Informe de Gestión Consolidado 2011 Repsol YPF

Información general y económico-financiera ... 167
- Entorno macroeconómico ... 167
- Actividades del Grupo ... 168
- Plan Horizonte 2014 ... 169
- Resultados ... 170
- Situación financiera ... 171
- Factores de riesgo ... 174

Áreas de negocio ... 179
- Upstream ... 181
- Gas Natural Licuado (GNL) ... 197
- Downstream ... 199
- YPF ... 208
- Gas Natural Fenosa ... 222

Áreas corporativas ... 225
- Gestión de personas ... 225
- Innovación y tecnología ... 234
- Responsabilidad corporativa ... 235
- Seguridad y medio ambiente ... 239
- Energía sostenible y cambio climático ... 242
- Comunicación ... 243
- Gestión de intangibles ... 245
- Patrocinio deportivo ... 246
- Nueva sede de Repsol ... 246

Información general y económico-financiera

Entorno macroeconómico

Los riesgos inclinan la balanza del crecimiento a la baja

El ritmo de salida de la crisis económica más severa y global de los últimos setenta años se ralentizó durante 2011. A lo largo del ejercicio, el deterioro de algunos riesgos bien identificados con anterioridad, unidos a los efectos adversos de otros factores de naturaleza impredecible, como el tsunami en Japón y el conflicto bélico en Libia, pusieron a prueba la solidez de la recuperación económica mundial.

El producto interior bruto (PIB) mundial creció en torno al 3,8%, muy por debajo de lo previsto por el Fondo Monetario Internacional (FMI) a comienzos del año. La evolución más decepcionante se dio en las economías avanzadas, que afrontaron un año especialmente complicado. Tras el rebote en 2010, en el que crecieron al 3,2%, las economías más desarrolladas pasaron a crecer a una anémica tasa del 1,6% al tiempo que se rebajaban las previsiones globales para 2012.

La ralentización del crecimiento en la primera mitad de 2011 se puede atribuir al efecto que tuvieron los siguientes factores sobre una economía todavía frágil: el repunte de la inflación debido a los precios más altos de las materias primas; la progresiva finalización de políticas de estímulo fiscal; las medidas de austeridad introducidas desde finales de 2010 en varios países europeos y las perturbaciones sobre la cadena de suministro global provocadas por el terremoto de Japón del 11 de marzo.

En consecuencia, el empleo y los ingresos públicos evolucionaron peor de lo previsto, deteriorando la sostenibilidad de las economías más débiles de la Zona Euro. En abril, Portugal se veía obligado a solicitar la asistencia financiera del FMI y de la Unión Europea (UE) para evitar la quiebra, como antes habían hecho Grecia e Irlanda. Adicionalmente, el país heleno reconoció la imposibilidad de cumplir con los objetivos marcados en su programa de rescate. La negociación de un segundo paquete de ayudas antes del verano acabaría por incluir un mecanismo de canje de deuda griega que implicaba una importante quita para sus acreedores privados. Este precedente disparó el riesgo sistémico dentro de la Zona Euro y extendió la presión a otros países de la unión monetaria y a la banca europea por su fuerte exposición al riesgo soberano.

La constatación de que la ruptura de la moneda única europea era un escenario posible, a raíz del anuncio de un referéndum en Grecia -luego cancelado-, provocó fuertes tensiones en los mercados, una extensa revisión del riesgo de crédito de contrapartida y mayores dificultades de acceso a la financiación. En respuesta a dichas tensiones, los principales bancos centrales del mundo intervinieron de manera coordinada para garantizar la liquidez del sistema.

Cabe destacar que en 2011 se ha recuperado un grado de coordinación política internacional que ha permitido descartar un evento de repercusiones similares a la quiebra de Lehman Brothers en 2008. Sin embargo, las medidas y reformas acordadas no han logrado anticiparse ni atajar los problemas de raíz. Esto no es sólo cierto en el caso de la Zona Euro, sino que problemas similares en los Estados Unidos y en Japón han motivado la rebaja de su calificación crediticia, añadiendo más incertidumbre a los mercados financieros.

Por su parte, la economía española experimentó una ligera desaceleración en el ritmo de recuperación desde el segundo trimestre del año y terminó con un crecimiento acumulado del 0,7% respecto a 2010. El sector exterior fue clave un año más y aunque la demanda interna privada mejoró en 2011, no logró compensar el ajuste del consumo de las Administraciones Públicas comprometidas con el objetivo de reducir el déficit público al 3% del PIB para el año 2013.

Otro año de alta volatilidad

La evolución del precio del petróleo en 2011 ha estado muy marcada por factores económicos y geopolíticos, y se puede dividir en dos etapas. En la primera mitad del año, a la inercia que ya traía el mercado con la recuperación de la demanda desde finales de 2010, se unió la incertidumbre de lo que hoy se conoce como “primavera árabe”, tensionando los precios

por el riesgo de un corte de suministro en cualquier país exportador clave. Así, con la salida del mercado de las exportaciones de petróleo de Libia, y el incremento de las importaciones de Japón para hacer frente a los estragos de los desastres naturales, el precio del crudo Brent llegó a superar los máximos de dos años y medio, alcanzando los 126 dólares por barril a principios de abril. En la segunda etapa, la incertidumbre económica y financiera en los países desarrollados, principalmente europeos, junto con la paulatina reincorporación de la producción libia a los mercados, hicieron retroceder los precios del petróleo cerca de un 13%, hasta situarlos alrededor de los 110 dólares. Y se han mantenido en este nivel, aunque no exentos de una alta volatilidad.

Como base de todos estos factores económicos, financieros y geopolíticos, han persistido los fundamentos, sobre todo en lo referente al crecimiento de las economías emergentes y las revisiones a la baja de la producción no-OPEP. China, India, Oriente Medio y Brasil, entre otras áreas, han mantenido una fuerte demanda de materias primas para potenciar su crecimiento económico y, al igual que en 2010, estas zonas fueron responsables de todo el incremento del consumo de petróleo a escala mundial de este año. Por otro lado, la oferta no-OPEP parece incapaz de elevar su producción, lo que, junto con el declive de los campos y la salida del sistema del crudo libio por la crisis, han mantenido al mercado en una situación de escasez de oferta, a pesar de la débil demanda.

Esta situación de los fundamentos es la que ha planteado un suelo de los precios del Brent por encima de los 100 dólares durante este año, incluso en un contexto como el actual, en el que se plantean serias dudas sobre el desempeño económico mundial, con un alto riesgo de recesión en varias economías desarrolladas, y en el que la potencialidad del conflicto en el Norte de África y Oriente Medio se ha reducido notablemente.

