron

la interrupción de la producción en Libia debido a la conflictividad en el país y la venta del 20% del bloque 16, en Ecuador. La producción media del año 2013 habría sido un 8% superior a la de 2012 si Libia hubiera operado con normalidad. El 4 de enero de 2014 se volvió a restablecer la producción en el país norteafricano.



PRODUCCIÓN NETA DE LÍQUIDOS Y GAS NATURAL POR ÁREA GEOGRÁFICA

	2012			2013		
	Líquidos (Mbbbl)	Gas natural (bcf)	Total (Mbep)	Líquidos (Mbbbl)	Gas natural (bcf)	Total (Mbep)
Europa	1	2	1	2	1	3
Latinoamérica	24	372	90	24	395	94
Brasil	2	*	2	3	*	3
Perú	3	39	10	4	40	11
Trinidad y Tobago	4	240	47	4	253	49
Venezuela	5	48	13	5	47	13
Resto de países de América del sur	10	45	18	8	54	18
América del Norte	10	5	11	10	9	11
África	17	12	19	11	11	13
Asia	1	-	1	4	8	5
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	52	391	122	51	424	126

(*) Valor de la producción comprendido entre 0 y 1.

Reservas

Al cierre de 2013, las reservas probadas de Repsol, estimadas de conformidad con el marco conceptual definido para la industria de petróleo y gas por la US Securities and Exchange Commission (SEC) y de acuerdo con los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE), ascendían a 1.515

Mbep, de los cuales 422 Mbep (27,8%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 1.093 Mbep (72,2%), a gas natural.

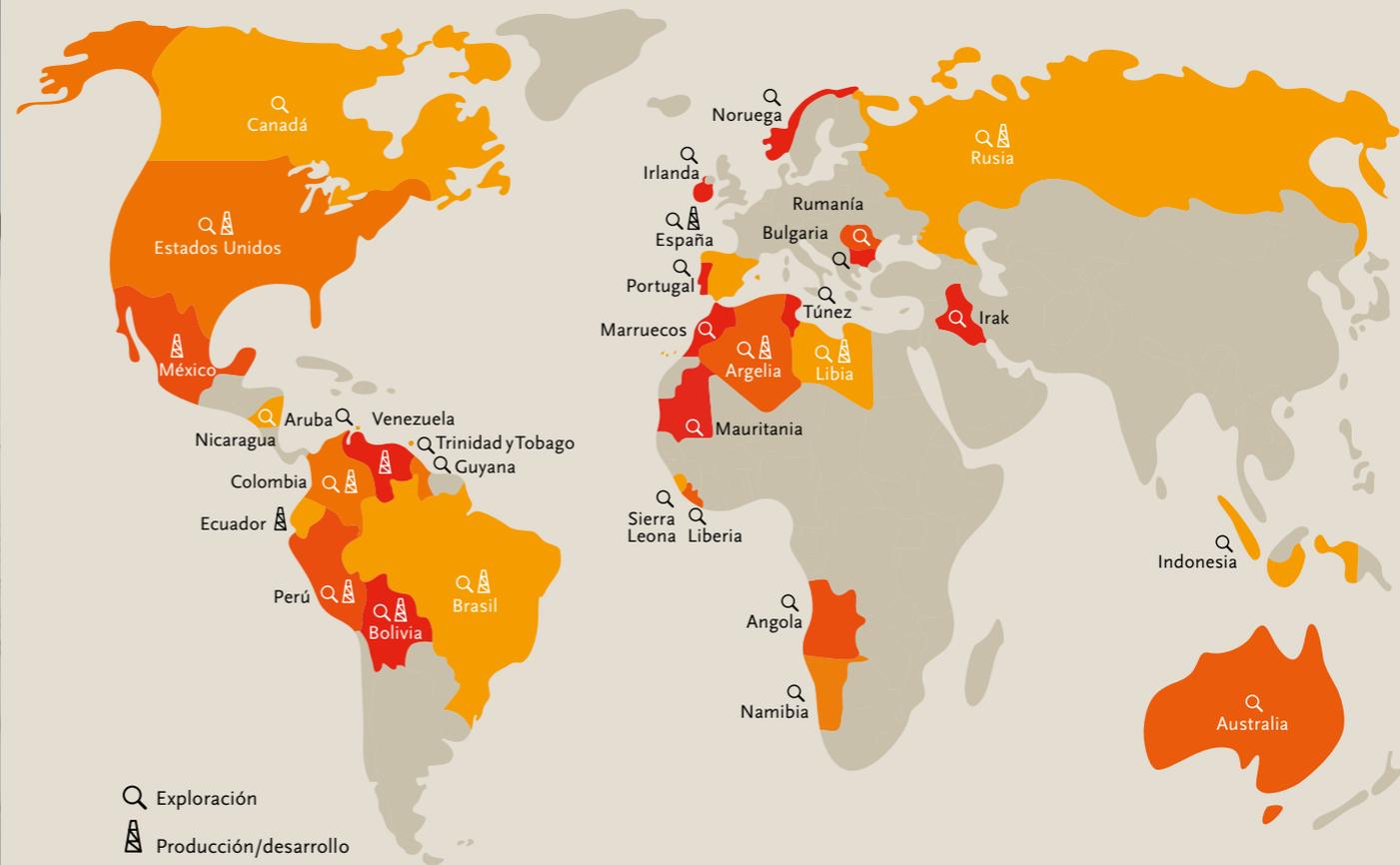
La evolución de las reservas fue positiva en 2013, con la incorporación de 347 Mbep procedentes principalmente del proyecto Cardón IV (Venezuela), de bpTT en Trinidad y Tobago, y las revisiones en los bloques 56 y 88, en Perú. En 2013 se consiguió

un ratio de reemplazo de reservas (cociente entre las incorporaciones totales de reservas probadas y la producción del periodo) del 275% para petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural (87% en petróleo crudo, condensado y GLP, y 401% en gas natural), lo que incluso mejora las excelentes tasas de 2012 (204%) y 2011 (162%), incorporando recursos que fortalecen significativamente el crecimiento futuro.

Operaciones por países



El área de Upstream en el mundo



El área de Upstream tenía derechos mineros sobre 730 bloques, con una superficie neta de 222.713 km², al cierre de 2013. De éstos, 642 bloques son exploratorios y suman una superficie neta de 212.596 km². Adicionalmente participa en el importante proyecto de recursos no convencionales de Mississippian Lime,

en Estados Unidos (superficie neta: 1.530 km²). En 2013, Repsol terminó 23 sondeos exploratorios, de los cuales nueve resultaron positivos, encontrándose uno de ellos en pruebas. A finales de año cuatro sondeos exploratorios se encontraban en perforación o pendientes de terminación.

España

Al cierre de 2013, Repsol poseía en España derechos mineros sobre 29 bloques: 19 de exploración, con una superficie neta de 7.267 km², y 10 bloques de desarrollo que suman un área neta de 332 km².

A través de sus instalaciones de Casablanca, Rodaballo y Boquerón (Mar Mediterráneo) y Poseidón (Bahía de Cádiz), Repsol produjo en 2013 un total de 2,3 Mbbbl y 1,5 bscf, lo que da una producción conjunta de 2,5 Mbep (6.926 bepd). Las reservas probadas netas

de petróleo a fin de año se estimaban en 3,9 Mbep.

Hitos 2013

- La producción conjunta en los campos Lubina y Montanazo superó los 2 millones de barriles de petróleo totales en 2013. La producción en estos campos, descubiertos en 2009 por Repsol, se inició en octubre de 2012. Se localizan en el Mediterráneo español y su producción se canaliza a través de la plataforma Casablanca, desde la que se envía el crudo extraído a la refinería

de Repsol en Tarragona a través de un oleoducto de 43 kilómetros. Lubina y Montanazo han multiplicado por cinco la producción anterior de la plataforma. Gracias a la actividad de ambos yacimientos, se prolongará al menos otra década la vida productiva del resto de los campos que operan a través de Casablanca y existe la posibilidad de desarrollar nuevos campos.

La plataforma Casablanca obtuvo en 2013 la certificación del Sistema de Gestión Integrado, de acuerdo a las normas ISO9001, ISO14001

y OHSAS18001. De esta forma, Casablanca se sitúa en los más altos estándares de integridad y seguridad de la industria para este tipo de instalaciones.

Repsol es la compañía operadora en los dos bloques, con una participación del 68,67% en Montanazo y del 100% en Lubina.

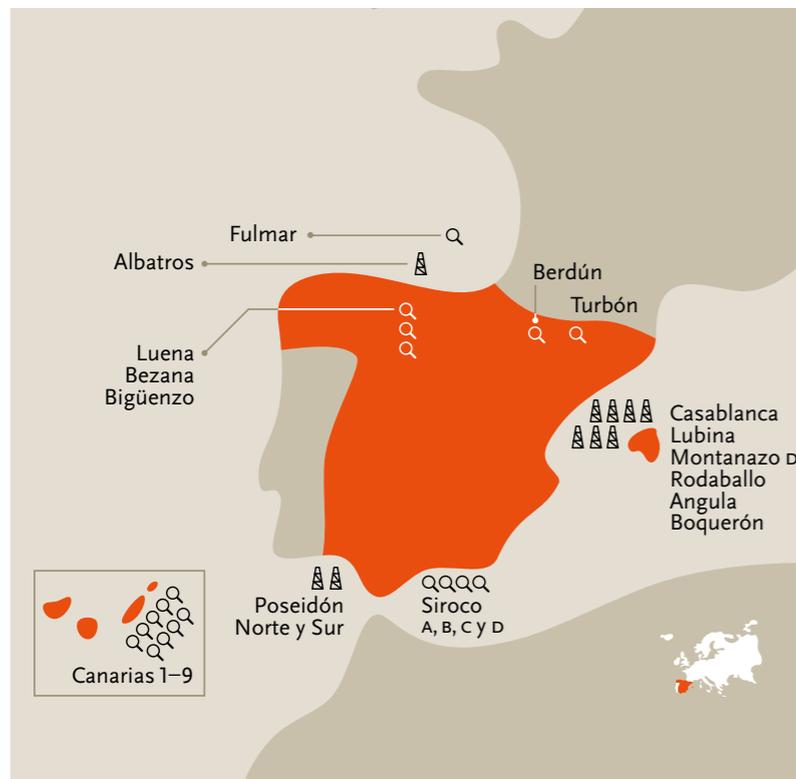
- El Ministerio de Industria, Energía y Turismo aprobó en abril de 2013 la petición realizada por Repsol en enero de prorrogar el permiso Siroco para la búsqueda de gas en los fondos marinos

de la costa malagueña. Repsol es el operador del proyecto (60% de participación), siendo el otro socio Gas Natural (40%). Los trabajos previstos hasta mediados de 2015 incluyen la perforación de un sondeo y las pruebas de producción pertinentes.

- El Gobierno autorizó en 2013 el estudio del fondo marino en Canarias. La Dirección General de Política Energética y Minas comunicó la autorización a Repsol del estudio del fondo marino frente a las costas de Lanzarote

y Fuerteventura. El área comprende los bloques "Canarias 1 a 9" y los resultados se han incorporado a la evaluación ambiental de los sondeos exploratorios. Repsol es el operador, con el 50% de la titularidad, junto con Woodside Energy Iberia (30%) y RWE Dea AG (20%).

- Repsol presentó la solicitud de renuncia del permiso Turbón tras los estudios realizados durante dos años. El bloque se sitúa en la cuenca del Ebro, en Aragón.

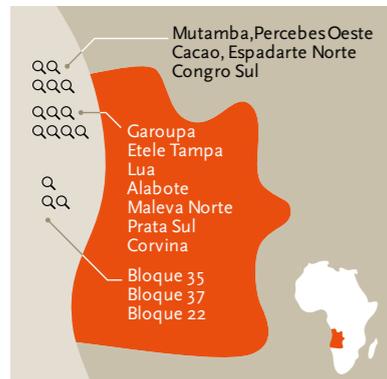


Angola

A 31 de diciembre de 2013, Repsol poseía en el país derechos mineros sobre 15 bloques (incluyendo 12 bloques con contrato de servicios), con una superficie neta de 3.897 km².

Hitos 2013

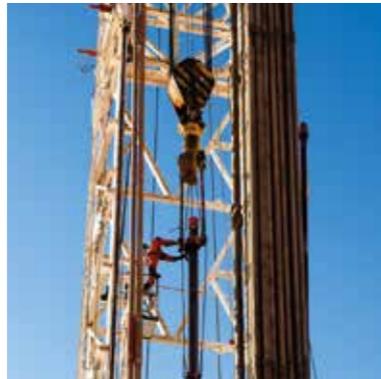
- En abril de 2013 se inauguró la nueva oficina en Angola, uno de los países con mayor potencial en exploración y producción de hidrocarburos. Repsol tiene presencia en tres bloques exploratorios (22, 35 y 37) que se incorporaron oficialmente al dominio minero de la compañía en



2012. Estos contratos se firmaron con la compañía nacional Sonangol a finales de 2011. Repsol es la compañía operadora en el bloque 22, con un 30% de participación, tiene un 25% en el bloque 35 (operado por Eni) y un 20% en el bloque 37 (operado por Conoco-Phillips).

El bloque 22 se sitúa entre dos bloques en los que se han producido descubrimientos exploratorios (bloque 23

y bloque 21). El bloque 22 presenta similitudes con el presalino brasileño, por lo que cuenta con un gran potencial. En 2013 se obtuvieron los informes finales de sísmica del área y se prevé perforar el primer pozo exploratorio en los tres bloques en 2014. Se empleará el barco de perforación para aguas ultraprofundas de séptima generación *Rowan Renaissance*, que Repsol tiene contratado por un período de tres años, con la posibilidad de dos adicionales.



- En 2013 se firmó un acuerdo de colaboración con la empresa petrolera estatal Sonangol para utilizar en Angola la tecnología exploratoria de vanguardia desarrollada por Repsol y empleada con éxito en Brasil. Esta tecnología desarrollada con el proyecto Caleidoscopio permite registrar imágenes de gran calidad de lo que hay bajo las capas de sal del fondo marino, reduciendo

la incertidumbre en la actividad exploratoria a miles de metros bajo el subsuelo, minimizando la distorsión de la imagen ocasionada por la sal que recubre las profundidades marinas. El acuerdo supone instalar en Angola una réplica del supercomputador Caleidoscopio y aplicar el conocimiento y las herramientas del proyecto Sherlock para la exploración de hidrocarburos en aguas profundas. Este proyecto integra conocimientos de geología,

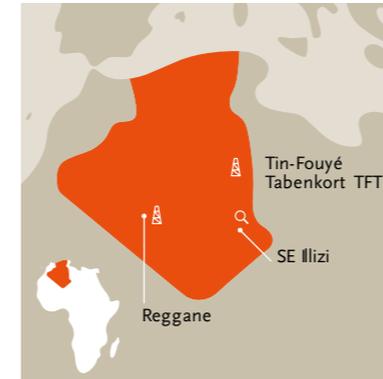


geoquímica y química analítica de alta resolución. Su objetivo es la caracterización de los diferentes elementos de un sistema petrolero con la intención de disminuir el riesgo geológico y aumentar la tasa de éxito exploratorio.

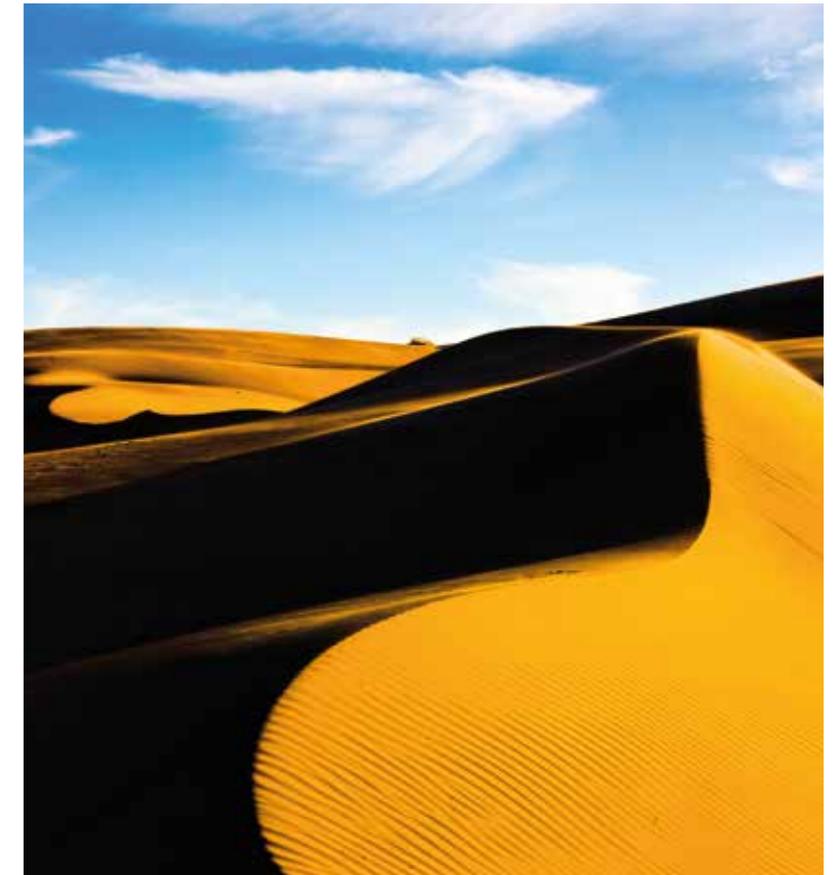
Argelia

Repsol poseía en Argelia al cierre de 2013 derechos mineros sobre 3 bloques: 1 de exploración, con una superficie neta de 2.162 km², y 2 de desarrollo, con una superficie neta de 998 km².

La producción neta del año 2013 se situó en 0,9 Mbbbl de líquidos y 11 bscf de gas natural, con una producción neta total equivalente de 2,9 Mbep (7.834 bep/d), procedente sobre todo del bloque TFT (operado conjuntamente con Sonatrach y Total) y, en menor medida, del bloque Issauane,



operado por Repsol. Las reservas probadas netas de líquidos y gas natural a fin de año se estimaban en 29,3 Mbep. En 2013 se registraron 784 km² de sísmica 3D. La participación de Repsol en Argelia se centra en la explotación de un proyecto productivo (Tin-Fouyé Tabenkort), en un gran proyecto de desarrollo de gas, considerado clave dentro del Plan Estratégico 2012-2016



(Reggane), y en avanzar en el proyecto exploratorio de SE Illizi.

Hitos 2013

- En abril de 2013 se produjo el segundo descubrimiento exploratorio de gas en el bloque SE Illizi, localizado en el sureste de Argelia. El nuevo descubrimiento se realizó con el pozo Tin Essameid Est-1 (TDE-1). Este hallazgo se suma al éxito

en el mismo bloque del pozo Tihalatine South-1 (TIHS-1), a finales de 2012.

El pozo TDE-1 se perforó con una profundidad total de 1.512 metros. En las primeras pruebas de producción realizadas en una columna de hidrocarburos de 56 metros se obtuvo un volumen de gas de 235.000 metros cúbicos al día.

En 2013 se presentó a Sonatrach el plan de delineación de los descubrimientos realizados durante el primer periodo exploratorio, así como el inicio del segundo periodo exploratorio.

Repsol es la compañía operadora en la fase exploratoria del bloque SE Illizi. La participación de Repsol en el contrato es del 25,7%. Los otros socios extranjeros son Enel SpA (13,5%) y GDF Suez (9,8%). El 51% restante está en manos de Sonatrach, la compañía estatal argelina.

- En julio de 2013 concluyó la ingeniería FEED de las instalaciones de superficie del importante proyecto de desarrollo de Reggane, y se inició el proceso de petición de ofertas del contrato de Ingeniería de Detalle y Construcción de la planta de tratamiento de gas, la línea de exportación y el sistema de colecta que conectará los pozos con la planta. También en 2013 se inició el proceso de petición de ofertas de las estructuras de perforación. Se estima que la perforación

de los primeros pozos de desarrollo se iniciará en 2014.