Al cierre de 2011, la media del precio del crudo Brent se situó en los 111 dólares por barril. Este nivel de precios supone un máximo histórico en términos anuales, superando los niveles de 2008 en 12,7 dólares. Otro punto importante es que en términos de euro, la media actual del crudo Brent se sitúa en 80 euros por barril, en concreto 12,5 euros por encima de la correspondiente de 2008. Los escenarios son distintos. Ahora con un euro más debilitado por los problemas de deuda soberana en varios países, la presión inflacionista puede hacer mayor desgaste en Europa. Por su parte, la media del crudo West Texas Intermediate (WTI) fue de 95 dólares por barril, 5 dólares por debajo de la correspondiente de 2008. El contraste entre la evolución de los crudos Brent y WTI responde en gran medida a la desconexión de este último de los mercados internacionales. El diferencial entre ambos se ha exacerbado, llegando a situarse el WTI más de 29 dólares por debajo del Brent, en cotizaciones diarias. Detrás del incremento del diferencial está tanto el escenario de sobreoferta de crudo aún presente en la región de Cushing, Oklahoma -centro de distribución del WTI- como la crisis en Libia, que ha afectado en mayor medida a Europa. A finales del año, el diferencial se volvió a situar en los 11 dólares a favor del Brent, pero la media anual supera los 16 dólares

Actividades del Grupo

La actividad del Grupo se desarrolla en cinco áreas de negocio, que se corresponden con las principales divisiones de su estructura organizativa:

- Tres negocios estratégicos integrados, que incluyen las operaciones desarrolladas por las entidades del Grupo (excepto YPF y Gas Natural Fenosa) en las siguientes áreas:
  - Upstream, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos;
  - GNL, correspondiente a las operaciones de la fase midstream (licuefacción, transporte y regasificación) del gas natural y a la comercialización de gas natural y gas natural licuado; y
  - Downstream, correspondiente a las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos, química y gases licuados del petróleo.
- Dos participaciones estratégicas:
  - YPF, que incluye las operaciones de YPF, S.A., y las sociedades de su Grupo en todos los negocios desglosados anteriormente; a 31 de diciembre de 2011 el Grupo poseía una participación del 57,43% en YPF, S.A., que es integrada globalmente en los Estados Financieros Consolidados; y
  - Gas Natural Fenosa, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad; a 31 de diciembre de 2011 el Grupo poseía una participación del 30,01% en Gas Natural Fenosa, que es integrada proporcionalmente en los Estados Financieros Consolidados.

Plan Horizone 2014

En febrero de 2011 se presentó a los mercados una actualización de las principales magnitudes económicas del plan Horizonte 2014, confirmándose la validez y vigencia de sus principales líneas estratégicas:

- Upstream: motor de crecimiento de la compañía
  - La presencia de Repsol en áreas geográficas de elevado potencial minero y su reconocida capacidad en la exploración en aguas profundas han transformado a la compañía en una de las energéticas con mejores perspectivas de crecimiento.
  - La estrategia inversora se fundamentará en una cartera sólida de proyectos estratégicos: la explotación de aquellos ya en operación, y el avance de los que se encuentran en fase de delineación o desarrollo. La compañía continuará con su apuesta por el crecimiento orgánico y la actividad de exploración en nuevas áreas de interés para el Grupo, aprovechando ocasionalmente oportunidades de crecimiento inorgánico que aporten valor y fortalezcan el portafolio.
  - El desarrollo de estos proyectos permitirá un crecimiento anual de la producción de hidrocarburos en el área de Upstream de entre un 3 y un 4% hasta 2014, y mayor hasta 2019, con un ratio de reemplazo de reservas estimada superior al 110%.
- Downstream: optimización y mejora de la rentabilidad
  - En el cuarto trimestre de 2011 se han culminado los proyectos de ampliación y mejora de las refinerías de Bilbao y Cartagena, cumpliéndo con los plazos y presupuestos previstos. Las nuevas instalaciones permitirán impulsar los márgenes de explotación y consolidar la posición integrada de la compañía y su liderazgo en este negocio en España.
  - La inmejorable posición desarrollada por el negocio de Downstream de Repsol permitirá capitalizar la recuperación económica y lograr así una sólida generación de caja para el Grupo.
- YPF: capturar el valor oculto de la compañía
  - YPF es la compañía líder en Argentina, un mercado en crecimiento que ofrece numerosas oportunidades de negocio. La transición energética que se está dando en el país hacia precios internacionales y la rigurosa gestión de las inversiones y los costes permitirá lograr el objetivo de crecimiento de resultados y dividendos.
- Gas Natural Fenosa: liderazgo en la convergencia de gas y electricidad
  - Creación de una compañía líder integrada en gas y electricidad, que posibilitará la generación de caja estable para el Grupo.

Las claves para generar valor en los distintos negocios y una rigurosa disciplina financiera permitirán al Grupo alcanzar el objetivo último del plan: maximización del valor creado para el accionista.

Durante el año 2011 se ha impulsado el cumplimiento del plan Horizonte 2014 a través de 6.472 millones de euros de inversiones de explotación. Las principales iniciativas del ejercicio consistieron en la delineación de los grandes descubrimientos exploratorios (en Brasil, Perú, Venezuela y Estados Unidos); la finalización y puesta en operación de los proyectos de refino en España (Cartagena y Bilbao); la actividad exploratoria en Upstream (Bolivia, Brasil, Sierra Leona, Liberia, Guyana, Noruega y Perú); y la explotación eficiente de los activos productivos de Repsol.

Los descubrimientos realizados en los últimos años y la adquisición de nuevo dominio minero sientan las bases para la generación del futuro crecimiento.

Adicionalmente, se aprovechan algunas oportunidades inorgánicas que permiten incrementar la aportación de valor, especialmente a corto plazo, potenciando el peso de los activos en países productores con menor riesgo:

- En la Federación Rusa se ha firmado un acuerdo de entendimiento con Alliance Oil Company para la producción y exploración de hidrocarburos y se ha adquirido la compañía Eurotek, con activos exploratorios en avanzada fase de desarrollo y delineación.
- En EEUU se han adquirido bloques exploratorios en la prolífica cuenca North Slope de Alaska y se ha firmado una *joint venture* con la compañía americana SandRidge Energy para la exploración y producción de bloques ricos en hidrocarburos no convencionales en la cuenca Mississippian Lime.

Las compañías participadas por el Grupo avanzaron durante 2011 en sus respectivas líneas estratégicas:

- YPF, apoyándose en la recuperación de los precios en Argentina, focalizándose en la explotación de campos maduros (principalmente a través de la mejora del factor de recuperación),

avanzando en la gestión comercial y la optimización operativa y explorando el potencial de los recursos no convencionales.

- Gas Natural Fenosa, materializando las sinergias tras la compra e integración de Unión Fenosa y con una eficaz gestión de la deuda contraída para dicha operación.

Resultados

Los resultados del Grupo en los años 2011 y 2010 son los siguientes:

Millones de euros	2011	2010
Resultado de explotación	**4.805**	**7.621**
Upstream	1.413	4.113
GNL	386	105
Downstream	1.207	1.304
YPF	1.231	1.453
Gas Natural Fenosa	887	881
Corporación y ajustes	(319)	(235)
Resultado financiero	**(822)**	**(1.008)**
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	75	76
Resultado antes de impuestos	**4.058**	**6.689**
Impuesto sobre beneficios	(1.514)	(1.742)
Resultado consolidado del ejercicio	**2.544**	**4.947**
Resultado atribuido a intereses minoritarios	(351)	(254)
Resultado atribuido a la sociedad dominante	**2.193**	**4.693**

El resultado neto de Repsol YPF en el ejercicio de 2011 se situó en 2.193 millones de euros. El resultado de explotación fue de 4.805 millones de euros y el EBITDA se cifró en 8.440 millones de euros. En lo que respecta al beneficio por acción, éste fue de 1,80 euros.

En 2010, el resultado neto ascendió a 4.693 millones de euros, el resultado de explotación a 7.621 millones de euros y el EBITDA a 9.196 millones. En este ejercicio tuvo un impacto destacado el acuerdo con la compañía China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec) para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil. Tras esta operación, Repsol mantiene el 60% de la participación en Repsol Sinopec Brasil y Sinopec el 40% restante. El acuerdo asegura la financiación del desarrollo de los descubrimientos en Brasil, en concreto Guará, Carioca y Panoramix, así como la puesta en valor de los mismos, reflejando una estimación del valor de dichos activos por encima de 10.600 millones de dólares.

El resultado de explotación del área de Upstream (Exploración y Producción) pasó de 4.113 millones de euros en 2010 a 1.413 millones a 31 de diciembre de 2011. El resultado de 2010 incluye una plusvalía, por importe de 2.847 millones de euros, generada como consecuencia del acuerdo entre Repsol y Sinopec. Sin tener en cuenta esta plusvalía y la variación entre ambos ejercicios del efecto en resultados del registro del test de deterioro del valor de los activos (ver nota 9 de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2011), el resultado del área de Upstream disminuye en 2011 fundamentalmente por la caída de la producción como consecuencia de la suspensión de las operaciones en Libia durante buena parte del año y por el impacto en los ingresos de la depreciación del dólar frente al euro, todo ello atenuado por los mayores precios internacionales de crudo y gas en el período y los menores costes exploratorios.

El negocio de Gas Natural Licuado (GNL) en 2011 ha generado un resultado de 386 millones de euros, lo que representa un incremento de 281 millones de euros respecto a 2010, debido fundamentalmente a mayores volúmenes (al estar operativa la planta de Perú LNG desde junio de 2010) y márgenes de comercialización de GNL en 2011.

El resultado de explotación del área de Downstream se situó en 1.207 millones de euros, frente a los 1.304 millones del ejercicio anterior. Esta disminución de resultados se explica fundamentalmente por los menores márgenes del negocio de Refino y por los menores volúmenes en los negocios comerciales, como consecuencia de la crisis económica, a pesar de la recuperación del negocio químico en el primer semestre del año y de los mejores resultados de la división de Trading.

Por su parte, YPF cerró 2011 con un resultado de explotación de 1.231 millones de euros, lo que supone un descenso del 15,3% en comparación a los 1.453 millones de euros correspondientes a 2010. La disminución es consecuencia, principalmente, del efecto de las huelgas sobre la producción de crudo, de la inflación de costes y de la suspensión temporal del programa Petróleo Plus (ver nota 2 de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2011). Los mayores ingresos derivados de las ventas de combustibles en las estaciones de servicio y de productos con precios ligados a cotización internacional no pudieron compensar los efectos negativos anteriormente descritos.

El 30% de Repsol en Gas Natural Fenosa generó un resultado de explotación de 887 millones de euros, en línea con el obtenido en el ejercicio anterior.

El resultado financiero neto acumulado del Grupo consolidado al cierre de 2011 fue negativo por 822 millones de euros, frente a los 1.008 millones negativos del ejercicio anterior. La diferencia obedece fundamentalmente a un menor gasto en intereses netos de la deuda, principalmente por mayores saldos medios de las inversiones financieras unidos a tipos de remuneración más elevados.

El Impuesto sobre Sociedades devengado ascendió a 1.514 millones de euros, lo que situó el tipo impositivo efectivo en el 38,0% (26,3% en 2010, tipo inusualmente bajo como consecuencia de las operaciones atípicas realizadas en este año, como la operación con Sinopec, ventas de Refap y CLH, etc).

Situación financiera

Al cierre de 2011, Repsol YPF mantiene una sólida posición financiera.

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 6.775 millones de euros a 31 de diciembre de 2011, frente a los 1.697 millones del ejercicio anterior, destacando el impacto por la operación de adquisición de acciones propias representativas del 10% del capital social de Repsol YPF, S.A. realizada el 20 de diciembre de 2011 por importe de 2.572 millones de euros, y por la amortización el 8 de febrero de 2011 de las acciones preferentes emitidas por Repsol International Capital por un importe nominal de 725 millones de dólares. Como hecho posterior al cierre, el 11 de enero de 2012 se ha producido la venta de la mitad de las acciones propias adquiridas el 20 de diciembre. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, la deuda financiera neta ex Gas Natural Fenosa se situó en 9.775 millones a 31 de diciembre 2011 frente a los 5.265 millones a 31 de diciembre de 2010.

La posición de liquidez del Grupo ex Gas Natural Fenosa se situó a cierre de diciembre en 5.989 millones de euros (incluyendo líneas de crédito no dispuestas), a pesar de las operaciones anteriormente mencionadas. Adicionalmente, esta liquidez se ha visto incrementada durante el mes de enero por la venta de autocartera mencionada y la emisión de un bono por importe de 750 millones de euros.

La deuda financiera neta del Grupo consolidado al cierre de 2011 se situó en 11.663 millones de euros frente a los 7.224 millones de euros a 31 de diciembre de 2010. Considerando las acciones preferentes, la deuda financiera neta a cierre de 2011 se situó en 14.842 millones de euros, frente a 10.972 millones de euros a 31 de diciembre de 2010.

Durante 2011 los pagos por inversiones han alcanzado la cifra de 6.255 millones de euros. Las inversiones de explotación por negocios se explican con mayor profundidad en los apartados relativos a cada una de las áreas de negocio de este Informe de Gestión.

En el epígrafe de desinversiones merece la pena destacar las importantes desinversiones realizadas por Gas Natural Fenosa.