En septiembre empezó la campaña de registro de sismica 3D en el campo de Reggane, al que seguirán los campos de Azrafil SE y Khalouche South.

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

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

- En septiembre de 2013 los socios devolvieron a Sonatrach el bloque Issaouane, en el que Repsol operaba tres campos: Tifernine, TIM y BEQ. Esta cesión se produjo al expirar el período de explotación concedido de 15 años.



Aruba

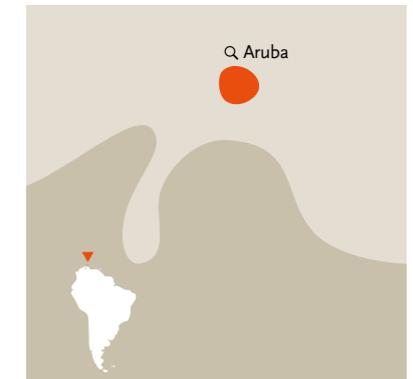
A 31 de diciembre de 2013, Repsol poseía en este país derechos mineros sobre 1 bloque de exploración que abarca una superficie neta de 14.360 km².

Hitos 2013

- En febrero de 2013 Repsol abrió una oficina de representación permanente en la capital del país, Oranjestad. El contrato de reparto de producción (PSC) se firmó en diciembre de 2012. El bloque se incorporó oficialmente al dominio minero de la compañía en 2013. La profundidad de agua se sitúa

entre los 50 y los 4.000 metros, según la zona. El contrato incluye un periodo de actividad exploratoria de ocho años dividido en cuatro fases. Repsol es la compañía operadora y tiene una participación del 100%.

- En el primer trimestre de 2013 se completó el registro de cerca de 3.600 km de sismica 2D y a finales de año se finalizó su procesamiento. Tras la interpretación de la campaña 2D, se definirá y registrará una campaña de sismica 3D durante 2014.



Australia

A 31 de diciembre de 2013, Repsol poseía en este país derechos mineros sobre 1 bloque de exploración que abarca una superficie neta de 12.548 km².

Hitos 2013

- En abril de 2013 se obtuvo la autorización medioambiental pertinente para el registro de una campaña de sísmica 3D. Entre los meses de mayo y julio se registraron 2.085 km², que actualmente están siendo interpretados por Repsol.



- Tras ganar la licitación de abril de 2012, en agosto de ese año el Gobierno australiano otorgó a Repsol la licencia de exploración WA-480-P. Este bloque marino, operado por Repsol al 100%, tiene una lámina de agua de entre 1.000 y 4.500 metros de profundidad. Se encuentra a unos 280 kilómetros del puerto de Hedland, en la región de Pilbara (noroeste de Australia), en la cuenca septentrional

de Carnavon, la más prolífica del país. Esta licencia exploratoria se encuentra en una zona fronteriza de alto potencial y se alinea con la estrategia de Repsol de crecer en países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).



Bolivia

A 31 de diciembre de 2013, Repsol poseía en Bolivia derechos mineros sobre 29 bloques situados en las cuencas de Beni, Pie de Monte, Subandino Sur y Subandino Norte: 4 de exploración, con una superficie neta de 6.703 km², y 25 bloques de desarrollo, con un área neta de 1.563 km². La producción neta del año se cifró en 2,7 Mbbl de petróleo, incluidos condensados y líquidos separados del gas natural, y en 54 bscf de gas natural. La producción neta total equivalente fue de 12,3 Mbep (33.625 bepd) y se concentró fundamentalmente



en los campos de San Alberto y Sábalo (participados por Andina y operados por Petrobras).

Hitos 2013

- El 1 de octubre de 2013, el Presidente de Bolivia, Evo Morales, y el de Repsol, Antonio Brufau, inauguraron, en el marco de la segunda fase de desarrollo del proyecto Margarita-Huacaya, la ampliación de la planta de procesamiento de gas.

Margarita-Huacaya está situado en el sur del país andino, en el departamento de Tarija. Gracias al avance de este proyecto se aumentó la capacidad de la planta, con una producción de gas de 14 millones de metros cúbicos diarios. El plan de desarrollo del área Margarita-Huacaya es uno de los proyectos clave de crecimiento contemplado en el Plan Estratégico 2012-2016. Repsol y sus socios han adelantado en más de un año el volumen de producción de gas



establecido en el contrato de operación, confirmando la apuesta de la compañía en este proyecto y en Bolivia.

El plan de desarrollo del área en su fase final contempla la perforación de cuatro pozos, dos de los cuales ya se han completado, y la ejecución de trabajos de sísmica 2D y 3D, con lo que se podrá seguir aumentando la producción.

En diciembre de 2013 se inició la producción del pozo Margarita 6 con seis millones de metros cúbicos diarios de gas, lo que lo convierte en el pozo más productivo de la historia del país y de toda la cuenca Subandina. Este pozo es el segundo de los cuatro que Repsol tiene previsto perforar en la segunda fase del proyecto Margarita-Huacaya, que ha superado todas las previsiones, tanto en plazos como en producción. El volumen de producción se ha conseguido un año antes de lo previsto

por Repsol, con una participación del 37,5%, y tiene como socios a BG (37,5%) y PAE E&P (25%).

La primera fase de este importante proyecto de desarrollo 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 completación de pozos, la producción total de gas se elevó de 3 a 9 Mm³/d en 2012.



y con Margarita 6 se ha incrementado hasta los 15 millones de metros cúbicos de gas diarios la producción total del área.

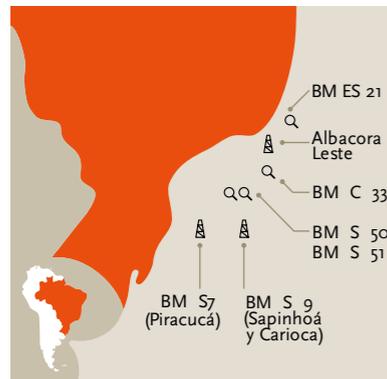
Para incorporar los nuevos pozos al sistema de producción, en 2013 se concluyó la construcción de 29 kilómetros de gasoductos y se amplió la estación de compresión de Villamontes.

El consorcio Caipipendi, encargado del proyecto, está operado

Brasil

Repsol tenía al cierre de 2013 derechos mineros sobre 7 bloques en Brasil: 4 de exploración (363 km² de superficie neta) y 3 de desarrollo (113 km² de superficie neta), localizados en las cuencas de Santos, Espírito Santo y Campos. Repsol es la empresa operadora en uno de estos bloques.

La producción neta del año fue de 2,7 Mbbl de líquidos y 0,3 bscf de gas natural, con una producción neta total equivalente de 2,8 Mbep (7.606 bepd), procedente de los bloques Sapinhoá y Albacora Leste.



Las reservas probadas netas de líquidos y gas natural se estimaban en 59,3 Mbep a 31 de diciembre de 2013. Durante el ejercicio se concluyeron 5 sondeos exploratorios, 2 con resultado positivo.

Los buenos resultados obtenidos en Brasil desde el año 2011 se han conseguido en el marco de la alianza firmada en 2010 entre



Repsol (60%) y la compañía china Sinopec (40%), creando la sociedad Repsol Sinopec Brasil, una de las mayores compañías energéticas privadas de Latinoamérica. Repsol Sinopec Brasil es una de las empresas líderes en exploración y producción de Brasil, donde dispone de una posición estratégica en las áreas de mayor potencial del presalino brasileño

y tiene una intensa actividad exploratoria en la prolífica cuenca de Santos, junto con Petrobras y BG. La compañía tiene en Brasil un importante y diversificado portafolio de activos, que incluye los campos productivos de Sapinhoá y Albacora Leste, y activos con grandes descubrimientos realizados en los últimos años en los bloques BM-S-9 y BM-C-33.

Los importantes descubrimientos exploratorios de los últimos años, los proyectos de desarrollo que se están materializando y la alianza establecida con Sinopec refuerzan la estrategia de la compañía en el offshore brasileño, una de las mayores áreas de crecimiento en reservas de hidrocarburos del mundo y representan proyectos clave de crecimiento en el área de Upstream.

en 2008 fue considerado por la consultora IHS como uno de los cinco mayores hallazgos del mundo ese año, es uno de los proyectos de crecimiento clave para la compañía. La producción de este crudo de gran calidad se realiza en el área sur de Sapinhoá a través de una plataforma flotante que produce, almacena y traslada el petróleo a otro buque, la FPSO (Floating Production, Storage and Offloading) *Cidade de São Paulo*, con capacidad para procesar 120.000 barriles de crudo

que tiene una capacidad de producción de 150.000 barriles de crudo y 6 millones de metros cúbicos de gas al día. Repsol Sinopec Brasil tiene un 25% en este proyecto que comparte con Petrobras (45% y operador) y BG (30%).

- En 2013 se realizaron las pruebas de producción (EWT) en Sapinhoá Norte, en el bloque BM-S-9, conectando con la plataforma FPSO *Cidade de São Vicente*, en una lámina de agua de 2.140 metros



Hitos 2013

- En enero de 2013 comenzó la explotación comercial del megacampo Sapinhoá con el inicio de la producción del primer pozo productor en el área sur, en el bloque BM-S-9, en el presalino de las aguas profundas de la cuenca de Santos. El segundo pozo comenzó a producir a mediados de febrero de 2014. Sapinhoá, cuyo pozo descubridor

y 5 millones de metros cúbicos de gas al día. Dentro del plan de desarrollo completo del área se conectarán a la plataforma nuevos pozos productivos, con los que se espera alcanzar durante 2014 una producción total de crudo de 120.000 barriles al día. En una segunda fase de desarrollo del campo Sapinhoá, en su área norte, se instalará la plataforma FPSO *Cidade de Ilhabela*,



y a 310 kilómetros de la costa. Las pruebas dieron unos resultados muy positivos con un petróleo de alta calidad.

- En junio de 2013 se realizó un importante descubrimiento exploratorio de petróleo de buena calidad con el sondeo Sagitario, situado en el bloque BM-S-50, en aguas profundas de la cuenca de Santos, en el presalino de Brasil. Éste es el primer pozo perforado

en el bloque BM-S-50, que está situado a 194 kilómetros de la costa de São Paulo y tiene una lámina de agua de 1.860 metros. IHS lo incluyó en su lista de los diez mayores descubrimientos mundiales logrados en el primer semestre de 2013. Repsol Sinopec Brasil tiene una participación del 20% en este bloque operado por Petrobras.

Este descubrimiento consolida a Repsol Sinopec Brasil como una de las principales empresas con presencia en el presalino brasileño.



• El buque de perforación de séptima generación *Ocean Rig Mylos* llegó al bloque 33, en la cuenca marina de Campos, a finales de octubre de 2013 y comenzó las actividades de perforación en noviembre. Este buque, construido en el astillero Samsung Heavy Industries, en Corea del Sur, es uno de los más modernos y seguros del mundo, y puede utilizarse para perforaciones

en láminas de agua de hasta 3.700 metros. Tiene 228 metros de eslora y 42 metros de manga. Repsol contrató este buque en 2012 por un período de tres años, con opción de extenderlo dos más. Se empleará inicialmente para el plan de evaluación del bloque 33, que consiste, en su primera fase, en dos sondeos, más sus pruebas de producción. En el bloque 33, Repsol ha realizado tres importantes descubrimientos como operador: Pão de Açúcar (2012), Gávea (2011) y Seat (2010).



Los tres yacimientos representan uno de los mayores descubrimientos logrados hasta el momento en el presalino de la cuenca de Campos. En 2013 se registraron 2.585 km² de sísmica 3D. El bloque BM-C-33 es operado por Repsol Sinopec Brasil (35%), en colaboración con Statoil (35%) y Petrobras (30%).

• En 2013 se continuó con los trabajos del plan de evaluación y conceptualización del futuro desarrollo del proyecto Carioca, en el bloque BM-S-9. Se realizó un test de formación (TFR) en Carioca Norte y se perforó el sondeo Carioca SW, con resultados muy positivos al ampliar notablemente la columna estimada de hidrocarburos del sondeo Carioca. Todo ello encaminado a definir de manera más precisa el potencial y la extensión del área de Carioca.

• En diciembre de 2013 se presentó a las autoridades brasileñas (ANP) la declaración de comercialidad del campo Carioca, incluyendo la zona noreste y suroeste del área del plan de evaluación y devolviendo la zona sureste a la ANP, que incluye los prospectos Abaré, Abaré Oeste, Iguazú Norte e Iguazú Sur.

Bulgaria

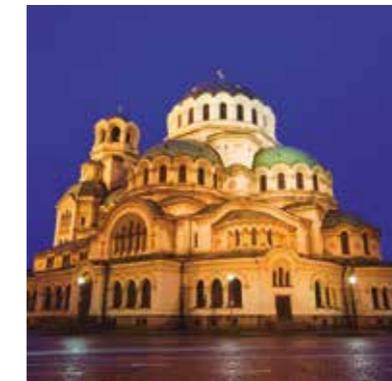
A 31 de diciembre de 2013, Repsol poseía en Bulgaria derechos mineros sobre 1 bloque de exploración con una superficie neta de 4.266 km². En 2013 se registraron 7.368 km² de sísmica 3D y 3.088 km² de sísmica 2D.

Hitos 2013

• En 2013 se ratificó oficialmente la adjudicación del bloque exploratorio marino Han Asparuh, ubicado en el Mar Negro. Este bloque fue adjudicado en agosto de 2012 a un consorcio formado



por Repsol (30%), Total (40% y operador) y OMV (30%) por parte de las autoridades de Bulgaria. Tiene un área total de 14.220 km² y se sitúa en la subcuenca occidental del Mar Negro, a una profundidad de entre 200 y 2.000 metros de agua. Se trata de una zona fronteriza compleja geológicamente y de alta prospectividad. El bloque se encuentra 25 kilómetros al sur de un importante descubrimiento de gas anunciado en 2012 por ExxonMobil y OMV en aguas de Rumanía.

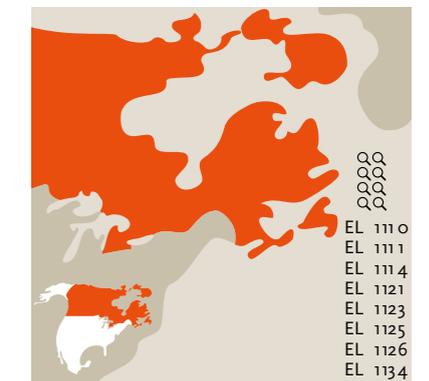


Canadá

A 31 de diciembre de 2013, Repsol poseía en Canadá derechos mineros sobre 8 bloques de exploración, con una superficie neta de 3.041 km².

Hitos 2013

• A principios de 2013, Repsol obtuvo la adjudicación de un nuevo bloque exploratorio en aguas de Canadá en la ronda exploratoria NL12-02-Flemish Pass. El bloque, denominado EL-1134, se adjudicó al consorcio formado por Husky (40%), Suncor (35%) y Repsol (25%). Este bloque marino tiene una superficie total de 2.089 km²



y se localiza en la cuenca de Southern Flemish.

La entrada en este nuevo bloque exploratorio, que se añade a los siete ya existentes, demuestra el compromiso de Repsol con la creación de un importante portafolio de proyectos en el offshore de Canadá, en línea con su estrategia de diversificación geográfica y crecimiento en países de la OCDE.

Colombia

A finales de 2013, Repsol tenía en Colombia derechos mineros sobre 8 bloques: 4 de exploración, con una superficie neta de 12.720 km², y 4 de desarrollo, con un área neta de 151 km². La producción neta del año fue de 1,1 Mbbl (2.904 bbl) de petróleo. Las reservas probadas netas al cierre del ejercicio se estimaban en 3,7 Mbbl.

Hitos 2013

- En el bloque terrestre Cosecha, participado en su fase exploratoria

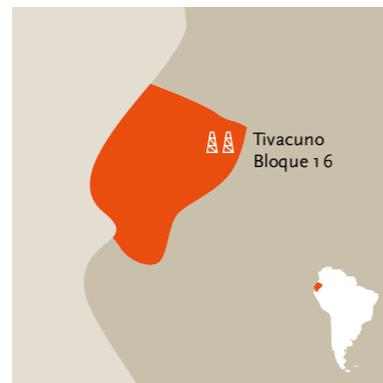


por Repsol (25%) y operado por Oxy (75%), se produjo un descubrimiento con el sondeo REX-1 durante el primer semestre de 2013. El bloque se encuentra en la cuenca de Llanos.

- En el bloque exploratorio marino Tayrona, donde Repsol participa con el 30%, se finalizó la campaña sísmica, registrándose 1.518 km de sísmica 2D. La licencia ambiental fue otorgada en mayo de 2013.

Ecuador

Repsol tenía en Ecuador al cierre de 2013 derechos mineros sobre 2 bloques de desarrollo regidos bajo un contrato de servicios, efectivo desde 2012, y que cuentan con una superficie neta de 479 km². La producción neta del año fue de 4,4 Mbbl (12.071 bbl) de petróleo, la mayor parte procedente del bloque 16. Las reservas probadas netas de petróleo a fin del ejercicio se estimaban en 11,6 Mbbl.

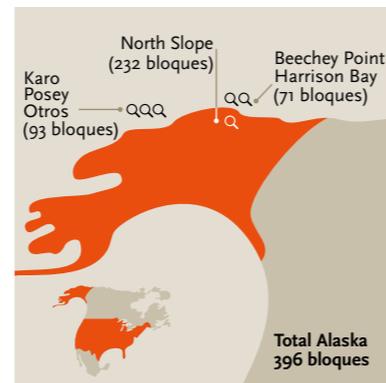


Hitos 2013

- En los bloques 16 y Tivacuno, donde Repsol es la compañía operadora, se alcanzó en el primer trimestre de 2013 una producción total acumulada de 300 millones de barriles. Repsol está presente en estos bloques desde los años 2001 y 1992, respectivamente.

Estados Unidos

A 31 de diciembre de 2013, Repsol tenía en Estados Unidos derechos mineros sobre 515 bloques situados en el Golfo de México (Green Canyon, Alaminos Canyon, Atwater Valley, Garden Banks, Keathley Canyon, Mississippi Canyon y Walker Ridge) y Alaska (en las cuencas de North Slope, Beaufort Sea y Chukchy Sea). Del total, 509 son de exploración, con una superficie neta de 6.047 km², y los otros 6 son de desarrollo (39 km²). Adicionalmente, Repsol participa en el importante proyecto



de recursos no convencionales de Mississippian Lime. La producción neta del año se situó en 11,1 Mbep (30.333 bepd), mientras que las reservas probadas netas al cierre del ejercicio se estimaban en 45,4 Mbep. En 2013 se terminaron 3 sondeos exploratorios, se compraron 27.094 km² de sísmica marina 3D y se registraron 823 km² de sísmica terrestre 3D.

Hitos 2013

- En abril de 2013, Repsol anunció tres descubrimientos de petróleo a diferentes profundidades con los tres pozos perforados en la campaña exploratoria 2012-2013 en Alaska. Los pozos denominados Qugruk 1 (Q-1) y Qugruk 6 (Q-6) mostraron hidrocarburos en dos niveles con resultados alentadores en las pruebas de producción, mientras que en el pozo Qugruk 3 (Q-3) se encontraron hidrocarburos en múltiples niveles. Los pozos



Q-1, Q-3 y Q-6 alcanzaron profundidades de 2.493 metros, 3.214 metros y 2.637 metros, respectivamente. Los trabajos de evaluación y exploración han continuado durante el invierno de 2013-2014 (las actividades de exploración en esta zona sólo se pueden realizar cuatro meses al año, cuando el terreno está congelado). Con una participación del 70%, Repsol es el operador

del consorcio descubridor, en asociación con las compañías norteamericanas 70 & 48 LLC (22,5%), subsidiaria de Armstrong Oil and Gas, y GMT Exploration Company (7,5%).

El North Slope de Alaska es un área especialmente prometedora para Repsol, que ya ha demostrado ser rica en petróleo.

- En Alaska, durante 2013, se adjudicaron oficialmente a Repsol los 41 bloques previamente notificados como la mayor oferta realizada en las rondas NS-2012W



y BS-2012W de Alaska North Slope en noviembre de 2012.

- En el Golfo de México estadounidense, las autoridades del país, en la ronda exploratoria 227 de marzo de 2013, adjudicaron dos nuevos bloques exploratorios a Repsol. Los bloques marinos son Green Canyon-GC 581, en el que Repsol participa con un 40%, y Atwater Valley-AT 172, en el que participa con el 100%.

• En el activo de recursos no convencionales del yacimiento Mississippian Lime, situado entre los estados de Kansas y Oklahoma, en el que Repsol participa tras el acuerdo ratificado en 2012 con la petrolera estadounidense SandRidge Energy, se continuó en 2013 con la intensa campaña de perforación, con más de 400 pozos productores completados en el año.

• En el importante activo productivo de Shenzi, ubicado en aguas profundas del Golfo de México y donde Repsol tiene un 28% de participación, en 2013

se terminó la perforación de dos pozos de desarrollo y se inició un tercero. Actualmente hay 16 pozos en producción (14 a través de la plataforma Shenzi y 2 a través de la plataforma Marco Polo) y se han perforado cuatro pozos inyectores, dos de ellos en 2013.

• En el primer semestre de 2013 se inició la perforación del segundo sondeo de evaluación

del descubrimiento Buckskin, que se prevé finalizar en 2014. Tras los positivos resultados del primer sondeo de evaluación en 2011, con este nuevo sondeo se terminará de confirmar el gran potencial de recursos del yacimiento y se definirá el plan de desarrollo del campo, con inicio estimado de la producción entre los años 2017 y 2018. Repsol, como operador del proyecto en su primera fase exploratoria, realizó en 2009 este importante descubrimiento a una profundidad total de unos 9.000 metros,

lo que lo convirtió en el pozo más profundo operado hasta ese momento por Repsol y uno de los más hondos perforados en la zona.

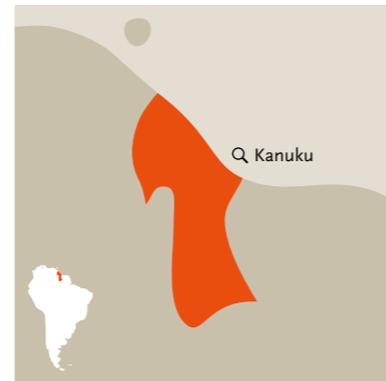
La diversificada cartera de proyectos de Repsol en Estados Unidos, que incluye activos en producción y proyectos exploratorios de gran potencial, en ambos casos tanto onshore como offshore, sitúa a este país como una de las grandes áreas estratégicas de la compañía y fortalece la estrategia de crecimiento en países de la OCDE.

Guyana

Repsol disponía en 2013 de derechos mineros sobre 1 bloque de exploración en el offshore de Guyana que tiene una superficie neta de 4.568 km². Se registraron 3.174 km² de sísmica 3D y 862 km² de sísmica 2D.

Hitos 2013

- En mayo de 2013, Repsol firmó un nuevo contrato PSC (Production Sharing Contract) con el Gobierno de Guyana para la exploración del bloque offshore denominado Kanuku. El contrato contempla un periodo inicial



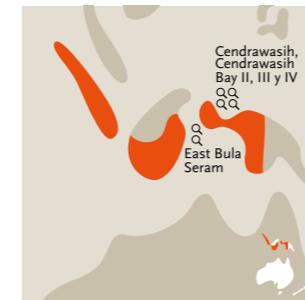
de cuatro años, con posibilidad de extensiones hasta un máximo de 10 años. Dicho bloque tiene una extensión total de 6.525 km² y se localiza en la costa de Guyana, a unos 160 kilómetros de la desembocadura del río Berbice.

Indonesia

Repsol tenía al cierre de 2013 derechos mineros sobre 6 bloques de exploración en Indonesia, con una superficie neta de 13.289 km². En 2013 se compraron 1.215 km² de sísmica marina 3D.

Hitos 2013

- En junio de 2013, las autoridades de Indonesia autorizaron la entrada de Repsol, con una participación del 30%, en el bloque exploratorio marino Cendrawasih, que abarca una superficie total cercana a los 5.000 km². Este nuevo bloque



exploratorio se añade a los otros cinco en los que Repsol ya participa en aguas de Indonesia.

Irak

Repsol contaba al cierre de 2013 con derechos mineros sobre 2 bloques de exploración en Irak que suman una superficie neta de 1.377 km².

Hitos 2013

- En 2013 finalizaron los trabajos de procesado e interpretación de las campañas de adquisición de sísmica 2D realizadas en 2012 en los bloques exploratorios Piramagrun y Qala Dze. Como resultado de los mismos, se definieron los objetivos en los que se prevé perforar;



en uno de ellos se comenzaron en el cuarto trimestre de 2013 los trabajos de perforación con el sondeo Zewe 1, en el bloque Piramagrun. Se estima que el segundo sondeo exploratorio, denominado Binari Serwan y situado en el bloque Qala Dze, esté terminado en la primera mitad de 2014.

- En el cuarto trimestre de 2013 se materializó la compra por parte de la compañía Maersk de un 50% del interés de Repsol en los dos bloques. De este modo, Repsol queda con una participación del 50% en el área.

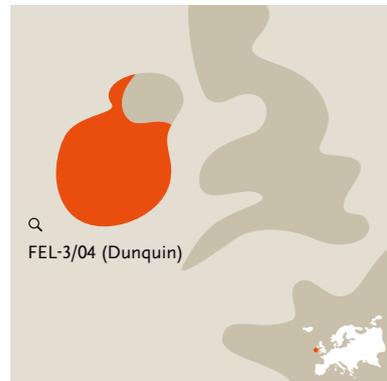


Irlanda

Repsol tenía al cierre de 2013 derechos mineros sobre un área exploratoria (proyecto Dunquin) en Irlanda que abarca una superficie neta de 324 km².

Hitos 2013

- En el segundo trimestre de 2013 se perforó el sondeo exploratorio Dunquin (con Exxon como operador), que fue declarado no comercial en el tercer trimestre del año. Repsol participa con un 25%.

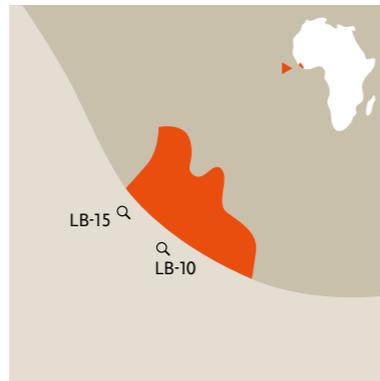


Liberia

A 31 de diciembre de 2013, Repsol poseía en Liberia derechos mineros sobre 2 bloques de exploración (LB-10 y LB-15), que suman una superficie neta de 959 km².

Hitos 2013

- En junio de 2013, los socios de los bloques LB-16 y LB-17 comunicaron a las autoridades de Liberia la decisión de renunciar a la segunda fase exploratoria.
- En el bloque LB-10, donde Repsol participa con el 10%, se finalizó en 2013 la interpretación



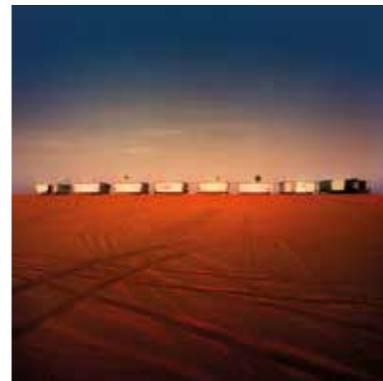
de los objetivos perforables y se seleccionaron dos de ellos con el objetivo de acometer la perforación de los mismos durante el año 2014. El operador Anadarko ha asegurado la contratación de un barco para perforar estos dos sondeos que está siendo construido en Corea del Sur y será entregado a principios de 2014 en Liberia.

Libia

Repsol tenía a finales de 2013 derechos mineros sobre 8 bloques en este país norteafricano. De éstos, 6 son de exploración y suman una superficie neta de 13.465 km². Los 2 bloques de desarrollo tienen un área neta de 1.566 km². Las reservas probadas netas de petróleo al cierre del ejercicio se estimaban en 109,6 Mbbl.

Hitos 2013

- En octubre de 2013, Repsol anunció un descubrimiento de petróleo muy ligero de alta calidad



(39° API) en la cuenca de Murzuq, en Libia. El hallazgo se produjo en el bloque NC-115, que se encuentra en el desierto del Sahara, 800 kilómetros al sur de Trípoli. El pozo, denominado A1-129/02, alcanzó una profundidad de 1.842 metros y mostró un flujo de crudo muy positivo en las pruebas de producción. Es el tercero de los ocho pozos que se perforarán en este bloque, que cuenta con

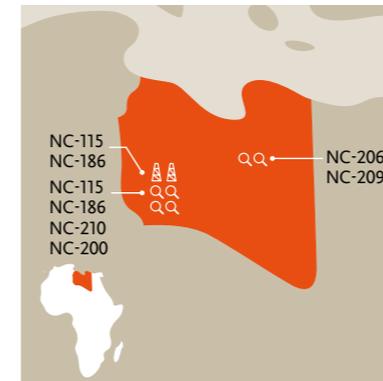
Marruecos

una extensión total de 4.398 km² y ha demostrado excelentes propiedades como reservorio de hidrocarburos. Tras los buenos resultados obtenidos, Repsol continuará la campaña exploratoria de esta zona, que comenzó en 2013 y que se espera que concluya a finales de 2015. Repsol es la compañía operadora en el área exploratoria del bloque, con una participación del 40%, y sus socios son la austriaca OMV

Repsol poseía al cierre de 2013 derechos mineros sobre 2 bloques de exploración localizados en las cuencas Gharb (offshore) y Bechar (onshore), y que suman una superficie neta de 35.264 km².

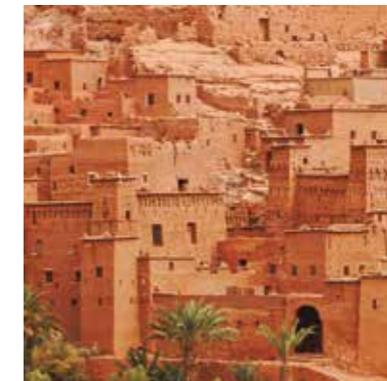
Hitos 2013

- A mediados de 2013 se solicitó a las autoridades de Marruecos una licencia exploratoria para el bloque marino Gharb. La solicitud del permiso de exploración se produjo después de obtener buenos resultados en la evaluación



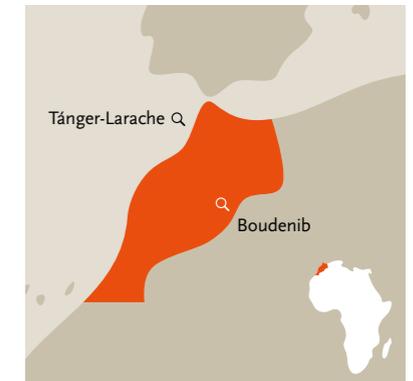
y la francesa Total, que disponen de un 30% cada una.

- En 2013, durante algo más de cien días, la producción en los bloques NC-115 y NC-186 se vio afectada por problemas ajenos a la operación. A principios de enero de 2014 se reanudó la producción, que volvió a verse afectada a partir de finales de febrero de 2014.



geológica y económica llevada a cabo durante la licencia de reconocimiento que Repsol firmó con ONHYM (Office National des Hydrocarbures et des Mines) para los años 2010-2011 y a través de una prórroga durante los años 2011-2012. El nuevo contrato de exploración se encuentra sólo pendiente de la firma oficial por parte de las autoridades del país.

- Durante 2013 se completó en las licencias de reconocimiento Hauts-Plateaux y Boudenib la campaña de perforación de pozos someros iniciada en 2012 para obtener muestras de superficie que están siendo analizadas para determinar el potencial en shale gas de ambos bloques. Repsol firmó con la ONHYM estas dos licencias de reconocimiento en 2011.



Mauritania

A 31 de diciembre de 2013, Repsol poseía en este país africano derechos mineros sobre 1 bloque de exploración (TA-10) que abarca una superficie neta de 10.115 km² y se encuentra en la cuenca de Taoudenni. Repsol, con una participación del 70%, es la compañía operadora de este bloque, mientras que el 30% restante pertenece a RWE Dea.

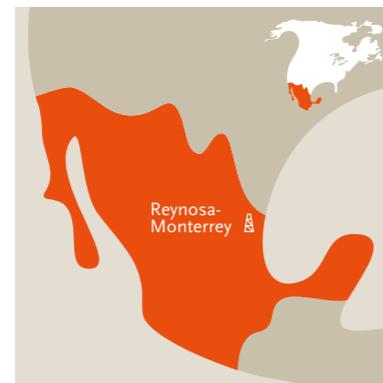
Hitos 2013

- A finales de 2013 se inició la perforación del sondeo exploratorio Ouguiya-1.



México

Repsol operaba en 2013 el bloque Reynosa-Monterrey, que se encuentra al norte del país, en la cuenca de Burgos, a través de un contrato de servicios múltiples. A finales de 2013 había en producción cerca de 40 pozos, cuyo resultado no se incluye en los libros de Repsol por pertenecer a la compañía nacional. Por indicaciones de Pemex, los trabajos durante 2013 se centraron básicamente en servicios de mantenimiento.



El contrato de servicios con Pemex finalizó el 8 de enero de 2014 y se procedió a la entrega de las instalaciones. El contrato se adjudicó en 2003 en la primera licitación internacional convocada por la empresa nacional mexicana para participar en actividades de desarrollo y producción de campos de gas en el país. Repsol inició esta operación en marzo de 2004.

Namibia

A 31 de diciembre de 2013, Repsol poseía en este país derechos mineros sobre 3 bloques de exploración que abarcan una superficie neta de 5.121 km².

Hitos 2013

- En febrero de 2013 entró en vigor el acuerdo firmado en julio de 2012, por el que Repsol adquirió a la compañía Arcadia Petroleum un 44% de participación en la licencia exploratoria 0010, situada en aguas de Namibia y que comprende los bloques offshore 1910A, 1911 y 2011A. Repsol asume la condición



de operador, en asociación con Arcadia Petroleum (26%) y Neptune (30%).

Nicaragua

Repsol estaba pendiente al cierre de 2013 de la ratificación oficial de los derechos mineros sobre 2 bloques de exploración que suman una superficie neta total de 1.558 km².

Hitos 2013

- A finales de 2013 se completó la entrada de Repsol con un 20% de participación en los bloques Tyra e Isabel, operados por la compañía Noble (80%). La operación estaba pendiente de ratificación oficial a 31 de diciembre de 2013. A finales de 2013 concluyó el pozo exploratorio Paraíso, en el bloque



Tyra, con resultado negativo. Se trata de una zona de frontera de alto riesgo geológico.

Noruega

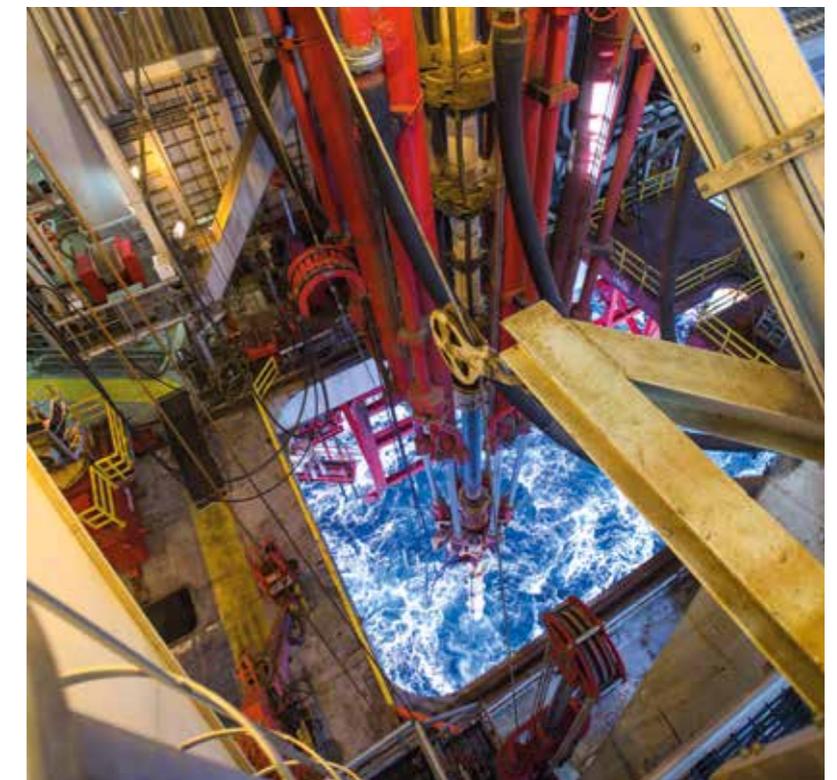
Repsol poseía al cierre de 2013 derechos mineros sobre 18 bloques de exploración, con una superficie neta total de 3.520 km². En 6 de ellos era la compañía operadora (PL-531, PL-541, PL-642, PL-692, PL-705 y PL-711). Se registraron 1.592 km² de sísmica 3D y se compraron 54.435 km² de sísmica 3D.

Hitos 2013

- En enero se hizo efectiva la entrada de Repsol (20%) en la licencia PL-628, operada por Statoil y situada en el Mar del Norte.

- En el primer trimestre de 2013, el Norwegian Petroleum Directorate anunció la adjudicación a Repsol de una licencia en el Mar de Noruega (PL-692), en la que actúa como compañía operadora con una participación del 40%, en asociación con Edison (30%) y Skagen44 AS (30%). La concesión de esta licencia es por un periodo de siete años.

- En junio de 2013, el Ministerio de Petróleo y Energía de Noruega anunció el otorgamiento a Repsol de cuatro licencias exploratorias

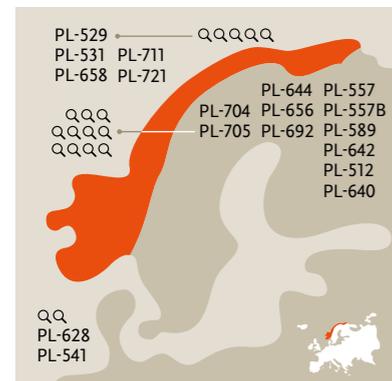


Perú

en la ronda 22. Dos se sitúan en el Mar de Noruega (PL-704, Repsol 30% y PL-705, Repsol 40% y operador) y las otras dos en el Mar de Barents (PL-711, Repsol 40% y operador, y PL-721, Repsol 20%).

- Durante el primer semestre de 2013, Repsol renunció a dos licencias: PL-356 (operada por Det Norske), en el Mar del Norte; y PL-530 (operada por Gaz de France Suez), en el Mar de Barents.

- En el último trimestre del año se materializó la dilución de un 15% en la licencia PL-541 a favor de la compañía



Explora Petroleum. Repsol mantiene un 35% y su estatus como operador del área.

- En enero de 2014 se recibió la comunicación de que en la ronda APA 2013 (Awards in Predefined Areas) se adjudicaron a Repsol tres licencias (una de ellas en calidad de operador): PL-658B (Mar de Barents), PL-750 (Mar de Noruega) y PL-763 (Mar de Noruega).

A 31 de diciembre de 2013, Repsol tenía en este país derechos mineros sobre 7 bloques: 5 de exploración, con una superficie neta de 15.789 km² y 2 de desarrollo, con un área neta de 202 km².