Por otro lado, cabe señalar la venta de 88.011.085 acciones de YPF (correspondientes a una participación del 22,38% en dicha sociedad), destacando el ejercicio de la opción de compra de un 10% por el grupo Petersen. Esta venta se ha instrumentado, en parte, a través de un préstamo de Repsol al Grupo Petersen por importe de 626 millones de dólares.

Las acciones de Repsol YPF, S.A. cotizan en el mercado continuo de las Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de

Buenos Aires). Hasta el pasado 4 de marzo de 2011, las acciones, en forma de American Depositary Shares (ADS), cotizaban en la Bolsa de Nueva York (New York Stock Exchange). Desde el pasado 9 de marzo de 2011, su programa de ADS cotiza en el mercado OTCQX.

Los dividendos abonados por Repsol YPF a sus accionistas durante 2011 ascendieron a 1.282 millones de euros, correspondientes a un dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2010 de 0,525 euros por acción, abonado en enero de 2011, y un dividendo complementario del ejercicio 2010, también de 0,525 euros por acción, abonado en julio de 2011. Adicionalmente, el Consejo de Administración aprobó el 30 de noviembre de 2011 la distribución de un dividendo a cuenta de los resultados del ejercicio 2011 de 0,5775 euros por acción, lo que supone un incremento del 10% respecto del dividendo a cuenta del ejercicio 2010, y que se ha abonado a los accionistas el 10 de enero de 2012.

Como se ha comentado anteriormente, el 20 de diciembre de 2011 Repsol adquirió un total de 122.086.346 acciones representativas de un 10% de su capital social, con valor nominal de un euro por acción, en cumplimiento del acuerdo adoptado por unanimidad en la sesión del Consejo de Administración celebrado el día 18 de diciembre. Esta adquisición vino motivada por la decisión comunicada por los bancos acreedores de Sacyr Vallehermoso de no renovar el crédito concedido en su día a esa compañía para la adquisición de un 20% del capital de Repsol, o de condicionar su refinanciación parcial a la venta de un 10% de esta última. La adquisición de este paquete se realizó a un precio de 21,066 euros por acción.

Repsol YPF adquirió en 2011 6.685.499 acciones propias adicionales, representativas del 0,55% del capital social, con valor nominal de un euro por acción, por un importe de 125 millones de euros. Las mencionadas acciones fueron enajenadas por un importe efectivo bruto de 140 millones de euros, lo que supuso una plusvalía de 15 millones de euros, registrada en "Otras reservas".

Por otro lado, en el marco del Plan de Adquisición de Acciones aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011, la Compañía adquirió un total de 298.117 acciones de Repsol YPF, S.A., representativas de un 0,024% de su capital social, cuyo coste ascendió a 6,6 millones de euros, que entregó a empleados del Grupo de acuerdo con el citado plan.

Las adquisiciones anteriores se han realizado al amparo de la autorización concedida al Consejo de Administración por la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2010, "para la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol YPF, S.A. y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa".

La autorización se confirió por un plazo de 5 años, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto, en la parte no utilizada, la acordada por la Junta General Ordinaria celebrada el 14 de mayo de 2009.

A 31 de diciembre de 2011, las acciones propias mantenidas por Repsol YPF o cualquiera de las compañías de su Grupo, representaban el 10% de su capital social.

Prudencia financiera

Repsol YPF mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros netos y líneas de crédito sin usar disponibles que le permiten cubrir los vencimientos de deuda de, al menos, los dos próximos años, y cubren el 49% de la totalidad de su deuda bruta y el 41% de la misma incluyendo las acciones preferentes. En el caso de Repsol YPF ex Gas Natural Fenosa, dichos recursos cubren el 55% de deuda bruta y más del 43% si se incluyen las acciones preferentes.

Las inversiones financieras que están incluidas en los epígrafes de la nota 12 de las Cuentas Anuales Consolidadas como "Otros activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados", "Préstamos y partidas por cobrar" e "Inversiones mantenidas hasta el vencimiento" (que incluye el efectivo y el equivalente a efectivo), ascienden a 5.137 millones de euros, de los cuales 4.129 millones corresponden a Repsol YPF, sin incluir Gas Natural Fenosa. Asimismo, el Grupo tiene contratadas líneas de crédito comprometidas no dispuestas por importe de 4.225 millones de euros (ex Gas Natural Fenosa), frente a los 4.666 millones de euros al cierre de 2010 (ex Gas Natural Fenosa). Para el total del Grupo consolidado, el importe de líneas de crédito comprometidas no dispuestas era de 5.482 y 5.690 millones de euros a 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente, de las cuales el 80% vencen con posterioridad al 31 de diciembre de 2012.

Por este motivo, la deuda neta y el ratio deuda neta/capital empleado, en el que el capital empleado corresponde a la deuda neta más el patrimonio neto, reflejan con fidelidad tanto el volumen de recursos financieros ajenos necesarios como su peso relativo en la financiación del capital empleado en las operaciones.

		31 de diciembre			
		Grupo Consolidado		Grupo Consolidado ex Gas Natural Fenosa	
Millones de euros, excepto los ratios		2011	2010	2011	2010
I	Deuda financiera neta	11.663	7.224	6.775	1.697
II	Acciones preferentes	3.179	3.748	3.000	3.568
III	Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes	14.842	10.972	9.775	5.265
IV	Capital empleado	41.885	36.958	36.329	30.777
	Deuda financiera neta entre capital empleado(I/IV)	27,8%	19,5%	18,6%	5,5%
	Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes entre capital empleado (III / IV)	35,4%	29,7%	26,9%	17,1%

El ratio de deuda neta sobre capital empleado para el Grupo consolidado ex Gas Natural Fenosa al cierre de 2011 se situó en el 18,6%, frente al 5,5% del ejercicio anterior. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se situó en el 26,9%, frente al 17,1% del ejercicio 2010. Estos ratios se han visto incrementados en 7 puntos por el impacto de la operación extraordinaria de compra de 10% de autocartera.

El ratio de deuda neta sobre capital empleado del Grupo consolidado al cierre de 2011 se cifró en el 27,8% frente al 19,5% a 31 de diciembre de 2010. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se situó en el 35,4% frente al 29,7% de 2010.