En 2013, la producción neta de hidrocarburos en Perú fue de 10,9 Mbep (29.902 bepd), procedente de los bloques 56 y 88 (yacimiento Camisea). La producción neta de crudo se situó en 3,7 Mbbbl, incluidos condensados y líquidos, y en 40,5 bscf de gas natural.



Las reservas probadas netas de crudo y gas se estimaban en 332,8 Mbep al cierre del ejercicio.

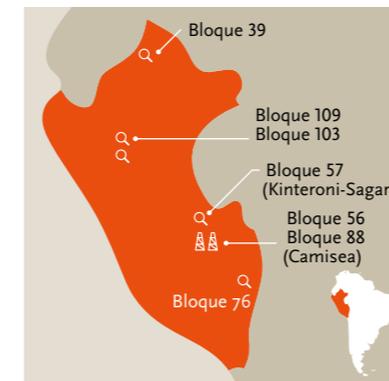
En 2013, el suministro de gas natural a la planta de licuación de Peru LNG procedente de la región de Camisea, donde Repsol tiene una participación del 10% en los bloques 56 y 88, continuó con normalidad. La producción del yacimiento Camisea se destina al mercado local y al

abastecimiento de Peru LNG. En estos bloques se encuentran en producción los campos Cashiriari y San Martín.

Hitos 2013

- El Ministerio de Energía y Minas de Perú informó a mediados de 2013 de la reanudación de las obras de ampliación que se están llevando a cabo en el ducto de gas de Camisea, lo que permitirá aumentar la capacidad actual del mismo de 1.230 a 1.540 millones de pies cúbicos diarios. Este ducto está operado por la

se completó el plan de desarrollo iniciado a mediados de 2010 y que consistió en la perforación, completación y pruebas de pozos productivos, y en la construcción de las instalaciones de superficie y el sistema de tuberías hasta la planta de Malvinas. El campo Kinteroni se localiza en la zona centro-oriental de Perú, al este de la cordillera de los Andes, en la cuenca Ucayali-Madre de Dios. Kinteroni fue descubierto por Repsol en enero de 2008 y supuso uno de los mayores hallazgos del mundo ese año.



compañía Transportadora de Gas del Perú (TGP), donde Repsol tenía a 31 de diciembre de 2013 una participación del 10%. El Ministerio estima que estas obras estén concluidas en el primer semestre de 2015.

- El campo Kinteroni, situado en el bloque 57, quedó en disposición de iniciar su producción en 2013, pendiente sólo de concretar aspectos comerciales. En 2012

- A finales de enero de 2014 se firmó con la compañía Enagás la venta del 10% de la participación de Repsol en el gasoducto Transportadora de Gas del Perú (TGP), cuyo perfeccionamiento está sujeto al cumplimiento de condiciones suspensivas cuyo cumplimiento se estima que podría darse durante el primer semestre de 2014. TGP es la empresa responsable del transporte de gas natural y líquidos desde el campo de producción de Camisea hasta la planta de licuefacción de Peru LNG,

situada en Pampa Melchorita, y la ciudad de Lima. Esta operación se enmarca dentro del objetivo de desinversiones en activos no estratégicos recogido en el Plan Estratégico 2012-2016 de Repsol.



Portugal

Repsol poseía al cierre de 2013 derechos mineros sobre 6 bloques de exploración (superficie neta de 13.653 km²).

Hitos 2013

- En el tercer trimestre de 2013 se hizo efectiva la adquisición por parte de Repsol de la participación del 50% que tenía Petrobras en los bloques offshore Mexilhão, Ameijoa, Ostra y Camarão. En 2012, Repsol había adquirido a Partex el 15% de participación en estos bloques situados en Peniche. Tras estas compraventas,



Repsol es el operador y eleva su participación al 65%.

- En los bloques del Algarve (Lagosta y Lagostim), durante 2013 se continuó con el procesado de la sísmica 3D adquirida en 2012. Se dispondrá del resultado de estos trabajos durante 2014 y entonces se definirá la ubicación del primer sondeo exploratorio.

Rumanía

Repsol poseía al cierre de 2013 derechos mineros sobre 4 bloques de exploración, con una superficie neta de 3.304 km². Se compraron 5.974 km² de sísmica 3D y 11.891 km de sísmica 2D.

Hitos 2013

- En marzo de 2013, Repsol anunció la firma de un acuerdo con la filial rumana de la petrolera austriaca, OMV Petrom, para explorar de forma conjunta los niveles profundos (entre 2.500 y 3.000 metros) en cuatro bloques en Rumanía ubicados en las fajas



plegadas de los Cárpatos. La participación de Repsol en este proyecto es del 49% y OMV Petrom es la compañía operadora. La experiencia de Repsol en la exploración en áreas de fajas plegadas facilitó la consecución de este acuerdo.

Rusia

Repsol poseía al cierre de 2013 derechos mineros sobre 13 bloques de exploración, con una superficie neta de 8.615 km², y 16 bloques de desarrollo, con una superficie neta de 1.017 km².

Durante 2013 se registraron 1.010 km² de sísmica 3D.

La producción neta del año se situó en 3,9 Mbbl de líquidos y 8,1 bscf de gas natural, con una producción neta total equivalente de 5,3 Mbep (14.591 bepd). Las reservas netas ascendían a finales de 2013 a 39,4 Mbep.

Hitos 2013

- En enero de 2013, Repsol incluyó los activos de la compañía Eurotek en la *joint venture* AR Oil and Gaz BV (AROG), que incluye dos importantes campos de gas: Syskonsininskoye (SK), que se puso en producción a finales de febrero de 2013, y Yuzhno-Khadyryakhinskoye (YK), que está en la fase final de evaluación, previa a su puesta en desarrollo. Con todo ello, a finales de enero de 2013 quedó completada la formación de la empresa conjunta AROG entre Alliance Oil (51%) y Repsol (49%).



Repsol y Alliance Oil completaron en agosto de 2012 la primera fase de este proyecto de exploración y producción de hidrocarburos con la incorporación de activos a la sociedad conjunta AROG por parte de Alliance Oil y la adquisición de acciones por parte de Repsol. Este acuerdo se firmó en diciembre de 2011 y servirá de plataforma de crecimiento para ambas compañías en la Federación Rusa, el mayor productor de gas y petróleo del mundo. La compañía Alliance Oil aportó en 2012 su filial Saneco, que tiene actividades de exploración

y producción en la región de Samara (cuenca Volga-Urales), con reservas probadas y probables en 11 campos de petróleo y ya en producción. Repsol adquirió acciones de la sociedad y suscribió nuevas hasta alcanzar una participación del 49%, e incorporó en sus libros en el tercer trimestre de 2012 la producción y las reservas provenientes de este importante proyecto. En diciembre de 2012 se dio el siguiente paso cuando Alliance incluyó en AROG los activos de su filial Tatnefteodatcha

(TNO), ubicados en la región rusa de Tatarstan (cuenca Volga-Urales), concretamente dos campos petrolíferos y sus respectivas licencias de exploración y producción.

Este acuerdo alcanzado con la compañía Alliance combina el conocimiento y el acceso a oportunidades de exploración y producción que ésta tiene en Rusia, con las capacidades técnicas y financieras de Repsol, generando así una alianza en exploración y producción a largo

plazo. El acuerdo incluye también la búsqueda conjunta de nuevas oportunidades de crecimiento mediante la adquisición de activos de petróleo y gas en Rusia.

- En febrero de 2013 se inició la producción de gas en el campo Syskonsininskoye (SK), en la región Khanty-Mansiysk de la estepa siberiana. El desarrollo completo del campo contempla un total de 11 pozos productores que se estima que estarán en producción en 2014. La puesta en marcha de este campo es el primer

proyecto de producción que realizan conjuntamente Repsol y Alliance Oil desde la creación de su *joint venture* para la exploración y producción de hidrocarburos en Rusia.

- A mediados de 2013 se produjo un descubrimiento exploratorio con el sondeo Gabi 3, en el bloque Karabashsky-2, ubicado en Siberia, donde Repsol es la compañía operadora con el 100% de participación. El sondeo alcanzó una profundidad de 1.350 metros. También se finalizó en 2013 el sondeo Gabi 1, en el bloque

Karabashsky-1 (100% Repsol), con muy buenos resultados, que se confirmarán con las pruebas de producción que se acometerán en 2014.

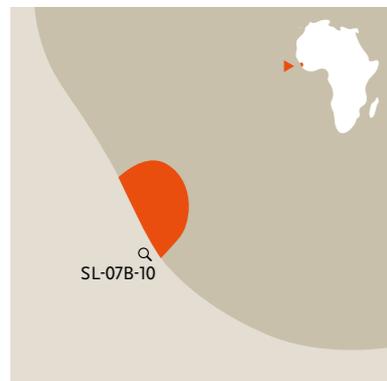
- En 2013 se incorporaron al dominio minero de la compañía dos nuevos bloques exploratorios en Siberia, Karabashsky-3 y Karabashsky-9, donde Repsol es la compañía operadora con el 100% de participación.
- Repsol vendió el 3,47% de su participación en Alliance Oil.



Sierra Leona

Al cierre del año 2013, Repsol tenía en Sierra Leona derechos mineros sobre 1 bloque de exploración offshore, con una superficie neta de 1.273 km². La compañía participa en el bloque SL-07B-10, que proviene de las áreas retenidas de los antiguos bloques SL-6 y SL-7, que fueron adjudicados en enero de 2003. La profundidad de agua del bloque varía entre los 100 y los 3.800 metros.

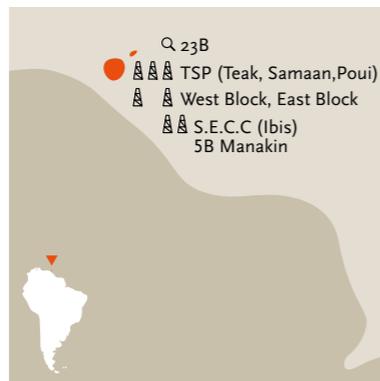
A la fecha de publicación se han cumplido todos los compromisos de actividades exploratorias



asumidos con las autoridades del país en esta fase exploratoria.

Trinidad y Tobago

Al cierre del ejercicio 2013, Repsol tenía derechos mineros sobre 7 bloques offshore de desarrollo (2.363 km² de superficie neta), que incluyen el 30% de los activos de exploración y producción offshore de la compañía bpTT en Trinidad y Tobago a través de la participación en la sociedad BPRY. La producción neta del ejercicio se cifró en 4,2 Mbbl de líquidos y 253,4 bscf de gas natural, con una producción neta equivalente de 49,3 Mbep (135.046 bep). Las reservas probadas



netas de petróleo y gas natural se estimaban en 325,3 Mbep a 31 de diciembre de 2013. Adicionalmente, Repsol participa con un 40% en un bloque exploratorio de 1.030 km² de superficie neta.

Hitos 2013

- En noviembre de 2013 se procedió a la firma del contrato exploratorio del bloque 23B. Este nuevo bloque en aguas profundas del país está

participado por Repsol (40%) y BHP (60% y operador). En 2014 se realizará una campaña sísmica 3D para confirmar el potencial del bloque.

- Durante 2013, bpTT continuó con la campaña de perforación de pozos de desarrollo en los campos Savonette e Immortelle. Esta sociedad, donde Repsol tiene un 30%, opera una extensa área offshore, cuya producción se destina a abastecer los trenes de licuación de la planta Atlantic LNG.



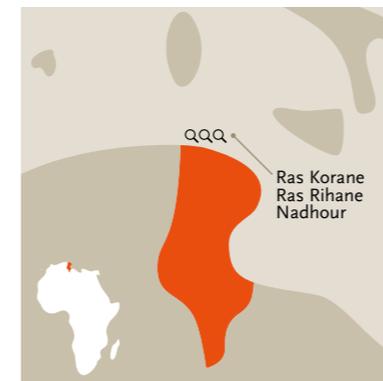
- En el bloque TSP se avanzó durante 2013 en la preparación de la campaña de perforación que se realizará en 2014, que consta de entre 6 y 8 pozos de desarrollo. Repsol es el operador en TSP con una participación del 70%.

Túnez

A diciembre de 2013, Repsol mantenía en este país derechos mineros sobre 3 bloques de exploración offshore, adquiridos en 2011, que cuentan con una superficie neta de 7.560 km² y en los que Repsol es el operador, con una participación del 50%.

Hitos 2013

- En la primera mitad de 2013 se realizó una campaña de adquisición de sísmica 2D de 2.586 km sobre los tres bloques offshore. El procesado de la misma



se completó durante el último trimestre del año.

- A mediados de 2013 se solicitó a las autoridades del país una extensión del período exploratorio en los tres bloques con el objeto de completar la evaluación del potencial del área.

Venezuela

A 31 de diciembre de 2013, Repsol mantenía en Venezuela derechos mineros sobre 8 bloques de desarrollo, con una superficie neta de 853 km². La producción neta del año se situó en 4,9 Mbbl de petróleo y líquidos separados del gas natural y en 46,7 bscf de gas, con un total equivalente de 13,3 Mbep (36.355 bep), procedentes fundamentalmente de los bloques Quiriquire, Barúa Motatán, Mene Grande y Yucal Placer. Las reservas probadas netas de líquidos y gas natural se estimaban en 454 Mbep al cierre del ejercicio.



Hitos 2013

- En el proyecto clave de Perla, situado en el bloque Cardón IV, en el Golfo de Venezuela, el consorcio Cardón IV (Repsol 32,5%, ENI 32,5% y PDVSA 35%) continuó en 2013 avanzando en el plan de desarrollo. Éste contempla tres fases en función de los volúmenes de gas natural no asociado que se producirá (150, 450 y 800 Mscfd). Adicionalmente,

se prevé una última fase para alcanzar 1.200 Mscfd. Se estima que la primera fase de desarrollo, con una superficie neta de 150 Mscfd se pondrá en producción a finales de 2014. La aprobación de la declaración de comercialidad y del plan de desarrollo se recibió en agosto de 2012 por parte de las autoridades de Venezuela.

El desarrollo del proyecto contempla una serie de trabajos, tanto en tierra como en mar, entre los que destacan la perforación de nuevos pozos

y la reentrada en pozos ya perforados en la fase exploratoria, la instalación de gasoductos de producción, la construcción e instalación de plataformas marinas, la construcción de la planta de procesado y tratamiento de gas en tierra y la línea desde este punto hasta el lugar de entrega del gas a PDVSA Gas. Como contribución al desarrollo de las comunidades de la zona, se incluyen también aportaciones

sociales a la comunidad, de acuerdo con lo establecido por el Ministerio de Energía y Minería.

En 2013 se realizaron los trabajos de ingeniería de detalle para la planta de procesamiento en tierra firme, se adjudicó el contrato de suministro de equipos para la planta y se firmó el contrato para su construcción. También se adjudicó el contrato EPC (Engineering, Procurement and Construction) para la construcción y montaje de las instalaciones marinas, se avanzaron los trabajos

tiene una participación del 11%. Además, se continuó con la campaña sísmica, se aprobó la contratación de una planta de procesamiento con una capacidad de 30.000 barriles de crudo diarios para la producción temprana acelerada, y la instalación futura de dos nuevas plantas de 30.000 barriles de petróleo al día, y se adjudicó el contrato FEED (Front End Engineering Design) de las instalaciones permanentes de Upstream.

A finales de diciembre de 2012 se anunció el inicio de la producción del primer pozo previsto en el plan de desarrollo acelerado del campo Carabobo. Se estima que la producción temprana comenzará en torno a 2016, y previsiblemente se alcanzará la meseta de producción de 400.000 barriles de petróleo al día en 2019 con la puesta en marcha del mejorador. Esta instalación, con una capacidad para procesar 200.000 barriles de petróleo al día, permitirá

incrementar la calidad del crudo hasta los 32° API.

El proyecto Carabobo fue adjudicado en febrero de 2010 por el Gobierno venezolano a un consorcio de compañías internacionales liderado por Repsol. Este importante proyecto consiste en el desarrollo, junto con PDVSA, de las reservas de crudo pesado de las áreas Carabobo 1 Norte y Carabobo 1 Centro, situadas en la Faja Petrolífera del Orinoco.

Esta área es una de las que cuentan con las mayores reservas de hidrocarburos sin desarrollar del mundo y en la que se alcanzará una producción de 400.000 barriles de petróleo diarios durante un período de 40 años. Parte del crudo pesado de este proyecto se destinará a las refinerías españolas de Repsol, lo que permitirá sacar partido a la apuesta de la compañía por el uso de avanzadas técnicas de conversión profunda en sus complejos industriales.

- En el primer semestre del año Repsol abrió una nueva oficina en Venezuela, en concreto en la ciudad de Maracaibo, desde donde se dará apoyo a las actividades que la compañía desarrolla en el occidente del país. Desde esta oficina se dará soporte a las actividades de la empresa mixta Petroquirquire, que opera los campos Barúa Motatán y Mene Grande, y en la que Repsol tiene una participación del 40%.



de instalación de la línea de producción (aproximación a costa), se adjudicó el contrato del equipo de perforación, se realizaron los trabajos de movimiento de tierra y se inició la ingeniería de detalle de los tanques de condensado.

- En 2013 se avanzó en los trabajos de desarrollo de Carabobo, un proyecto de crudos pesados clave en Venezuela y donde Repsol



Downstream

Repsol volvió a conseguir en 2013 una posición de liderazgo en términos de margen integrado de refino y marketing en Europa. La utilización de las unidades de conversión de su sistema de refino alcanzó el 99%. Todo ello, en un entorno caracterizado por la continuada caída de la demanda en Europa, y en España en particular, que ha presionado a la baja los márgenes de refino y química, y las ventas en los negocios comerciales.

Tras la puesta en marcha a finales de 2011 y principios de 2012 de los dos grandes proyectos en las refinerías de Cartagena y Petronor, respectivamente, las líneas de actuación del negocio de refino se centran fundamentalmente en la optimización del esquema productivo y en la mejora de la eficiencia.

Almacenamiento y transporte		Actividad industrial		Comercialización	
Crudo	Productos petrolíferos	Química	GLP	Química	Marketing
Trading y transporte de crudo y productos a las refinerías para su procesamiento	Refino y transformación del crudo en productos petrolíferos	Elaboración de una amplia variedad de productos petroquímicos	Procesamiento y distribución de GLP	Distribución y comercialización de los productos petroquímicos producidos	Distribución y comercialización de los productos petrolíferos obtenidos
→	→	→	→	→	→

 <p>Crudo procesado en 2013:</p> <p>38,1 millones de toneladas</p>	 <p>Capacidad de refino:</p> <p>998 kbbbl/d</p>	 <p>Capacidad Petroquímica bruta (Básica + Derivada)</p> <p>5.299 kt</p>	 <p>Ventas de GLP:</p> <p>2.464 kt</p>	 <p>Ventas de productos petroquímicos:</p> <p>2.337 kt</p>	 <p>Ventas de productos petrolíferos:</p> <p>43.177 kt</p> <p>Número de estaciones de servicio:</p> <p>4.604</p>
--	---	--	---	--	---

Negocio de Downstream

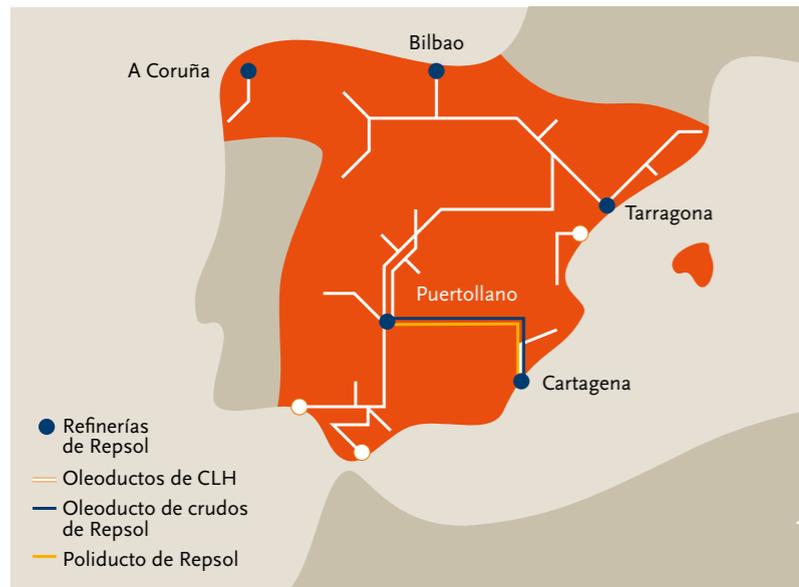
- **Refino:** obtención de carburantes, combustibles y otros derivados del petróleo.
- **Marketing:** comercialización y venta de los productos de la compañía.
- **Trading y transporte:** suministro de crudos y productos al sistema de refino, y al trading de crudos y productos fuera del sistema propio.
- **Química:** producción y comercialización de diversos productos.
- **GLP:** producción, distribución y venta minorista de butano y propano.
- **Nuevas Energías:** esta división se encarga de identificar oportunidades, promover proyectos y llevar a cabo iniciativas en ámbitos como la biotecnología, la electrificación del transporte y la generación renovable.

Principales acontecimientos 2013

- Inauguración de la nueva Unidad de Reducción de Fueloil de la refinería de Petronor.
- Apertura de la oficina comercial en Singapur.
- Acuerdo de venta de tecnología al grupo chino Jilin Shenhua para la construcción de una planta de polioles flexibles y poliméricos en China.
- Récord de ventas de lubricantes.



Refinerías de Repsol en España



CAPACIDAD DE REFINO ⁽¹⁾			
	Destilación primaria (Miles de barriles por día)	Índice de conversión ⁽²⁾ (%)	Lubricantes (Miles de toneladas por año)
España			
Cartagena	220	76	155
A Coruña	120	66	—
Puertollano	150	66	110
Tarragona	186	44	—
Bilbao	220	63	—
TOTAL REPSOL (ESPAÑA)	896	63	265
Perú			
La Pampilla	102	24	—
TOTAL REPSOL	998	59	265

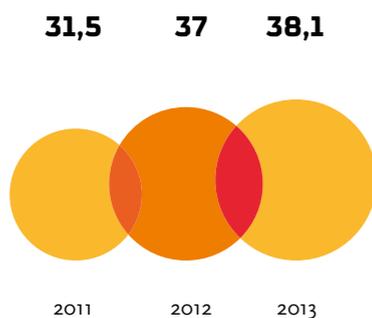
⁽¹⁾ Información presentada de acuerdo con el criterio de consolidación del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo. La capacidad reportada de Tarragona incluye la participación en ASESA.

⁽²⁾ Definido como el ratio entre capacidad equivalente de Craqueo Catalítico en Lecho Fluidizado (FCC) y la capacidad de destilación primaria.



Crudo procesado

Millones de toneladas



	2012	2013
Capacidad de refino (kbb/d)	998	998
Índice de conversión en España (%)	63	63
Margen de refino en España (\$/bbl)	5,3	3,3
Estaciones de servicios (controladas + abanderadas)	4.549	4.604
Ventas de productos petrolíferos (kt)	42.744	43.177
Ventas GLP (kt)	2.537	2.464
Ventas de productos petroquímicos (kt)	2.308	2.337
Inversiones (millones de euros)	666	656

Refino

El Grupo Repsol posee y opera cinco refinerías en España (Cartagena, A Coruña, Bilbao, Puertollano y Tarragona), con una capacidad de destilación total de 896.000 barriles de petróleo al día (incluida la participación en Asfaltos Españoles). En la refinería de La Pampilla (Perú), en la que Repsol es el operador y tiene una participación del 51,03%, la capacidad instalada se sitúa en 102.000 barriles de petróleo al día. Como en años anteriores, el ejercicio estuvo marcado por los efectos de la crisis económica internacional. La demanda de productos petrolíferos disminuyó en los países de la OCDE, lo que afectó al negocio de refino,

especialmente en Europa, donde los márgenes se mantuvieron bajos. A la débil demanda y al exceso de capacidad de refino europeos se unieron unas exportaciones crecientes de productos petrolíferos desde Estados Unidos (sobre todo de destilados medios) motivadas por las elevadas tasas de utilización de sus refinerías, cuyo origen son los bajos precios de los crudos y los costes energéticos derivados de la explotación de recursos no convencionales. Este hecho deprime aún más los márgenes de refino en el entorno europeo. Por esta razón, en 2013 se sucedieron cierres de refinerías y se prevé que esta reestructuración del sector continúe en los próximos años

en Europa con la clausura de las instalaciones menos complejas y con menor competitividad. Estos cierres permitirán un mejor ajuste de la oferta a la demanda, lo que previsiblemente conducirá a una recuperación de los márgenes, especialmente los de aquellas refinerías que estén orientadas a la producción de destilados medios y con capacidad para procesar crudos pesados, como es el caso de Repsol. El índice de margen de refino en España se situó en 2013 en 3,3 dólares por barril, inferior al de 2012 (5,3 dólares por barril). En cuanto a Perú, el margen de refino anual se situó en 0,8 dólares por barril, frente a los 3,9 dólares por barril de 2012.

PRODUCCIÓN		
Miles de toneladas	2012	2013
Materia prima procesada⁽¹⁾		
Crudo	36.960	38.074
Otras materias primas	8.213	7.312
TOTAL	45.173	45.386
Producción de refino		
Destilados intermedios	21.863	22.299
Gasolina	7.165	7.587
Fuelóleo	4.474	3.555
GLP	961	929
Asfaltos ⁽²⁾	970	1.080
Lubricantes	184	232
Otros (excepto petroquímica)	5.827	6.059
TOTAL	41.444	41.741

ORIGEN DEL CRUDO PROCESADO		
	2012	2013
Oriente Medio	17%	14%
Norte de África	13%	13%
África Occidental	6%	7%
Latinoamérica	40%	38%
Europa	24%	28%
TOTAL	100%	100%

⁽¹⁾ Información presentada de acuerdo con el criterio de consolidación del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo.

⁽²⁾ Incluye el 50% de la producción de asfalto de Asfaltos Españoles, S.A. (ASESA), una compañía participada al 50% por Repsol y Cepsa. Repsol comercializa el 50% de los productos de ASESA.

En este contexto, las refinerías de Repsol gestionadas por la división de Downstream procesaron 38,1 millones de toneladas de crudo, lo que representa un aumento del 3% respecto a 2012, debido en parte al aumento de la capacidad de la refinería de Cartagena. La utilización media de la capacidad de refino fue del 78% en España, superior al 74% del año anterior. En Perú, el grado de uso fue, en cambio, inferior al de 2012, pasando del 70% al 60% en 2013. Se están ejecutando un gran número de medidas de mejora de la eficiencia energética como vector más importante de optimización de costes operativos, de mantenimiento y mejora de la competitividad del negocio, de gestión de mercados y logísticas

de acceso a los mismos, y de relación con el entorno del negocio, todo ello fundamentado en una adecuada gestión de las personas y en una política activa de seguridad, respeto medioambiental e innovación.

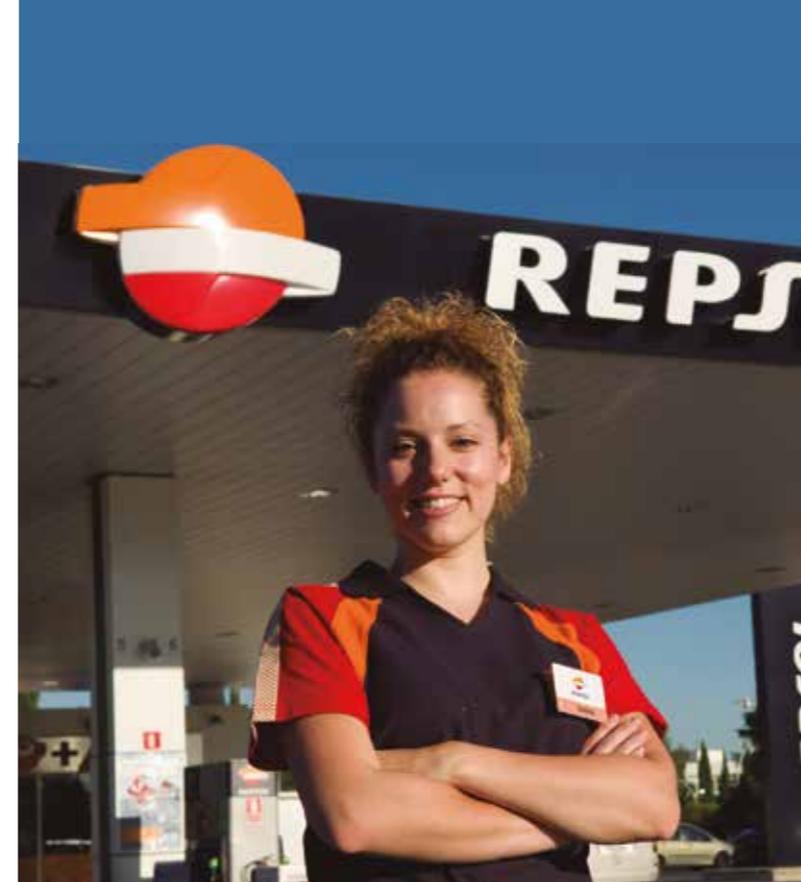
En 2013 se avanzó en la construcción de la nueva planta de producción de bases lubricantes de nueva generación, instalación conjunta con la empresa coreana SKL. Se espera poner en marcha esta nueva planta en el segundo semestre de 2014. La planta, anexa a la refinería de Cartagena, supondrá una inversión estimada de 250 millones de euros. Las refinerías de Cartagena y Tarragona proporcionarán la materia prima que alimentará la planta. Las bases producidas

son necesarias para la formulación de lubricantes avanzados, e implican una importante reducción de emisiones y consumo.

Marketing

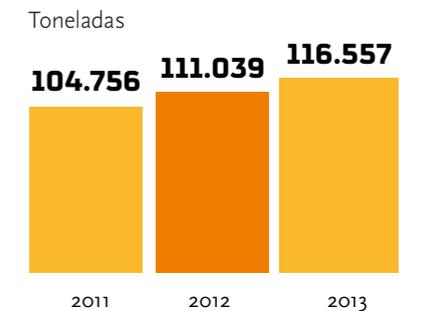
Repsol comercializa su gama de productos mediante una amplia red de estaciones de servicio. Además, la actividad de marketing incluye otros canales de venta y la comercialización de gran variedad de productos, como lubricantes, asfaltos, coque y derivados.

Las ventas totales del marketing propio fueron de 21.379 miles de toneladas en 2013, manteniéndose en línea con las del año anterior. Los descensos del consumo nacional, más moderados



ESTACIONES DE SERVICIO	
España	3.615
Portugal	433
Perú	354
Italia	202
TOTAL	4.604

Ventas de lubricantes



que en años anteriores y motivados por una contracción de la demanda, se han visto compensados con el crecimiento internacional y las nuevas oportunidades de negocio.

Hay que destacar el éxito en la apertura de nuevas líneas de comercialización de productos en el exterior, el mantenimiento de la cuota en el mercado de gasolinas y gasóleos en España, y la mejora de la posición en Portugal.

En este difícil entorno, la gestión del margen de comercialización y del riesgo de crédito permitió obtener resultados positivos tanto al canal de estaciones de servicio como al de ventas directas dirigidas al consumidor final.

Al cierre de 2013, Repsol contaba con 4.604 estaciones de servicio en los países adscritos a la división de Downstream. En España, la red estaba compuesta por 3.615 puntos de venta, de los cuales el 69,5% tenía un vínculo fuerte y el 26% eran de gestión propia. En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal (433), Perú (354) e Italia (202).

La compañía mantiene su política de asociación con empresas líderes del mercado, como El Corte Inglés, cuyas campañas promocionales conjuntas ofrecían descuentos por compras, tanto en las estaciones de servicio de Repsol como en los establecimientos de la cadena

de grandes almacenes. También ha consolidado su alianza estratégica con Burger King.

En línea con la vocación de Repsol de estar atentos a las tendencias cambiantes del mercado, la compañía ha llevado a cabo una prueba piloto de un modelo de negocio basado en una creciente automatización de puntos de venta. En 2013 se abrieron 26 instalaciones de este nuevo modelo de negocio bajo la marca Campsa Express.

Repsol consolidó en 2013 su posición internacional como productor y comercializador de coque verde combustible, realizando más del 50% de las ventas de este producto en el mercado exterior y llegando hasta un total de 20 países,



VENTAS DE GLP

Miles de toneladas	2012	2013
España	1.271	1.281
Resto de Europa	143	131
Perú	622	665
Ecuador	374	386
Resto de Latinoamérica	127	-
TOTAL	2.537	2.464

principalmente de Europa y el norte de África. Más del 60% de las ventas de lubricantes y especialidades se realizan en el mercado internacional, operando en más de 90 países y con más de 60 distribuidores internacionales de lubricantes. Reforzando la presencia internacional,

en septiembre de 2013 se abrió una oficina comercial en Singapur. Destaca también la construcción de la planta de bases de tercera generación en Cartagena.

Gases licuados del petróleo (GLP)

Repsol es una de las principales compañías de distribución minorista de GLP, siendo la primera en España y Perú, además de mantener posiciones de liderazgo en Portugal y Ecuador. Durante 2013 ha estado presente en cuatro países de Europa y Latinoamérica.

Las ventas de GLP en 2013 ascendieron a 2.464 miles de toneladas. Las ventas totales en España aumentaron un 0,7% respecto al ejercicio anterior, motivadas principalmente por el incremento de las ventas a

la industria petroquímica, que compensó el descenso de la demanda minorista. En España, Repsol distribuye GLP envasado, a granel, canalizado por redes de distribución colectiva y AutoGas, contando con más de 5 millones de clientes activos. Del total de las ventas minoristas de GLP en España, las de envasado representaron más del 50% en 2013, y se realizaron a través de una red de 222 agencias.

En España continúan regulados los precios de venta de GLP canalizado y del envasado con cargas de entre 8 y 20 kilogramos, excluidos los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante.

En Portugal, Repsol distribuye GLP envasado, a granel, canalizado y AutoGas al cliente final y suministra a otros

operadores. En 2013 alcanzó unas ventas de 131.344 toneladas, lo que convierte a la compañía en el tercer operador, con una cuota de mercado superior al 20%.

En Latinoamérica, Repsol comercializa GLP envasado, a granel, canalizado y automoción en los mercados doméstico, comercial e industrial de Perú y Ecuador, con unas ventas de 1.051 miles de toneladas.

El AutoGas (GLP para automoción) es el carburante alternativo más utilizado en el mundo, con más de 21 millones de vehículos (ocho millones en Europa). Aunque en España su penetración todavía es limitada, el crecimiento de las ventas superó el 30% en 2013, lo que demuestra un aumento en la demanda de este combustible económico y que ayuda a preservar

la calidad del aire en las ciudades. La industria prevé que en cinco años habrá en circulación unos 200.000 vehículos a AutoGas en España. Repsol, consciente del interés por este combustible alternativo, contaba a finales de 2013 con 476 puntos de suministro de AutoGas en el mundo, de los cuales 228 están en España. Adicionalmente, en instalaciones de clientes ya existen 297 puntos de suministro.

Química

El negocio de química produce y comercializa una amplia variedad de productos en más de 90 países y lidera el mercado en la Península Ibérica. Sus actividades abarcan desde la petroquímica básica hasta la derivada.

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 derivada, así como con las actividades de refino en el caso de los complejos de España. Repsol cuenta también con diferentes compañías subsidiarias y filiales, a través de las cuales dispone de plantas dedicadas a la fabricación de compuestos de polipropileno, especialidades químicas y caucho sintético, este último a través de Dynasol, alianza al 50% con el grupo mexicano KUO, con plantas en España y México, y otra más en construcción en China junto con un socio local, Shanxi Northern Xing'an Chemical Industry. El estancamiento de la demanda, así como la incertidumbre sobre



Inversiones en nuevas energías

- En enero de 2013, Repsol adquirió una participación en la sociedad holandesa Tocado, empresa dedicada al desarrollo de tecnología de generación eléctrica en ríos y corrientes marinas. A 31 de diciembre de 2013, Repsol poseía el 20,34% de dicha compañía.
- En marzo 2013, Repsol adquirió el 33,6% del capital de Principal Power (PPI) mediante la entrega de las acciones de WindPlus (todas las que controlaba, excepto una).

PPI es la sociedad propietaria de la tecnología implementada por WindPlus en su prototipo de generación eólica offshore flotante.

- En diciembre de 2013, Repsol, a través del programa INNVIERTE, adquirió el 5,2% del capital de la empresa Graphenea, dedicada al desarrollo de aplicaciones industriales del grapheno.

el crecimiento de la economía, condicionaron el resultado del ejercicio, que se vio afectado por el impacto negativo de la parada plurianual del complejo de Tarragona, llevada a cabo en el año, y por los saneamientos. No obstante, el volumen de ventas a terceros ascendió a 2,3 millones de toneladas, un 1,3% más que en 2012.

Durante el ejercicio y dada la situación del entorno, continuó la consolidación de fuertes medidas de reducción de costes, ajustes de producción y reestructuración de activos iniciada en los últimos años.

En cuanto a desarrollos de producto, en polietileno se aprobó la adquisición de tecnología para producir grados metalocenos en Tarragona. En la línea de polipropileno se presentó al mercado una nueva gama

de copolímeros random, lo que permite avanzar en la diferenciación de los productos de Repsol.

En 2013 también hay que destacar la firma de un acuerdo de venta de tecnología al grupo empresarial chino Jilin Shenhua para la construcción de una planta de polioles flexibles de 185.000 toneladas/año y de dos plantas de polioles poliméricos de 24.000 toneladas/año cada una en China. El acuerdo alcanzado refrenda la posición de liderazgo de Repsol en este proceso.

Las inversiones del ejercicio se destinaron principalmente a la mejora y optimización de los activos existentes, impulso de la eficiencia, reducción de costes, diferenciación y mejora de los estándares de calidad, seguridad y respeto medio ambiental.

Nuevas energías

El Grupo Repsol creó en 2010 la unidad de Nuevas Energías para impulsar y dar sentido de negocio a nuevas iniciativas que contribuyan a la visión de un futuro de la energía más diversificado.

Esta unidad se encarga de identificar oportunidades, promover proyectos y llevar a cabo iniciativas en ámbitos como la biotecnología y las energías renovables aplicadas al transporte y en otras áreas que puedan presentar sinergias con los actuales negocios de Repsol y con los entornos geográficos en los que opera.

Repsol siguió desarrollando en 2013 el negocio de la movilidad eléctrica a través de IBIL e IBILEK. IBIL cuenta con aproximadamente



300 puntos de recarga operativos, tanto en el ámbito público como en el privado. En esta línea, ha iniciado el desarrollo de una infraestructura de carga rápida en estaciones de servicio del Grupo Repsol.

En 2011, Repsol adquirió el 100% de la empresa británica Sea Energy Renewables, posteriormente denominada Repsol Nuevas Energías UK, dedicada a la promoción y desarrollo de parques eólicos offshore con base en Escocia. Con esta compra, Repsol obtuvo derechos de promoción en tres parques eólicos offshore en la costa escocesa.

En el marco de esta operación, Repsol alcanzó un acuerdo con EDP Renováveis para desarrollar conjuntamente dos de estos parques, en concreto

Moray Firth, de 1.500 MW, e Inch Cape, de 905 MW. Tras esta operación, Repsol controla un 33% y un 51%, respectivamente. Además, la compañía dispone del 25% del parque Beatrice, en el que la empresa Scottish and Southern Renewables tiene el 75% restante. Repsol cuenta, en función de este acuerdo, con derechos para la promoción, construcción y explotación de 1.190 MW en el Reino Unido.