A continuación se detalla la evolución de la deuda financiera neta durante los ejercicios de 2011 y 2010:

	Grupo Consolidado		Grupo Consolidado ex Gas Natural Fenosa	
Millones de euros	2011	2010	2011	2010
Deuda neta al inicio del periodo	**7.224**	**10.928**	**1.697**	**4.905**
EBITDA	(8.440)	(9.196)	(7.014)	(7.688)
Variación del fondo de maniobra comercial	2.239	1.693	1.708	1.316
Inversiones [1]	6.207	5.091	5.547	4.468
Desinversiones [2]	(1.004)	(4.483)	(91)	(3.804)
Dividendos pagados (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	1.686	806	1.649	759
Operaciones de autocartera	2.557	–	2.557	–
Efectos tipo de cambio	13	617	11	535
Enajenación de participación en sociedades sin pérdida de control	(2.327)	(489)	(2.327)	(489)
Impuestos pagados	1.784	1.627	1.690	1.490
Variación del perímetro de consolidación [3]	71	(372)	(9)	(395)
Cancelación preferente americana	535	–	535	–
Intereses y otros movimientos	1.118	1.002	822	600
Deuda neta al cierre del periodo	**11.663**	**7.224**	**6.775**	**1.697**

[1] En 2011 y 2010 existen inversiones de carácter financiero por importe de 48 y 15 millones de euros, respectivamente, para el Grupo Consolidado, no reflejadas en esta tabla.

[2] Igualmente, en 2011 y 2010 existen desinversiones de carácter financiero por importe de 39 y 88 millones de euros, respectivamente, para el Grupo Consolidado. Adicionalmente, destacar que la desinversión de Gas Natural Fenosa en su ciclo combinado de Arrúbal en 2011 incluyó una operación de financiación al comprador.

[3] Corresponde en 2010 a la desconsolidación de la deuda de Refap.

A continuación se detalla el rating crediticio actual de Repsol YPF:

	Standard & Poor's	Moody's	Fitch
Deuda a corto plazo	A-2	P-2	F-2
Deuda a largo plazo	BBB	Baa1	BBB+

Factores de riesgo

Las operaciones y los resultados de Repsol YPF están sujetos a riesgos como consecuencia de los cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocios y financieras, que los inversores deberían tener en cuenta.

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

Riesgos relativos a las operaciones

Incertidumbre en el contexto económico. El agravamiento de la crisis de deuda en la Zona Euro ha conducido a la economía mundial a una fase que requiere reformas para evitar un mayor deterioro de las perspectivas económicas globales. La moderación del ritmo de crecimiento de la economía mundial podría hacer que aumentasen las tensiones sociales y las tentaciones a recurrir al proteccionismo. Asimismo, la persistente presión sobre la sostenibilidad de las cuentas públicas en las economías avanzadas mantiene fuertes tensiones en los mercados de crédito, y podría motivar reformas fiscales o cambios en el marco regulatorio de la industria del petróleo y del gas. Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos con terceros con los que Repsol YPF realiza o podría realizar negocios. Cualquiera de estos factores descritos anteriormente, ya sea de manera conjunta o independiente, podrían afectar de manera adversa a la condición financiera, los negocios o los resultados de las operaciones de Repsol YPF.

Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol YPF. En los últimos 10 años, el precio del crudo ha experimentado variaciones significativas, además de estar sujeto a las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, ajenas al control de Repsol YPF. Los acontecimientos políticos (especialmente en Oriente Medio); la evolución de las reservas de petróleo y derivados; los efectos circunstanciales tanto del cambio climático como de los fenómenos meteorológicos, como tormentas y huracanes -que sacuden sobre todo el Golfo de México-; el incremento de la demanda en países con un fuerte crecimiento económico, como China e India; conflictos mundiales importantes, la inestabilidad política y la amenaza del terrorismo que algunas zonas productivas sufren cada cierto tiempo; y el riesgo de que la oferta de crudo se convierta en arma política pueden afectar especialmente al mercado y a la cotización internacional del petróleo. En 2011, la cotización media del precio del crudo Brent ascendió a 111,26 dólares por barril, frente a una media de 63,69 dólares por barril registrada durante el período 2002-2011. En dicho decenio, el precio medio anual máximo fue de 111,26 dólares por barril, registrado en 2011, y el precio medio anual mínimo fue de 25,02 dólares, correspondiente a 2002. En 2011, el rango de cotizaciones para el crudo (Brent) se situó aproximadamente entre 94 y 126 dólares por barril.

Los precios de cotización internacionales, así como la demanda de crudo pueden también sufrir fluctuaciones significativas ligadas a los ciclos económicos.

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

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

contemplan en su legislación la imposición de sanciones a empresas extranjeras que hacen ciertas inversiones en otros países. Las condiciones contractuales a las cuales están sujetos los intereses petrolíferos y gasíferos de Repsol YPF responden al marco normativo del país y/o las negociaciones con las autoridades gubernamentales y difieren sustancialmente entre países o incluso de un ámbito a otro dentro de un mismo país. Estos acuerdos se materializan normalmente en licencias o en acuerdos de producción compartida. En virtud de los acuerdos de licencia, el poseedor de ésta financia y corre con los riesgos de las actividades de exploración y producción a cambio de la producción resultante, si la hubiere. Además, es posible que parte de la producción tenga que venderse al estado o a la empresa petrolera estatal. Por norma general, los titulares de licencias están sujetos al pago de regalías e impuestos sobre la producción y los beneficios, que pueden ser elevados si se comparan con los impuestos de otros negocios. Sin embargo, los acuerdos de producción compartida suelen requerir que el contratista financie las actividades de exploración y producción a cambio de recuperar sus costes a través de una parte de la producción *(cost oil)*, mientras que el remanente de la producción *(profit oil)* se reparte con la empresa petrolera estatal.

Repsol YPF no puede anticiparse a los cambios de dichas leyes ni a su interpretación, o a la implantación de determinadas políticas.

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

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

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

Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas. Las actividades de exploración y producción de gas y petróleo están sujetas a riesgos específicos, muchos de ellos ajenos al control de Repsol YPF. Se trata de actividades expuestas a riesgos relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas. Las operaciones de Repsol YPF pueden verse interrumpidas, retrasadas o canceladas como consecuencia de las condiciones climáticas, de dificultades técnicas, de retrasos en las entregas de los equipos o del cumplimiento de requerimientos administrativos. Además, algunos de los proyectos de desarrollo, están localizados en aguas profundas y en otros entornos difíciles, como el Golfo de México, Brasil y la selva amazónica, o en yacimientos complejos que pueden agravar tales riesgos. En particular, las operaciones offshore están sujetas a riesgos marinos, entre los que se incluyen tormentas y otras condiciones meteorológicas adversas o colisiones de buques. Además, cualquier medio de transporte de hidrocarburos tiene riesgos inherentes: durante el transporte por carretera, ferroviario, marítimo o a través de ductos podría producirse una pérdida en la contención de hidrocarburos y de otras sustancias peligrosas; éste es un riesgo significativo debido al impacto potencial de un derrame en el medio ambiente y en las personas, especialmente teniendo en cuenta los altos volúmenes que pueden ser transportados al mismo tiempo. De materializarse dichos riesgos, Repsol YPF podría sufrir pérdidas importantes, interrupción de sus operaciones y daños a su reputación.

Por otra parte, Repsol YPF depende de la reposición de las reservas de crudo y gas ya agotadas con otras nuevas probadas de una forma rentable que permita que su posterior producción sea viable en términos económicos. Sin embargo, la capacidad de Repsol YPF de adquirir o descubrir nuevas reservas está sujeta a una serie de riesgos. Así, por ejemplo, la perforación puede entrañar resultados negativos, no sólo en caso de resultar en pozos secos, sino

también en aquellos casos en los que un pozo productivo no vaya a generar suficientes ingresos netos que permitan obtener beneficios una vez descontados los costes operativos, de perforación y de otro tipo. A lo anterior hay que sumar que, por lo general, las autoridades gubernamentales de los países donde se hallan los bloques de producción suelen subastarlos y que Repsol YPF hace frente a una fuerte competencia en la presentación de las ofertas para la adjudicación de dichos bloques, en especial de aquellos con unas reservas potenciales más atractivas. Esa competencia puede dar lugar a que Repsol YPF no logre los bloques de producción deseables o bien a que los adquiera a un precio superior, lo que podría entrañar que la producción posterior dejara de ser económicamente viable.

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

Localización de las reservas. Parte de las reservas de hidrocarburos se hallan en países que presentan o pueden presentar inestabilidad política o económica.

Tanto las reservas como las operaciones de producción relacionadas pueden conllevar riesgos, entre los que se incluyen el incremento de impuestos y regalías, el establecimiento de límites de producción y de volúmenes para la exportación, las renegociaciones obligatorias o la anulación de contratos, la nacionalización o desnacionalización de activos, los cambios en los regímenes gubernamentales locales y en las políticas de dichos gobiernos, los cambios en las costumbres y prácticas comerciales, el retraso en los pagos, las restricciones al canje de divisas y el deterioro o las pérdidas en las operaciones por la intervención de grupos insurgentes. Además, los cambios políticos pueden conllevar variaciones en el entorno empresarial. Por su parte, las desaceleraciones económicas, la inestabilidad política o los disturbios civiles pueden perturbar la cadena de suministro o limitar las ventas en los mercados afectados por estos acontecimientos.

Durante 2011, Libia se ha encontrado inmersa en una situación de conflicto bélico. Como consecuencia de ello, desde el 5 de marzo de 2011 la producción del Grupo en Libia estuvo suspendida, reanudándose de forma paulatina a finales de año. A 31 de diciembre de 2011 el 0,9% del total activo consolidado de Repsol YPF está localizado en Libia y corresponde en su mayoría a actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Asimismo, el 1,2% de la producción de hidrocarburos total anual del grupo en el ejercicio 2011 se generó en Libia (4,5% en 2010).

Estimaciones de reservas de petróleo y gas. Para el cálculo de las reservas probadas de petróleo y gas, Repsol YPF utiliza las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas de la Securities and Exchange Commission (SEC) y los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE). De acuerdo con estas normas, las reservas probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que, conforme al análisis de información geológica, geofísica y de ingeniería, sea posible estimar con certeza razonable que podrán ser producidas –a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos, y bajo las condiciones económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales existentes– con anterioridad al vencimiento de los contratos por los cuales se cuente con los derechos de operación correspondientes, independientemente de si se han usado métodos probabilísticos o determinísticos para realizar dicha estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado, o el operador debe contar con certeza razonable de que comenzará dicho proyecto dentro de un tiempo razonable.

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

realizadas); si las normas tributarias, otros reglamentos administrativos y las condiciones contractuales se mantienen iguales a las existentes en la fecha en que se efectuaron las estimaciones (que pueden traducirse en la inviabilidad económica de la explotación de las reservas); y determinadas actuaciones de terceros, incluyendo los operadores de los campos en los que el Grupo tiene participación.

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

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

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

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

Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica. La industria petroquímica está sujeta a grandes fluctuaciones, tanto de la oferta como de la demanda, que reflejan la naturaleza cíclica del mercado petroquímico a nivel regional e internacional. Dichas fluctuaciones afectan a los precios y a la rentabilidad de las empresas que operan en el sector, incluida Repsol YPF. Además, el negocio petroquímico de Repsol YPF está sujeto también a una exhaustiva regulación estatal y a intervención en materias como la seguridad y los controles medioambientales.

Presencia significativa en Argentina. A 31 de diciembre de 2011 y de 2010, aproximadamente el 20% y el 19%, respectivamente, de los activos de Repsol YPF estaban ubicados en Argentina, tratándose sobre todo de actividades de exploración y producción. Estos activos corresponden fundamentalmente a YPF, S. A. y filiales. A 31 de diciembre de 2011 la participación del Grupo en dicha sociedad asciende al 57,43%. Asimismo, del resultado de explotación, en torno al 28% a 31 de diciembre de 2011 y al 20% un año antes procedía de las actividades acometidas en dicho país.

Después de la crisis económica de 2001 y 2002, el PIB de Argentina ha crecido a una tasa promedio anual del 8,5%, aproximadamente, desde 2003 hasta 2008, desacelerándose en 2009 a raíz de la crisis financiera internacional. No obstante, y después de un proceso de recuperación iniciado en 2010, la economía argentina ha alcanzado un crecimiento de aproximadamente el 9% en 2010 y, según cifras preliminares, superior a esta cifra en 2011. La economía argentina sigue siendo sensible a la volatilidad en los precios de las commodities, la limitación de la financiación e inversión internacional en infraestructuras, el desarrollo de recursos energéticos que soporten el crecimiento económico y el incremento de la inflación, entre otros factores.

Los principales riesgos económicos a los que Repsol YPF se enfrenta como consecuencia de sus operaciones en dicho país son los siguientes:

- limitaciones a su capacidad de trasladar a los precios locales los incrementos en los precios internacionales del crudo, de otros combustibles y de otros costes que afectan a las operaciones, así como el impacto de las fluctuaciones del tipo de cambio;
- restricciones al volumen de las exportaciones de hidrocarburos, debidas principalmente al requerimiento de satisfacer la demanda interna, con la consiguiente afectación de los compromisos previamente asumidos por la sociedad con sus clientes;
- necesidad de obtener la prórroga de las concesiones, una parte de las cuales expiran en 2017;
- interrupciones y huelgas sindicales;

- eventuales alteraciones del marco regulatorio actual mediante la adopción de medidas gubernamentales y/o cambios legislativos que llegasen a afectar a las operaciones del Grupo y a la rentabilidad esperada de las mismas (incremento de los impuestos sobre las exportaciones de hidrocarburos; establecimiento de tarifas para la adquisición de servicios o bienes que son necesarios para el ejercicio de las actividades; renegociación o cancelación de contratos, cambios en políticas que afecten al comercio o la inversión, etc).
- la evolución del tipo de cambio del peso argentino, y las restricciones de acceso al mercado cambiario, tanto para el pago de obligaciones como de dividendos al exterior.