Durante 2013, Repsol ejecutó el plan de inversiones en estos tres proyectos, de acuerdo con la planificación prevista, e incorporó las capacidades necesarias para garantizar su desarrollo. Como hitos principales, se presentó toda la información necesaria para solicitar las confirmaciones

IBIL cuenta con aproximadamente 300 puntos de recarga eléctrica operativos, tanto en el ámbito público como en el privado

de aceptación oficial de los proyectos en los parques de Beatrice, Moray Firth e Inch Cape, que se esperan recibir en el primer trimestre de 2014.

Durante la fase de desarrollo de los proyectos, que finalizará entre 2014 y 2015, se realizarán los estudios y trabajos necesarios para obtener los permisos de construcción y operación de las instalaciones, cuya puesta en marcha tendría lugar, en su caso, a partir de 2018. Estos proyectos permitirán a Repsol aplicar su capacidad tecnológica en operaciones offshore, así como su experiencia en grandes obras de ingeniería.

Gas Natural Fenosa



El 30% de Repsol en Gas Natural Fenosa generó un resultado de explotación de 889 millones de euros en 2013, frente a los 920 millones del año anterior. Los menores resultados del negocio eléctrico en España, afectado por la mayor fiscalidad y la nueva regulación, se compensaron con mayores márgenes de comercialización mayorista de gas y mejores resultados en Latinoamérica.

A continuación se describen las principales magnitudes del negocio del Grupo Gas Natural Fenosa, si bien la participación de Repsol es del 30%.

Distribución gas Europa

Este negocio incluye en España la actividad retribuida con cargo

al sistema de distribución de gas, los ATR (servicio de acceso de terceros a la red) y el transporte secundario, así como las actividades no retribuidas con cargo a dicho sistema de distribución. Adicionalmente, en Italia se incluyen también las ventas de gas a tarifa.

En 2013, las ventas de la actividad regulada de gas en España se cifraron en 191.189 GWh, con un descenso del 2,3% respecto al año anterior. Gas Natural Fenosa continúa con la expansión de su red de distribución y del número de puntos de suministro en España. El volumen de las captaciones, aún no conectadas, aumentó en un 5,2% respecto al año anterior. Su red de distribución se incrementó en 1.137 kilómetros,

incluyendo la gasificación de 36 nuevos municipios.

La actividad de distribución de gas en Italia se situó en los 3.786 GWh, con un alza anual del 3,8%. Asimismo, la comercialización al mercado minorista aumentó un 5,2%, hasta los 2.992 GWh. La red de distribución se amplió hasta 6.958 kilómetros, con un aumento de 73 kilómetros durante el ejercicio, y alcanzó la cifra de 455.000 puntos de suministro en el negocio de distribución, lo que supone un incremento del 1,3%.

Distribución electricidad Europa

Los puntos de suministro de electricidad en España

PRINCIPALES MAGNITUDES ⁽¹⁾

Millones de euros	2012	2013	Variación (%)
Distribución gas Europa	199	204	2,5
Distribución electricidad Europa	125	117	(6,4)
Gas	277	249	(10,1)
Electricidad	84	50	(40,5)
Latinoamérica	252	270	7,1
Otras actividades	(17)	(1)	94,1
Resultado de explotación	920	889	(3,4)
Inversiones	432	444	2,8

⁽¹⁾ Magnitudes correspondientes a la participación del 30% de Repsol en Gas Natural Fenosa.

se mantuvieron en el mismo nivel que el ejercicio anterior, alcanzando la cifra de 3.772.000. En 2013 la energía suministrada descendió un 3% y se situó en 32.766 GWh, debido principalmente a unas condiciones climatológicas favorables.

La energía suministrada en Moldavia se incrementó un 0,6% y los puntos de suministro, que se situaron en 846.080, un 1,2% más que en 2012. Las ventas de la actividad de distribución de electricidad alcanzaron 2.541 GWh, lo que representa un incremento del 0,6% respecto al año anterior.

Gas

Infraestructuras. La actividad de transporte de gas desarrollada

en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz representó un volumen total de 122.804 GWh, un 5,5% superior al de 2012. De esta cifra, 84.781 GWh fueron transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 38.023 GWh para Portugal y Marruecos, con un crecimiento del 6,7%.

En enero de 2013, Gas Natural y la sociedad argelina Sonatrach firmaron un acuerdo para la compra a esta última de un 10% de Medgaz, adquiriendo una participación adicional del 4,5% en julio de 2013 a la sociedad Gaz de France International. Las cantidades transportadas por el gasoducto de Medgaz para Gas Natural Fenosa durante 2013 ascendieron a 4.889 GWh.



Aprovisionamiento y comercialización. En un escenario de debilidad de la demanda, la comercialización de gas natural en el mercado español alcanzó los 229.419 GWh, con un descenso del 3,8% respecto al año anterior. Esta disminución se debió a una menor comercialización a clientes finales de Gas Natural Fenosa (-6,3%) por el menor consumo de los ciclos combinados, compensado parcialmente por un mayor aprovisionamiento a terceros (+3,6%). Asimismo, la comercialización de gas internacional alcanzó los 94.512 GWh, lo que supone un aumento del 8,9%.

Unión Fenosa Gas. El gas suministrado al mercado español alcanzó un volumen de 24.228 GWh, lo que supone un descenso del 13% en comparación con 2012.



Electricidad

Por tercer año consecutivo, la demanda eléctrica peninsular descendió, hasta situarse en 246.204 GWh en 2013 (-2,2%).

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 33.785 GWh, de los cuales 30.744 GWh correspondieron a la generación en Régimen Ordinario y 3.041 GWh, a la generación en Régimen Especial.

Las ventas en la actividad de comercialización de electricidad en España se cifraron en 32.941 GWh.

Latinoamérica

Distribución gas. Corresponde a la actividad de distribución de gas en Argentina, Brasil, Colombia y México. Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica (ventas de gas y servicios de acceso de terceros a la red ATR)

ascendieron a 229.833 GWh, con un incremento anual del 9,3%.

En 2013, la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanzó los 6.321.000. Se mantuvieron las elevadas tasas de crecimiento interanual, con un incremento de 231.000 puntos de suministro, principalmente en Colombia, con un aumento de 115.000.

La red de distribución de gas se incrementó en 1.720 kilómetros, alcanzando los 69.054 kilómetros a 31 de diciembre de 2013, lo que representa un crecimiento del 2,6%. Contribuyó notablemente la expansión de la red en México, que aumentó en 674 kilómetros.

Distribución electricidad. Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia, Nicaragua (hasta la fecha de su enajenación, el 11 de febrero de 2013) y Panamá. Las ventas de la actividad

de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanzaron los 16.443 GWh, con un descenso del 9% que se debe a que el año anterior recogía las ventas de las distribuidoras de Nicaragua por 2.752 GWh, frente a los 239 GWh de 2013 (1 mes). Sin considerar las operaciones en Nicaragua en ambos periodos, las ventas experimentaron un incremento del 5,8%, generado por el crecimiento de la demanda tanto en Colombia como en Panamá. El número de puntos de suministro alcanzó los 2.395.000.

Electricidad Latinoamérica.

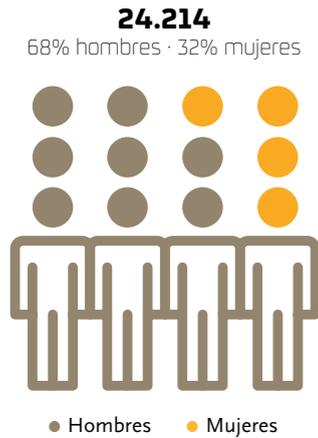
Este negocio agrupa los activos de generación en México, Puerto Rico, Panamá y República Dominicana. La energía generada en Latinoamérica fue de 19.414 GWh en 2013, superior a la del ejercicio anterior, fundamentalmente en México y Puerto Rico.



4 Áreas
corporativas

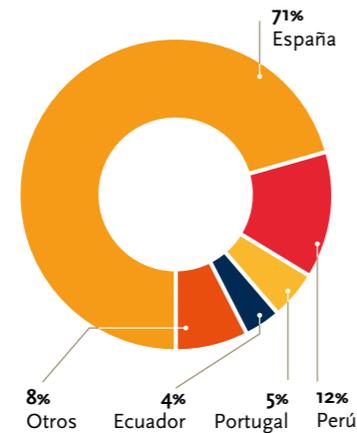
Personas

Plantilla gestionada



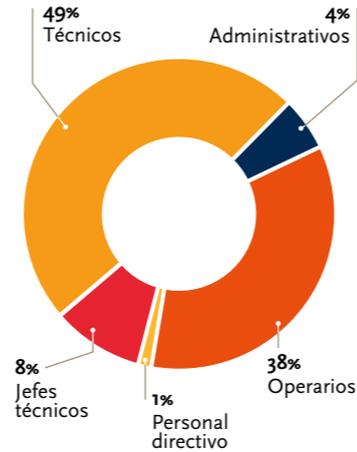
Distribución de empleados

Por países



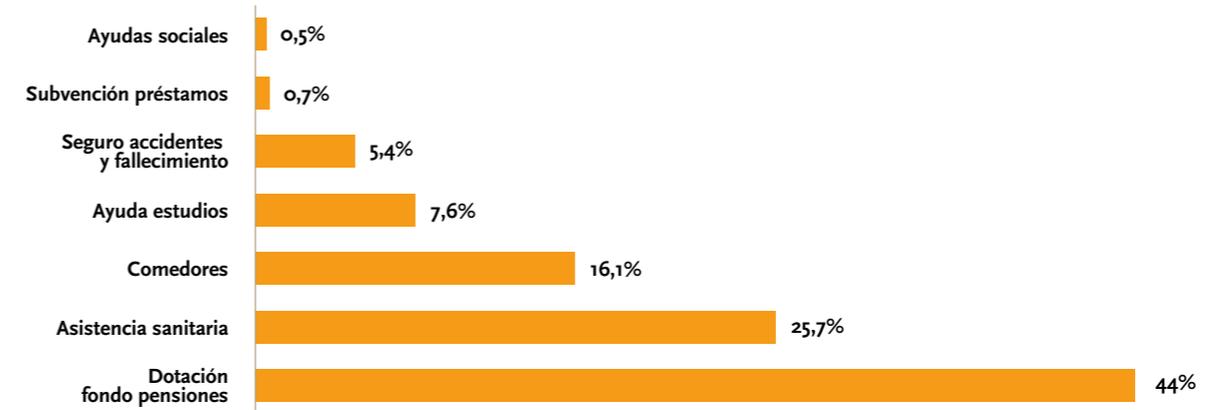
Estructura de la plantilla

Por grupo profesional



Repsol considera que su principal ventaja competitiva reside en las personas que integran la compañía, de ahí que la gestión de sus empleados y de los diferentes equipos tenga valor estratégico. La organización se diferencia por contar con un equipo de profesionales diverso, experto y comprometido.

Distribución por tipo de beneficio social



A 31 de diciembre de 2013, el Grupo Repsol tenía una plantilla de 30.296 empleados. Un total de 24.214 empleados pertenecían a sociedades gestionadas directamente por Repsol y a ellos se refieren todos los datos incluidos en este capítulo. La plantilla gestionada se incrementó en 219 personas respecto al año 2012.

Atracción del talento

Repsol ha implantado distintas fórmulas para captar, motivar y comprometer a los mejores profesionales, desarrollándolos personal y profesionalmente, con un buen ambiente de trabajo y con oportunidades de promoción interna y movilidad laboral.

Para ello, en 2013 participó en más de 20 foros y ferias, y acudió a charlas y presentaciones en colegios, institutos, universidades y asociaciones. Asimismo, se amplió la presencia de la compañía en las redes sociales.

Repsol dispone de diferentes herramientas para la retención del talento y la gestión del desarrollo de sus empleados: compensación, formación, movilidad interna e internacionalización, desarrollo e evaluación del desempeño.

La retribución es un elemento importante para atraer y retener a los profesionales necesarios para la compañía. El sistema de compensación está dirigido al reconocimiento individual, situándose en valores competitivos

de mercado y adecuados a una organización como la de Repsol, así como a potenciar el compromiso de los empleados con el cumplimiento de los objetivos estratégicos y operativos de la compañía.

Durante el ejercicio 2013, el gasto total de beneficios sociales para los empleados de la plantilla gestionada ascendió a 93,9 millones de euros, frente a los 88,3 millones de 2012.

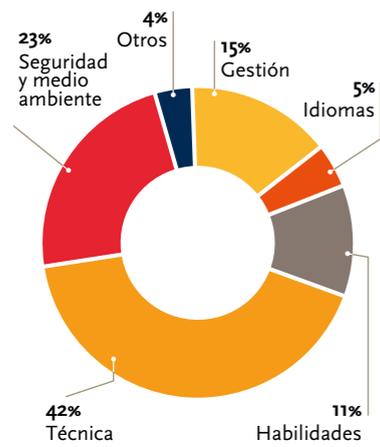
El año 2012 fue el primero en el que se desplegó el sistema de retribución variable para el colectivo de personas acogidas a convenio colectivo en España, vinculado a la consecución de los objetivos compartidos en cada unidad organizativa.

Se definieron objetivos compartidos para el colectivo de convenio en 47 unidades diferentes, abordando la totalidad de las líneas de actividad de la compañía en España, donde se ha cerrado la negociación colectiva del VI Acuerdo Marco y el convenio o pacto de referencia en cada sociedad. En 2013 se efectuó el primer pago en España.

En 2013 se incorporaron a la retribución flexible para personal excluido de convenio nuevas prestaciones, como guardería, equipos informáticos, ampliación del seguro médico y aportaciones adicionales al plan de pensiones.



Formación de empleados



	2012	2013
Acciones de formación	9.007	10.989
Inversión en formación (millones de euros)	19	20
Inversión/empleado (euros)	792	812
Horas formación/año	1.008.973	978.751
Promedio horas/año por empleado	42	40
Empleados que recibieron formación	75%	78,2%
Asistencias	94.068	107.014
Personas	18.122	18.939

Formación

Repsol es una compañía que valora, promueve y facilita la formación de sus empleados como eje clave en su desarrollo personal y profesional.

En 2013 prácticamente se culminó el plan de Liderazgo y Cultura en Seguridad y Medio Ambiente, destinado a la formación de todos los jefes de Repsol con personas a su cargo en su rol de líderes en seguridad y medio ambiente, con un total de 1.389 asistentes. Este programa se ha complementado con otro para jefes de área y encargados de mantenimiento de centros industriales. Todas las personas de la organización, jefes y no jefes, tanto de áreas corporativas como de negocios, completaron al menos una actividad formativa en esta materia durante el ejercicio.

Diversidad y conciliación

El Comité de Diversidad y Conciliación ha seguido impulsando los programas iniciados en años anteriores: teletrabajo, integración laboral de personas con capacidades diferentes, jornada laboral, gestión eficiente del tiempo y diversidad cultural.

El teletrabajo se ha consolidado en Repsol como una de las medidas más aceptadas en la compañía en la evolución hacia un modelo de entorno de trabajo flexible.

Además de los programas piloto de teletrabajo en Ecuador y Perú, se han iniciado diferentes estudios para su implantación en Trinidad y Tobago y Bolivia.

Adicionalmente, se han realizado acciones para fomentar una gestión más flexible y eficiente del tiempo, basada en la planificación

y priorización del trabajo. Algunos de los hitos conseguidos han sido la flexibilidad horaria a nivel mundial adaptada a los usos y costumbres de cada país.

Según el estudio publicado por el Instituto Internacional de Ciencias Políticas, Repsol se considera la primera empresa en conciliación en España. También la Fundación ARHOE (Asociación para la Racionalización de los Horarios Españoles) premió a Repsol por ser la empresa más destacada por la implantación de acciones que propician horarios más racionales, adaptados a las necesidades de las personas.

Repsol cuenta con un plan de integración de personas con discapacidad que integra a estos empleados en todas las áreas de la organización, superando la legislación aplicable al respecto.

En España constituyen el 2,77% de la plantilla, según el cómputo LISMI por contratación directa, y el 22% de estos profesionales ocupan puestos técnicos cualificados.

El esfuerzo actual se centra en la sensibilización e impulso en distintos países, promoviendo un modelo de convivencia social comprometido y solidario. Un total de 32 nuevas vacantes fueron cubiertas por personas con discapacidad en 2013.

Repsol, en el ámbito de sus sociedades directamente gestionadas, se encuentra presente en casi cuarenta países y cuenta con más de 1.000 empleados trabajando en un país diferente al suyo de origen, haciéndose cada vez más palpable en todos los ámbitos de la compañía la aportación de valor de un entorno multicultural.

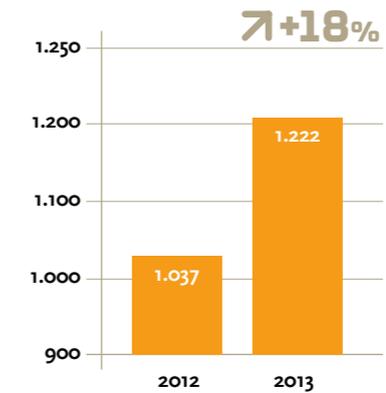
Igualdad

Repsol continúa incrementando el porcentaje de mujeres en todos los colectivos y negocios. La Mesa Técnica de Igualdad se reúne con una periodicidad bimestral para revisar la situación actual y la evolución de los principales indicadores de género.

También se promueven iniciativas para convertir el conocimiento del personal más veterano en un bien compartido, fomentando la transferencia del conocimiento que reside en las personas con mayor experiencia a las nuevas incorporaciones, conscientes de que esta gestión garantiza el éxito de la compañía a corto y largo plazo.

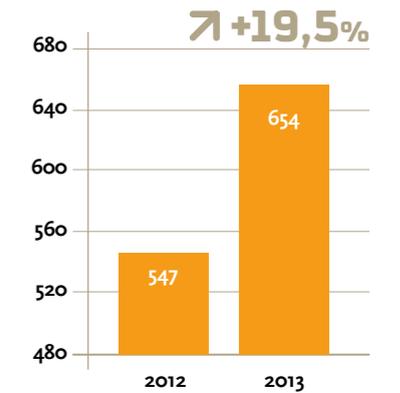
Teletrabajo

Empleados con teletrabajo



Integración

Empleados con discapacidad



Seguridad y medio ambiente

La atención a la seguridad y al medio ambiente constituye para Repsol un compromiso esencial en la gestión de sus actividades. Los principios de la compañía en materia de seguridad y medio ambiente están definidos en su Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente.

El Comité de Dirección establece los objetivos estratégicos y las líneas de trabajo de seguridad y medio ambiente de la compañía, que sirven de marco para la elaboración de los objetivos y planes de actuación de todas las áreas de negocio. Además, entre las funciones de la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración está conocer y orientar la política, las directrices y los objetivos de la compañía en estas materias.