  En los últimos años se han incrementado los gravámenes a las exportaciones de hidrocarburos (ver nota 2, "Marco Regulatorio - Argentina" de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2011). Como resultado de estos incrementos de los impuestos a la exportación, YPF podría verse, y en determinadas ocasiones se ha visto, obligada a renegociar sus contratos de exportación, pese a la autorización previa de estos contratos por parte del gobierno argentino. La imposición de estas retenciones a la exportación ha afectado de forma adversa al resultado de las operaciones de YPF.

  Asimismo, YPF se ha visto obligada a comercializar en el mercado local una parte de su producción de gas natural originariamente destinada a la exportación, por lo que ha sido incapaz de cumplir en determinados casos sus compromisos contractuales de exportación, tanto total como parcialmente, con las consiguientes desavenencias con sus clientes afectados, forzando a la empresa a declarar causa de fuerza mayor a tenor de sus contratos de exportación. Repsol YPF considera que dichas acciones constituyen supuestos de fuerza mayor que relevan a YPF de cualquier responsabilidad contingente por el incumplimiento de sus obligaciones contractuales.

La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol YPF está sujeta podría no ser suficiente. Como se explica en varios de los factores de riesgo ya mencionados en este documento, las operaciones de Repsol YPF están sujetas a extensos riesgos económicos, operativos, regulatorios y legales. La compañía mantiene una cobertura de seguros que le cubre ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas, en línea con las prácticas de la industria, incluyendo pérdidas o daños a las propiedades e instalaciones, costes de control de pozos, pérdidas de producción o ingresos, remoción de escombros, filtración, polución, contaminación y gastos de limpieza de eventos súbitos y accidentales, reclamaciones de responsabilidades por terceras partes afectadas, incluyendo daños personales y fallecimientos, entre otros riesgos del negocio. Adicionalmente, la cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las responsabilidades incurridas. Además, las pólizas de seguros de Repsol YPF contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos. Por otro lado, la compañía podría no ser capaz de mantener un seguro adecuado con costes o condiciones que considere razonables o aceptables o podría no ser capaz de obtener un seguro contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si sufre un incidente contra el que no está asegurada, o cuyo coste excede materialmente de su cobertura, éste podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones.

Riesgos financieros

Las actividades propias del grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros:

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

Ver capítulo sobre liquidez en el apartado de "Prudencia financiera" de este Informe de Gestión.

Riesgo de crédito. La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, las cuales se miden y controlan por cliente o tercero individual. Para ello, el Grupo cuenta con sistemas propios que permiten la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero alineados con las mejores prácticas.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por las entidades financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere parcialmente a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

Riesgo de mercado

- **Riesgo de fluctuación del tipo de cambio.** Repsol YPF está expuesta a un riesgo de tipo de cambio porque los ingresos y flujos de efectivo procedentes de las ventas de crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares o se hallan bajo la influencia del tipo de cambio de dicha moneda. Asimismo, los resultados de las operaciones están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas de los países en los que Repsol YPF tiene actividad. Repsol YPF también está expuesta a riesgo de tipo de cambio en relación con el valor de sus activos e inversiones financieras, predominantemente denominadas en dólares estadounidenses. Para mitigar el riesgo de tipo de cambio en el resultado, y cuando así lo considera adecuado, Repsol YPF puede realizar coberturas a través de derivados para aquellas divisas en las que existe un mercado líquido y con razonables costes de transacción.

  Además, Repsol YPF presenta sus estados financieros en euros, para lo cual los activos y pasivos de las sociedades participadas cuya moneda funcional es distinta del euro son convertidos a euros al tipo de cambio de cierre de la fecha del correspondiente balance. Los ingresos y gastos de cada una de las partidas de resultados se convierten al tipo de cambio de la fecha de transacción; por razones prácticas, por lo general se utiliza el tipo de cambio medio del período en el que se realizaron las transacciones. La fluctuación de los tipos de cambio usados en este proceso de conversión a euros genera variaciones (positivas o negativas), que son reconocidas en los estados financieros consolidados del Grupo Repsol YPF, expresados en euros.
- **Riesgo de precio de commodities.** Como consecuencia del desarrollo de operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo Repsol YPF están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, del gas natural y de sus productos derivados (véase anteriormente "Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol YPF" y "Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado").
- **Riesgo de tipo de interés.** El valor de mercado de la financiación neta y los intereses netos del Grupo podrían verse afectados como consecuencia de variaciones en los tipos de interés.

  En la nota 20, "Gestión de riesgos financieros y del capital", y en la 21, "Operaciones con derivados", de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2011 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado.

Áreas de negocio

Las principales magnitudes operativas del Grupo se detallan a continuación:

	2011	2010
Upstream:		
Producción neta de hidrocarburos [1]	109.059	125.653
GNL:		
Producción trenes licuación [2] [3]	5,4	5,1
GNL comercializado [3]	11,0	6,7
Downstream:		
Capacidad de refino [4]	**998**	**878**
Europa [5]	896	776
Resto del mundo	102	102
Crudo procesado [6] [7]	**31,5**	**34,4**
Europa	27,9	28,7
Resto del mundo	3,6	5,7
Número de estaciones de servicio	**4.506**	**4.447**
Europa	4.211	4.182
Resto del mundo	295	265
Ventas de productos petrolíferos [6] [8]	**37.805**	**38.613**
Europa	33.548	32.429
Resto del mundo	4.257	6.184
Ventas de productos petroquímicos [8]	**2.659**	**2.618**
Por Región:		
Europa	2.312	2.263
Resto del mundo	348	355
Por producto:		
Básicos	889	874
Derivados	1.770	1.744

Ventas de GLP [8]	**3.033**	**3.108**
Europa	1.486	1.680
Resto del mundo	1.547	1.428
YPF:		
Producción neta de hidrocarburos [1] [9]	180.700	197.442
Capacidad de refino [4] [10]	333	333
Crudo procesado [7] [10]	14,7	15,4
Número de estaciones de servicio [11]	1.557	1.653
Ventas de productos petrolíferos [8] [10]	14.144	14.146
Ventas de productos petroquímicos [9]	1.639	1.563
Ventas de GLP [8] [10]	456	422
Ventas de gas natural [3]	12,3	14,0
Gas Natural Fenosa:		
Ventas de distribución de gas natural [12] [13]	395.840	411.556
Ventas de distribución de electricidad [12] [13]	54.067	54.833

[1] Miles de barriles equivalentes (kbep).

[2] Incluye la producción de los trenes de licuación por su porcentaje de participación. Trinidad [Tren 1 (20%), Tren 2 y 3 (25%), Tren 4 (22,22%)]; Peru LNG (20%). De esta producción, 3,2 bcm en 2011 y 2,8 bcm en 2010 corresponden a sociedades que consolidan en el Grupo Repsol por el método de la participación.