Los objetivos y planes establecidos contemplan las actuaciones necesarias para la mejora continua de la gestión, las inversiones y gastos asociados, y las acciones requeridas para adaptarnos a los nuevos requerimientos legislativos, entre los que destacan los siguientes:

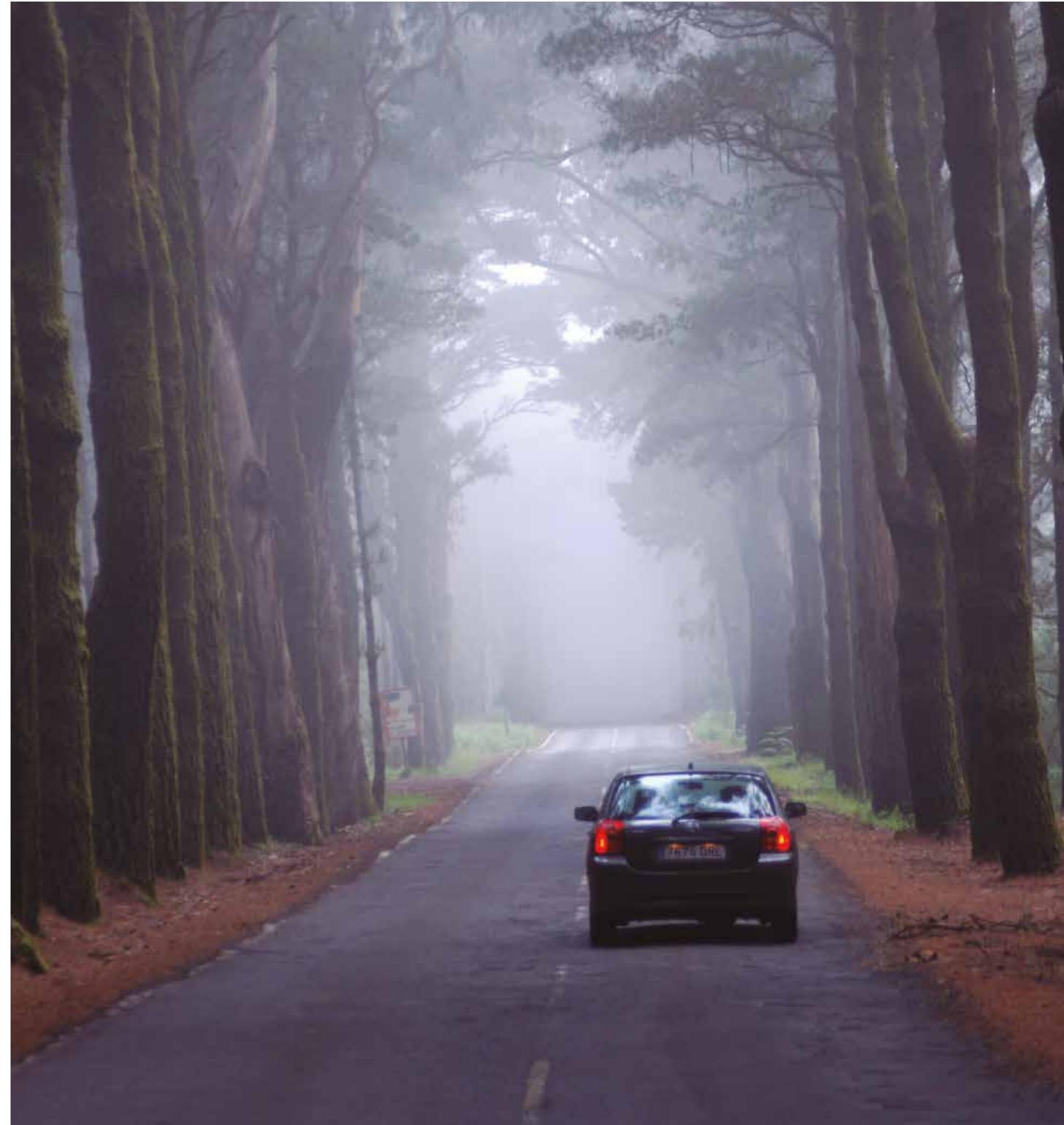
- Aprobación de la Directiva 2013/30/UE de seguridad en las plataformas offshore, que establece que las compañías deberán realizar una evaluación de los riesgos potenciales,

las medidas que se deben adoptar y un plan de respuesta ante emergencias antes de comenzar con la exploración o producción en operaciones situadas en cualquier lugar del mundo (no sólo en territorio europeo). Repsol dispone de un programa integral de respuesta ante emergencias que incluye el refuerzo de la prevención y cubre los requisitos de seguridad exigidos en la presente directiva.

- Proceso de actualización de los documentos BREF (Best Available Techniques References Document) del sector del refino, las grandes instalaciones de combustión, las plantas de importantes volúmenes de productos químicos orgánicos y las de tratamiento y sistemas de gestión de aguas y gases residuales en el sector químico. Estos documentos establecen las Mejores Técnicas Disponibles (MTD) y sus niveles asociados de emisiones al aire y los vertidos al agua. En cumplimiento de la Directiva 2010/75/UE

de emisiones industriales, estos límites, que hasta ahora resultaban de carácter voluntario, pasan a ser vinculantes con las autorizaciones ambientales integradas (AAI). Está previsto que todos los documentos BREF con implicaciones en las actividades de Repsol sean aprobados entre 2014 y 2015.

- Fase III de Comercio de Emisiones de CO₂ que regula la Directiva 2009/29/CE sobre régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, que establece un objetivo de reducción global de las emisiones del 20% en 2020 respecto a los niveles de 1990. La nueva fase inició su recorrido en 2013 condicionada por el exceso de derechos. Para reactivar el precio, el Parlamento Europeo aprobó el 6 de febrero de 2014 la propuesta de “Backloading” de la Comisión (retirada temporal de 900 millones de derechos).
- Inicio del proceso de trasposición de la Directiva 2012/27/EU relativa a la eficiencia energética que





SEGURIDAD ⁽¹⁾

	2012	2013
Índice de Frecuencia (IF) de accidentes con baja integrado ⁽²⁾	0,91	0,59
Índice de Frecuencia de accidentes con baja del personal propio	1,00	0,60
Índice de Frecuencia de accidentes con baja del personal contratista	0,84	0,55

⁽¹⁾ Repsol 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⁾ Número de accidentes computables con pérdida de días y muertes acumuladas en el año por cada millón de horas trabajadas.

impulsa el objetivo europeo de ahorrar un 20% de energía primaria para 2020. Para ello, establece un sistema de obligaciones de eficiencia energética que implicaría que las empresas distribuidoras de energía colaboren con sus clientes para conseguir ahorros anuales en el uso de sus productos en una cuantía equivalente al 1,5% de sus ventas de energía. También establece la realización de auditorías energéticas a grandes empresas y fomenta la implantación de Sistemas de Gestión de la Energía.

- Proceso de definición del artículo 7A de la Directiva 2009/30/CE relativa a las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo, que introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y que tiene como

objeto el control, la notificación y la reducción de las emisiones procedentes de combustibles durante su ciclo de vida.

El sistema de gestión de seguridad y medio ambiente en Repsol se articula a través de una estructura de normas, procedimientos, guías técnicas y herramientas de gestión de aplicación en todas las actividades e instalaciones de la compañía. Este sistema se actualiza continuamente tomando como referencia las mejores prácticas. La base del sistema en medio ambiente sigue el estándar internacional ISO 14001 y en el caso de seguridad, el estándar OHSAS 18001. Repsol impulsa la certificación progresiva de sus centros según dichos estándares. En el buscador de certificados de repsol.com

y el Informe de Responsabilidad Corporativa se pueden consultar todos los centros certificados, así como información sobre las auditorías.

Seguridad

La meta es conseguir cero accidentes en las actividades de Repsol. Como resultado del alto nivel de seguridad que exige la compañía en sus operaciones, el conjunto de indicadores de accidentabilidad reflejan una mejora continuada del desempeño. En 2013 no se registró ninguna fatalidad y el índice de frecuencia de accidentes con baja integrado descendió más de un 35% respecto al año anterior, cumpliendo con el objetivo anual fijado y acumulando un descenso del 55% desde 2011. El cumplimiento de este objetivo forma parte



de las metas anuales de los empleados de Repsol que disponen de retribución variable y de la valoración del desempeño del resto del personal.

Además de los esfuerzos para garantizar la seguridad de las personas que trabajan en sus instalaciones, Repsol dispone de un exigente sistema de gestión de los riesgos asociados a los procesos y activos industriales. Para ello, realiza análisis de riesgos a lo largo de todo el ciclo de vida de sus activos, aplica los mejores estándares internacionales en el diseño y emplea estrictos procedimientos durante la operación y mantenimiento.

De esta forma, se da respuesta a los retos en materia de seguridad que el Plan Estratégico de la compañía

plantea por operar en entornos cada vez más complejos y sensibles.

Uno de los proyectos más destacables de 2013 fue el plan de Liderazgo y Cultura en Seguridad y Medio Ambiente. En los dos últimos años todo el colectivo de líderes ha recibido formación en cultura de seguridad, lo que supone que más de 3.000 personas han asistido a alguna de las 120 ediciones celebradas en 11 países. Esta formación se ha extendido también a otros colectivos, y alrededor de 1.000 mandos intermedios han participado en estas iniciativas. Repsol entiende que una cultura de seguridad es parte de su propuesta de valor de compañía y, por este motivo, lleva años trabajando en proyectos que aseguren su posicionamiento en esta materia.

Medio ambiente

Las principales actuaciones se centraron un año más en la mejora de la calidad ambiental de los productos de Repsol, la minimización de las emisiones al aire, el aumento de la eficiencia energética, la optimización en el consumo de agua, la reducción de la carga contaminante de los vertidos y la mejora en los sistemas de prevención de derrames aplicando las mejores prácticas disponibles y la innovación tecnológica. Asimismo, cabe destacar el esfuerzo realizado para la identificación, evaluación y corrección de las posibles situaciones de contaminación ocurridas en el pasado.

Entre los principales hitos de 2013, destaca la puesta en marcha de un programa global



para la prevención, preparación, respuesta y recuperación del impacto de los grandes accidentes en las operaciones de exploración y producción: Global Critical Management Program. Este programa establece las siguientes líneas de acción:

- Adaptación de los estándares internos a las mejores prácticas internacionales.
- Creación de un grupo de expertos en gestión de emergencias (Global Critical Management Group) y establecimiento de funciones y roles para un nuevo grupo multidisciplinar que se crea para dar respuesta a las emergencias (Global Critical Response Group).
- Establecimiento de salas y centros de respuesta ante emergencias situados en Madrid, Houston, Lima y Río de Janeiro.

Energía sostenible y cambio climático

Repsol apuesta por la construcción de un futuro mejor a través del desarrollo de energías inteligentes ofreciendo las mejores soluciones energéticas a la sociedad y al planeta. Esto significa utilizar la mayoría de las fuentes de energía y optimizar su uso a través de su gestión para alcanzar un desempeño energético excelente. Este compromiso de Repsol se articula mediante la Estrategia de Carbono Global de Compañía actualizada para el periodo 2012-2020, cuyo objetivo es impulsar la visión de compañía de un suministro de energía más diversificado y menos intensivo en carbono. El fin último de esta Estrategia de Carbono es disponer de un marco de actuación común que armonice las iniciativas

existentes y detecte sinergias con un enfoque integrado.

En este marco, Repsol fijó un objetivo estratégico de reducción de 2,5 millones de toneladas de CO₂ durante el periodo 2006-2013. Este objetivo se cumplió con un año de antelación, por lo que durante 2013 se trabajó en la definición de un nuevo Plan de Compañía a largo plazo para la mejora de la eficiencia energética y la reducción de las emisiones de CO₂.

Como resultado de este trabajo se ha establecido como objetivo estratégico la reducción de 1,9 millones de toneladas de CO₂ equivalentes mediante un nuevo plan para el periodo 2014-2020 que integra la reducción de la intensidad energética y la de emisiones. Además, durante 2013 Repsol mantuvo



Repsol se ha fijado como objetivo estratégico la reducción de 1,9 millones de toneladas de CO₂ equivalentes entre 2014 y 2020

su compromiso con la mejora continua y la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), e impulsó acciones de eficiencia energética que redujeron más de 350 kt de CO₂ equivalentes.

Uno de los objetivos estratégicos en materia energética es la implantación de Sistemas de Gestión de la Energía (SGEn) en las instalaciones, lo que permite establecer los sistemas y procesos necesarios para mejorar su desempeño energético, incluyendo la eficiencia energética y el uso y consumo de la energía, afirmando el compromiso de la compañía con el suministro sostenible de energía. Avanzar en la excelencia en la gestión energética a través de la implantación de estos SGEn permite formalizar la política energética y la visión de la compañía,

así como fijar el seguimiento de metas y objetivos a corto, medio y largo plazo, dentro de un proceso de mejora continua. También permite sistematizar procedimientos y mejores prácticas, extender estándares energéticos comunes, homogeneizando su uso en Repsol, y anticipar la componente regulatoria.

En Repsol, los SGEn se están implantando de acuerdo a los requisitos de la norma internacional ISO 50001. Durante 2013 se continuó con el proceso de certificación de instalaciones, incluyendo las refinerías de Tarragona, Cartagena y La Pampilla (Perú), la Química de Puertollano y finalmente el activo del Upstream denominado bloque 16 (Ecuador), que se unen a las ya certificadas en años anteriores.

Repsol tiene por objeto lograr la excelencia en los inventarios de GEI ampliando el alcance de manera continua y mejorando su calidad y transparencia. Por ello, cada año verifica a través de una empresa externa que sus inventarios GEI cumplen con las normativas más exigentes en calidad y precisión de inventarios. Durante 2013 se avanzó en el inventario de emisiones de CO₂, habiendo verificado más de un 92% de dichas emisiones por el estándar internacional ISO 14064.

Adicionalmente, Repsol continúa siendo líder del sector de la energía en el índice mundial Climate Disclosure Leadership Index, del Climate Disclosure Project, el más prestigioso a nivel internacional en materia de cambio climático.

I+D

Repsol, mediante la investigación y la innovación, impulsando el talento y trabajando en red de forma cooperativa con grupos científicos de excelencia, españoles e internacionales, busca desarrollar soluciones para afrontar todos los desafíos energéticos.

El Centro de Tecnología Repsol es el corazón científico y tecnológico desde donde la compañía centraliza sus inversiones en I+D.

En 2013, Repsol invirtió 83 millones de euros en actividades de I+D ejecutadas directamente en el Centro de Tecnología situado en Móstoles (España), a los que hay que sumar otros 6 millones de euros en proyectos llevados a cabo en diferentes unidades de negocio de la compañía, frente a los 77 y 6 millones invertidos en 2012, respectivamente. Repsol mantiene una política activa de colaboración con centros de tecnología, universidades públicas y privadas, y empresas, tanto nacionales como internacionales. El presupuesto destinado a este tipo de acuerdos fue de más de 23 millones de euros. Repsol participa en programas de financiación de I+D

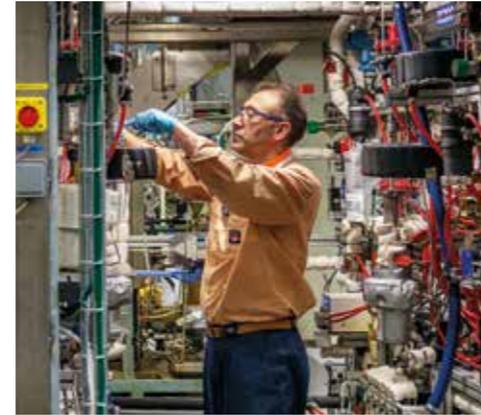
promovidos por diferentes administraciones. Durante 2013 el Centro de Tecnología Repsol participó en 12 proyectos impulsados por la Administración española y 9 proyectos de la Unión Europea, frente a los 14 y 6 de 2012, así como en un proyecto de cooperación internacional con Chile.

También se firmó un crédito con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) para la financiación de las actividades de I+D del Centro de Tecnología Repsol durante los próximos cuatro años. Dicho crédito cubre prácticamente la mitad del presupuesto durante este período y marca un hito en el esquema de ayudas públicas obtenidas por el centro, siendo ésta la primera vez que Repsol solicita financiación de este tipo para sus actividades. Esta operación representa un aval a la calidad

Indicadores de gestión de I+D	2012	2013
Contratos	151	122
I+D externa (millones de euros)	20	23
Inversión I+D (millones de euros)	83	89

y garantía de las actividades de I+D de la compañía. Dicho crédito financiará numerosas actuaciones del amplio programa de inversiones de investigación, desarrollo e innovación, que abarca, entre otros campos, mejoras en la eficiencia energética y en el proceso de refinado del petróleo, desarrollo y producción de derivados petroquímicos. Asimismo, se incluyen programas para el desarrollo de sistemas y productos en el ámbito de generación de energía renovable, bioenergía y soluciones de transporte.





Durante los primeros meses de 2013 se consolidaron los grupos de tecnología de Houston y Brasil. La creación de estos dos nuevos *hub* en ubicaciones de interés estratégico y entornos tecnológicos altamente innovadores ha supuesto la generación de un modelo integrado con el Centro de Tecnología Repsol, en Madrid, lo que permite acceder a nuevos ecosistemas de innovación, además de estar cerca de los importantes proyectos de compañía en estas áreas.

Programas

Upstream. Durante 2013 se desplegaron un número significativo de proyectos estratégicos de investigación, en línea con los objetivos marcados en el Plan Estratégico

de Tecnología en Exploración y Producción 2011-2015. Dentro de las áreas tecnológicas clave, existen proyectos cuyo objetivo es entender cómo es el subsuelo a través del desarrollo de herramientas de simulación y caracterización de las rocas y de los fluidos contenidos en los almacenes, que permitan a la larga reducir los costes en exploración de hidrocarburos; y proyectos centrados en la caracterización más específica de los fluidos durante su extracción y transporte, abordando también el aseguramiento del flujo. Otros proyectos estratégicos tienen como objeto la optimización de yacimientos con incertidumbre. Para ello, se han desarrollado un conjunto de tecnologías de captación

de datos basadas en diferentes algoritmos propios que permiten la optimización en la toma de decisiones, simulación y valoración.

También se están desarrollando tecnologías relacionadas con hidrocarburos no convencionales, desde crudos extrapesados hasta shale gas/oil.

Por último, Repsol ha desarrollado, en colaboración con un socio, una tecnología de vigilancia y detección temprana de hidrocarburos en el medio acuático, capaz de identificar cantidades muy pequeñas de forma automática en cualquier condición atmosférica o de luz. Se trata de un proyecto pionero desarrollado en el Centro de Tecnología Repsol que consta

de un avanzado software de interpretación, capaz de funcionar de forma autónoma. La etapa de investigación ha finalizado con éxito y el desarrollo ya se encuentra implantado en la plataforma Casablanca, que se encuentra frente a las costas de Tarragona. Este proyecto es un ejemplo evidente del compromiso de Repsol con el medio ambiente.

Downstream. En el área del refinado de petróleo y sus productos derivados (gasolinas y gasóleos, GLP, asfaltos, lubricantes, ceras...), el conocimiento tecnológico se aplica a la optimización operativa de las refinerías, al desarrollo de nuevos procesos y productos, y a la mejora y adecuación de la calidad de estos últimos, con especial atención a los avances en la eficiencia

energética y en los aspectos ambientales.

Como ejemplo de desarrollos en esta área, pueden citarse las tecnologías dirigidas a la mejora de la eficiencia energética en la operación de las unidades en las refinerías; la adaptación de los combustibles y carburantes a las exigencias de las nuevas motorizaciones y a la legislación emergente; la diferenciación tecnológica de toda la cartera de productos; el desarrollo de lubricantes más respetuosos con el medio ambiente (formulados con materias primas regeneradas y aceites biodegradables) y más eficientes para contribuir a un mejor comportamiento del motor, reduciendo el consumo y sus consecuentes emisiones; procesos

que faciliten la obtención de nuevos productos para la formulación de neumáticos en mercados más exigentes y competitivos; y asfaltos adaptados a las necesidades de cada aplicación, cubriendo desde la seguridad en la carretera hasta la preocupación medioambiental. Finalmente, se propusieron novedosas aplicaciones de GLP para la automoción, con objeto de promover su uso como combustible alternativo.

En 2013, la contracción de la demanda de combustibles en el entorno nacional y, en menor medida, europeo, combinación de un escenario de crisis económica y desarrollo de motores más eficientes, ha planteado la necesidad de flexibilizar los procesos



y buscar la posibilidad de fabricar productos alternativos, además de maximizar la diferenciación de los productos para garantizar la competitividad requerida por los negocios. Los nuevos proyectos que incorporan esta orientación se centran principalmente en la eficiencia energética, el desarrollo de nuevos combustibles y biocombustibles, y el procesamiento de crudos cada vez más pesados. La actual situación exige además agilizar e internacionalizar la actividad de investigación, acompañando la decidida apuesta por la comercialización de los productos en nuevos mercados. Durante el ejercicio se revisó la estrategia de tecnología para dar el soporte requerido a las medidas desarrolladas para

mejorar la competitividad del negocio de química.

Entre los resultados más destacados en 2013 cabe señalar el proyecto de venta de tecnología propia de fabricación de polioles a la compañía china Jilin Shenhua, el lanzamiento de un proyecto para la diferenciación y reducción de costes de producción a través del uso de CO₂ como materia prima para la fabricación de polímeros y el desarrollo de tecnología en OP/SM (óxido de propileno/estireno) para la reducción de consumos de materias primas o el desarrollo de productos diferenciados. En esta última línea, se ha avanzado en el desarrollo de productos de mayores prestaciones, como nuevos polioles poliméricos para el mercado de la automoción,

grados de polipropileno con propiedades mejoradas para la industria de envases alimentarios y materiales a partir de polietileno con mejores propiedades mecánicas y de aislamiento para su uso en cables de transporte de energía, así como grados para tubería con una procesabilidad y resistencia mejoradas.

Nuevas energías. La apuesta de Repsol por el futuro de las tecnologías para la energía queda enmarcada en cuatro áreas de investigación: generación renovable, bioenergía, tecnologías del CO₂ y electrificación del transporte.

Entre las iniciativas puestas en marcha dentro del ámbito de la generación renovable destaca



la inversión en sociedades con un alto nivel tecnológico y la firma de acuerdos de colaboración con diferentes organismos. El desarrollo de herramientas de simulación ha permitido la evaluación del potencial de las distintas familias tecnológicas de generación. Por otro lado, la energía eólica offshore flotante presenta un mayor recorrido de desarrollo tecnológico; por ello, Repsol, con la colaboración de diferentes socios, ha establecido un prototipo a escala real frente a la costa portuguesa, del cual se ha efectuado un seguimiento y una evaluación de los datos obtenidos, planteándose acciones para optimizar dicha tecnología.

Dentro del área de bioenergía, se han identificado nuevos retos, así como barreras y oportunidades



para las microalgas. En este sentido, se abre una nueva etapa centrada en la vigilancia tecnológica y en la búsqueda de líneas más disruptivas para la producción directa de biocombustible. La vigilancia activa para comprobar si las nuevas tecnologías pueden hacer frente a los retos e incertidumbres identificados y la búsqueda de posibles alianzas con diferentes entidades son los objetivos principales. Por otro lado, a través de la participación en la compañía NEOL, se ha seleccionado y patentado un microorganismo para la obtención de biocombustibles. El reto del proyecto no sólo es generar un proceso integrado, sino hacerlo además a un precio competitivo e inferior a lo que supone realizarlo a partir de un combustible fósil.

Finalmente, con el fin de desarrollar nuevos procesos asociados al gran reto de transformar el CO₂ en productos de valor añadido, se ha continuado trabajando en el proyecto Transforma CO₂, cuyo objetivo es la valorización del CO₂ en unidades utilizables como materia prima, más allá del mero confinamiento geológico. Este proyecto se lleva a cabo en colaboración con universidades, empresas y centros tecnológicos.

Responsabilidad corporativa

Repsol refuerza su estrategia de negocio con la búsqueda de mejores soluciones energéticas que contribuyan al desarrollo sostenible. Esto es posible gracias a una visión de futuro que se sustenta en la responsabilidad corporativa como uno de sus atributos fundamentales.

A través de su modelo de responsabilidad corporativa, la compañía responde a las necesidades actuales y futuras de sus partes interesadas. Repsol trabaja cada día para ser capaz de identificar y comprender sus expectativas a nivel global y local, tanto en países como en centros operativos, con una actitud proactiva.

A lo largo de 2013, la compañía consolidó la implantación de su sistema de coordinación de la responsabilidad corporativa, con la creación de Comités de Responsabilidad Corporativa en los principales países donde opera. Éstos se suman a los ya existentes en España y Portugal, Bolivia, Ecuador y Perú. Cada comité ha aprobado y hecho público su correspondiente Plan de Sostenibilidad 2013-2014, en el que se han definido las acciones que se desarrollarán para acercar el desempeño ético, social y ambiental de la compañía a las expectativas de sus partes interesadas.

Durante este ejercicio también se formalizó el despliegue del sistema de coordinación de la responsabilidad corporativa en los principales complejos industriales, que han aprobado sus primeros Planes de Sostenibilidad. Contar con un modelo que integre las expectativas de las partes interesadas en materia de responsabilidad corporativa en los procesos de toma de decisiones de la compañía permite trabajar en la generación constante de valor a largo plazo. Este esfuerzo es reconocido internacionalmente, y prueba de ello es la presencia continuada en los índices de sostenibilidad Dow Jones y FTSE4Good. Repsol volvió a recibir la calificación de compañía "Gold Class", según el Anuario de Sostenibilidad de SAM 2013, que reconoce a las empresas con mejor desempeño en sostenibilidad.

Principales adhesiones

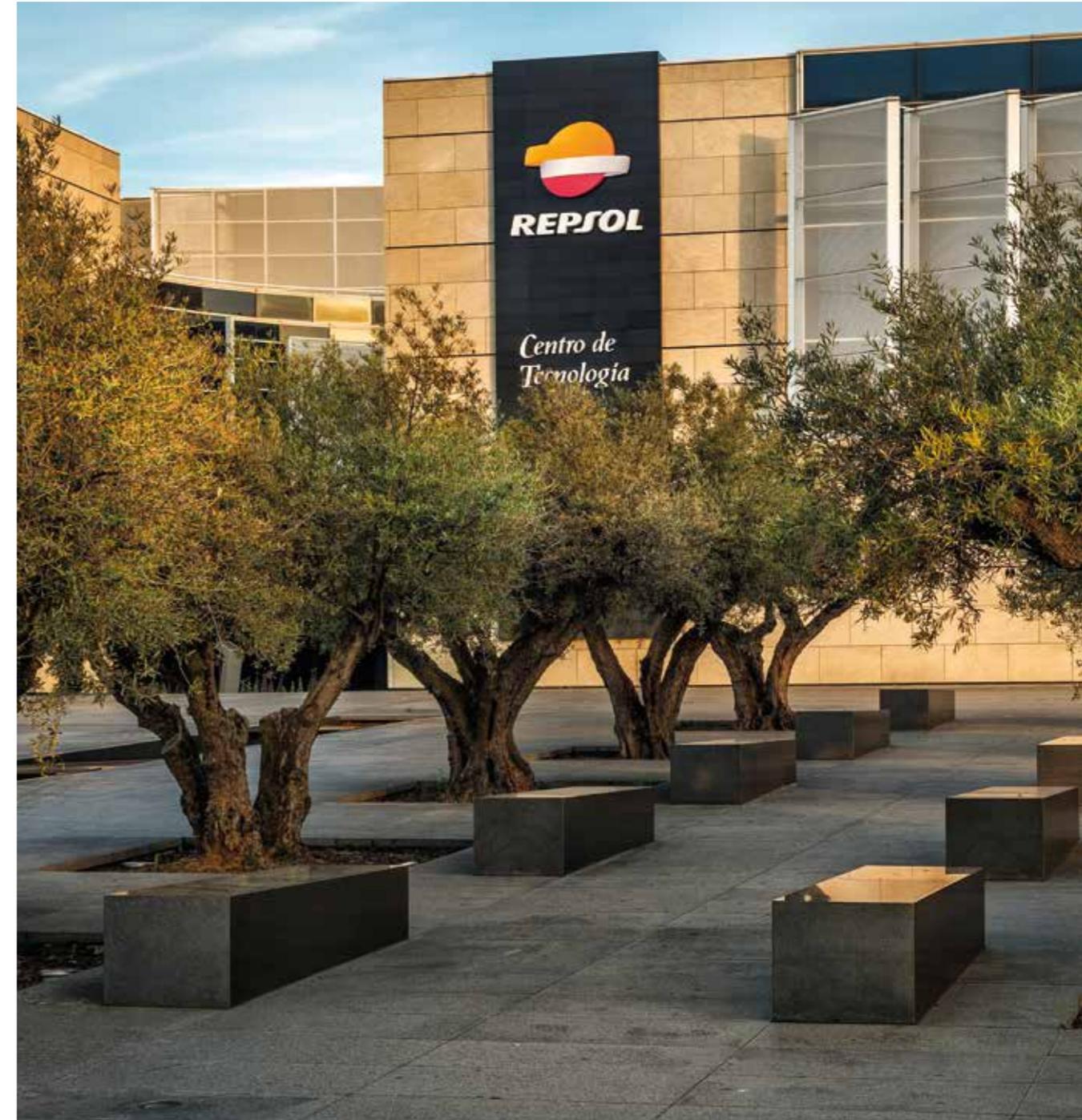
Repsol mantiene un compromiso activo con el Pacto Mundial de Naciones Unidas desde su

adhesión en 2003. Esta iniciativa promueve la implantación, tanto en las actividades de la compañía como en la estrategia de negocio, de diez principios basados en las áreas de derechos humanos, normas laborales, medio ambiente y lucha contra la corrupción.

La compañía es miembro fundador de la Extractive Industries Transparency Initiative (EITI), que tiene el objetivo de impulsar un marco de transparencia en los ingresos que perciben los gobiernos anfitriones de las compañías del sector extractivo que desarrollan actividades en sus territorios. Repsol considera que esta iniciativa global es la mejor posicionada para contribuir positivamente al crecimiento de la economía de estos países, a través de una gestión adecuada de los beneficios generados por la explotación de sus recursos.

Modelo de responsabilidad corporativa

La aplicación en 2013 del Sistema de Coordinación



Compromisos concretos

Los Planes de Sostenibilidad son documentos dinámicos que se actualizan anualmente. Tienen un gran potencial transformador que impulsa a la compañía a adaptarse de forma progresiva a los continuos cambios e inquietudes sociales.

Entre las acciones, predominan las dirigidas a crear o modificar procesos operativos y a fomentar comportamientos deseados por medio de la información y de la formación:

- Modificar procesos de exploración y producción para que los derechos humanos queden más integrados en las operaciones.

- Formar a los gerentes y directivos de Repsol Sinopec Brasil en aspectos éticos, de derechos humanos y ambientales.
- Reforzar el requerimiento ya vigente en Repsol de respetar los derechos humanos a través de la adopción de una política específica de derechos humanos de aplicación mundial.
- Difundir el Marco de Naciones Unidas sobre Empresas y Derechos Humanos entre los proveedores y contratistas de exploración y producción en Ecuador.
- Fomentar entre los socios en operaciones conjuntas la capacidad de disponer de exhaustivos

y robustos planes de abandono que contemplen y aseguren la regeneración de los espacios explotados.

- Incorporar aspectos éticos, sociales y ambientales relacionados con el estándar de Responsabilidad Corporativa de Repsol en las relaciones con los socios de la sociedad participada no controlada Cardón IV.
- Incorporar las expectativas de los empleados en las líneas de acción globales de gestión de personas de Repsol que dan respuesta al Estudio de Clima.

de la Responsabilidad Corporativa (RC) a nivel país en Repsol ha dado como resultado la constitución de Comités de Responsabilidad Corporativa en Brasil, Colombia, Estados Unidos y Venezuela, con la aprobación de sus primeros Planes de Sostenibilidad para los años 2013-2014.

Estos nuevos planes se suman al Plan de Sostenibilidad Corporativo y a los planes nacionales de España y Portugal, Bolivia, Ecuador y Perú, aprobados para 2013-2014 en el transcurso del año, cuyas acciones se han elaborado partiendo, fundamentalmente, de los resultados de los respectivos Estudios de Identificación de Expectativas realizados en 2012.

Durante 2013 se desplegó el Sistema de Coordinación

de la RC a nivel de centro operativo, con su implementación en los complejos industriales de A Coruña, Cartagena, Puertollano y Tarragona. El resultado de este esfuerzo se refleja en la aprobación de los primeros planes de sostenibilidad de estos cuatro centros operativos con un horizonte 2014.

En total, Repsol ha comprometido públicamente 574 acciones dirigidas a maximizar la influencia positiva de sus actividades y a minimizar cualquier posible aspecto negativo. El 85% de las acciones que forman parte de los Planes de Sostenibilidad de Repsol están vinculadas a la retribución variable de empleados de la compañía.

Cumplir expectativas

Repsol cuenta con diferentes canales y enfoques para mantener

un diálogo fluido y constructivo con sus partes interesadas. Conocer sus expectativas en materia ética, social y ambiental permite incorporar puntos de vista novedosos en los sistemas de gestión. De esta manera, Repsol trabaja en la generación constante de valor a largo plazo. Esto se realiza sistemáticamente, aplicando metodología propia de identificación de expectativas a tres niveles: corporativo, de país y en centros operativos.

Tras una revisión del desempeño de la compañía, en relación con dichas expectativas, Repsol adopta acciones de mejora.

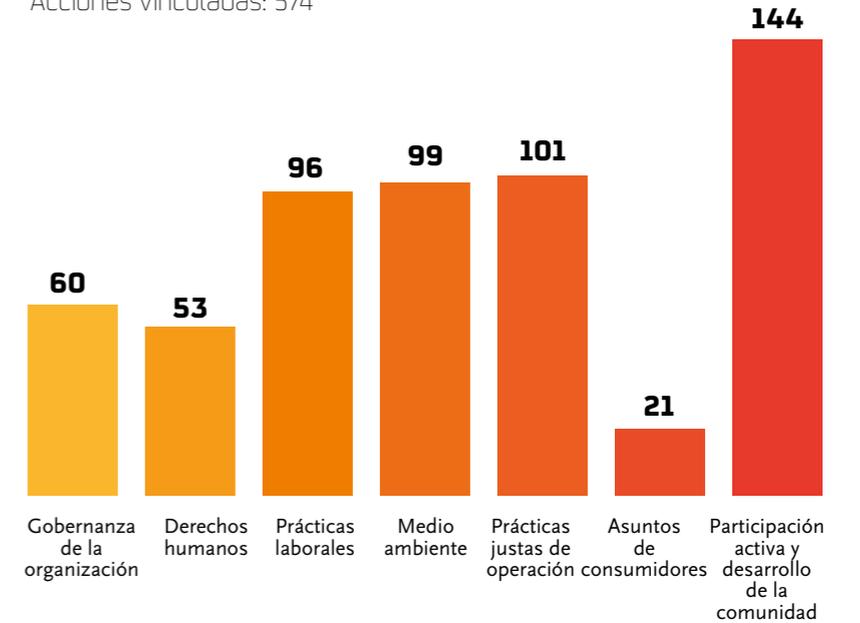
Derechos humanos

En julio de 2013, Repsol aprobó su Política de Respeto a los Derechos Humanos siguiendo las



Planes de Sostenibilidad 2013-2014

Acciones vinculadas: 574



recomendaciones específicas del Marco de Naciones Unidas "Proteger, Respetar, Remediar" y de sus Principios Rectores sobre las Empresas y los Derechos Humanos.

Esta política recoge los compromisos adquiridos en materia de derechos humanos en las actuaciones con las partes interesadas: empleados, comunidades locales, clientes, socios y otras relaciones comerciales, indicando además lo que Repsol espera de ellas a este respecto.

La política fue aprobada por el máximo nivel gerencial de la organización y en enero de 2014 el Presidente Ejecutivo de Repsol envió personalmente una comunicación sobre la misma a todos los empleados de la compañía.

Reconocimientos

Repsol es reconocida por su desempeño en materia de responsabilidad corporativa. Un reflejo del firme compromiso con los valores éticos, ambientales y sociales que forman parte su cultura corporativa y que definen su contribución al desarrollo sostenible.

Repsol forma parte de los más reputados rankings internacionales en materia de responsabilidad corporativa, como los Índices de Sostenibilidad Dow Jones, que ha liderado en dos ocasiones. También forma parte del índice de sostenibilidad FTSE4Good, al que Repsol pertenece desde 2003 y que reconoce a las empresas con mejor comportamiento en cuestiones ambientales, sociales

y de gobernanza. Asimismo, la compañía fue reconocida durante 2013 como Mejor Marca Española de su sector.

Tabla de conversiones

		PETRÓLEO				GAS		ELECTRICIDAD	
		Litros	Barriles	Metros cúbicos	Tep	Metros cúbicos	Pies cúbicos	kWh	
PETRÓLEO	1 barril ⁽¹⁾	bbl	158,98	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 de 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	0,027	0,024	28,317	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	0,4536	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	158,98	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 del 0,8636.

Glosario de términos

Término	Descripción	Término	Descripción
ADR	American Depositary receipt	kt	Mil toneladas
bbl	Barril	кта	Mil toneladas por año
bbl/d	Barril de petróleo por día	m ³	Metro cúbico
bcf	Billones de pies cúbicos	Mbbl	Millón de barriles
bcm	Billones de metros cúbicos	Mbep	Millones de barriles equivalentes de petróleo
bcma	Billones de metros cúbicos por año	Mm ³	Millón de metros cúbicos
bep	Barriles equivalentes de petróleo	Mm ³ d	Millones de metros cúbicos por día
bepd	Barriles equivalentes de petróleo por día	Mscf	Millón de pies cúbicos estándar
bscf	Billones de pies cúbicos estándar	Mscfd	Millones de pies cúbicos estándar por día
Btu	British thermal unit	Mta	Millones de toneladas
EBITDA	Beneficio antes de intereses, impuestos y amortizaciones	MTBE	Metil terbutil éter
EPC	Engineering Procurement and Construction	Mtep	Millones de toneladas equivalentes de petróleo
EVA	Etileno Vinil Acetato	MW	Millón de vatios
FCC	Fluid Catalytic Cracker	MWe	Megavatios eléctricos
GLP	Gas Licuado de Petróleo	MWh	Megavatios por hora
GNL	Gas Natural Licuado	OP/SM	Óxido de propileno/ Estireno monómero
GWh	Gigavatios por hora	Payout	Porcentaje del beneficio que se destina al pago de dividendos
I+D	Investigación y desarrollo	PEAD	Polietileno de alta densidad
kbbbl	Miles de barriles	PEBD	Polietileno de baja densidad
kbbld	Miles de barriles por día	scf	Pie cúbico estándar
kbep	Miles de barriles equivalentes de petróleo	t	Tonelada métrica
kbepd	Miles de barriles equivalentes de petróleo por día	TCF	Trillones de pies cúbicos
kboe	Miles de barriles equivalentes de petróleo	tep	Tonelada equivalente de petróleo
kg	Kilogramo	URF	Unidad de Reducción de Fueloil
km	Kilómetro	USD	Dólar americano
km ²	Kilómetros cuadrados		
kscf	Mil pies cúbicos estándar		

Repsol

Dirección General de
Comunicación y de Presidencia
Méndez Álvaro, 44
28045 Madrid
Teléfono: (+34) 917 538 000
www.repsol.com

Oficina de Información al Accionista
Teléfono: (+34) 900 100 100
infoaccionistas@repsol.com

Diseño y realización:

Estrada Design

Fotografías:

Alfredo Cáliz, Barinas, Andrés
Unterladstaetter, Araquem Alcantara, Marcus
Almeida, Ken Childress, Juan Manuel Sanz,
Elba Martínez, Javier Blanco, Ana Müller.

Impresión:

Brizzolis, arte en gráficas

Más información en repsol.com.

Este informe está impreso en papel
ecológico y fabricado mediante procesos
respetuosos con el medio ambiente.

Depósito Legal: M-7557-2014