[3] Billones de metros cúbicos (bcm).

[4] Miles de barriles por día (kbbl/d).

[5] La capacidad reportada incluye la participación en ASESA.

[6] La información de 2010 incluye 30% de Refap (Brasil) hasta la fecha de su venta en diciembre de 2010.

[7] Millones de toneladas.

[8] Miles de toneladas.

[9] Datos correspondientes a Argentina, a excepción de la producción neta de hidrocarburos de 718 y 777 miles de barriles equivalentes (kbep) en 2011 y 2010, respectivamente, que corresponden a Estados Unidos.

[10] Incluye el 50% de participación en Refinerías del Norte, S.A. ("Refinor").

[11] Incluye el 50% de estaciones de servicio "Refinor".

[12] Incluye el 100% de las ventas reportadas por Gas Natural Fenosa, aunque Repsol YPF tiene una participación del 30,13% de Gas Natural a 31 de diciembre de 2010 y del 30,01% a 31 de diciembre de 2011, y se contabiliza aplicando el método de integración proporcional.

[13] Gigavatios hora (GWh).

Abreviaturas de unidades de medida

"bbl"	Barriles
"bcf"	Billones de pies cúbicos
"bcm"	Billones de metros cúbicos
"bep"	Barriles equivalentes de petróleo
"Btu"	British thermal unit
"GWh"	Gigavatios por hora
"kbbl"	Miles de barriles
"kbbl/d"	Miles de barriles por día
"kbep"	Miles de barriles equivalentes de petróleo
"km²"	Kilómetros cuadrados
"Mbbl"	Millones de barriles
"Mbep"	Millones de barriles equivalentes de petróleo
"Mm³/d"	Millones de metros cúbicos por día
"Mscfd"	Millones de pies cúbicos diarios
"MW"	Megavatios
"MWe"	Megavatios eléctricos
"MWh"	Megavatios por hora
"TCF"	Trillones de pies cúbicos

Upstream

Actividades

El área de Upstream de Repsol engloba las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural excluidas las realizadas por YPF. Para información relativa a las actividades de exploración y producción de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

El área de Upstream de Repsol gestiona su cartera de proyectos con el objetivo de alcanzar un crecimiento rentable, diversificado, sostenible y comprometido con la seguridad y el medio ambiente. Los pilares de su estrategia son el aumento de la producción y las reservas, la diversificación geográfica de la actividad con el incremento de su presencia en países de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE), la excelencia operativa y la maximización de la rentabilidad de los activos. Para ello, durante los últimos años se ha materializado un exitoso esfuerzo en inversión en capital humano para favorecer el crecimiento, se ha definido una estructura organizativa adecuada a los objetivos estratégicos y orientada a la calidad de las operaciones, se han rediseñado y estandarizado procesos técnicos y comerciales, y se han desarrollado las capacidades tecnológicas para operar exitosamente en aguas profundas.

Desde un punto de vista geográfico, el área de Upstream centra su estrategia tanto en las zonas clave tradicionales, localizadas en Latinoamérica (Trinidad y Tobago, Perú, Venezuela, Bolivia, Colombia y Ecuador, fundamentalmente) y en el norte de África (Argelia y Libia), como en las áreas estratégicas de crecimiento a corto y medio plazo consolidadas en los últimos años. Entre estas últimas áreas destacan especialmente el Golfo de México estadounidense (con el importante campo Shenzi, en producción desde 2009, uno de los principales proyectos estratégicos de la compañía) y el offshore de Brasil.

Asimismo, el crecimiento estratégico a medio plazo se potenciará con los importantes proyectos de gas que se están desarrollando en Venezuela, Perú, Bolivia y Brasil, y más a largo plazo, con la cartera de activos que se está consolidando en Noruega, Canadá, África occidental, Indonesia, Alaska y Rusia.

Dentro de la estrategia de diversificación geográfica, en 2011 ha destacado la incorporación de áreas de alto potencial en Alaska, Rusia, Irlanda, Irak, Túnez y Portugal.

En 2011 Repsol adquirió una participación del 70% en el proyecto North Slope, que se encuentra en una de las zonas más prolíficas de Alaska, con importantes yacimientos descubiertos y con un riesgo exploratorio moderado. Se trata de más de 150 bloques exploratorios ubicados en las cercanías de grandes campos ya en producción.

El primer trimestre de 2012 marca el inicio de las actividades de perforación exploratoria en el North Slope. La entrada en este proyecto aumenta la presencia de la compañía en países OCDE y fortalece la estrategia de equilibrar la cartera de dominio minero exploratorio con activos de riesgo reducido en un entorno estable.

En diciembre de 2011 se firmó un importante acuerdo con Alliance Oil Company para la creación de una sociedad conjunta (AROG) que servirá de plataforma de crecimiento para ambas compañías en la Federación Rusa, el mayor productor de gas y petróleo del mundo. La nueva sociedad conjunta estará valorada en aproximadamente 840 millones de dólares tras la aportación de activos y capital por parte de los accionistas. Alliance Oil poseerá el 51% del accionariado de dicha sociedad y Repsol, el 49% restante.

Según el acuerdo, Alliance transferirá sus filiales de Upstream Saneco y Tatnefteodatcha, con activos que producen actualmente unos 20.500 barriles de petróleo al día, y licencias para exploración y producción que suponían reservas 2P (probadas y probables) de unos 171,5 millones de barriles a 31 de diciembre de 2010. Estos activos están valorados en unos 570 millones de dólares. Por su parte, Repsol aportará capital y adquirirá el resto a Alliance hasta alcanzar una participación del 49% en la sociedad conjunta. Además de la explotación de los activos que aporta Alliance Oil, el acuerdo incluye la búsqueda de oportunidades de exploración y el crecimiento a través de activos en producción en la Federación Rusa.

Repsol tiene en la actualidad un 3,7% del accionariado de Alliance Oil como resultado de la fusión de West Siberian Resources y la energética rusa en 2008.

Este acuerdo pretende combinar el conocimiento y el acceso privilegiado a oportunidades de exploración y producción que Alliance Oil posee en Rusia, con el know-how y la capacidad técnica de Repsol, creando así una alianza a largo plazo en exploración y producción.

En febrero de 2011 se cerró la adquisición del 74,9% de las acciones de la compañía rusa Eurotek-Yugra, que tiene la titularidad de las licencias de exploración y producción de los

bloques Karabashsky 1 y 2 en la prolífica cuenca de West Siberia. Posteriormente, se obtuvo a través de esta compañía la adjudicación de cinco nuevas licencias exploratorias en la ronda 2011, también en la cuenca de West Siberia.

En diciembre se anunció el acuerdo alcanzado para la compra de la compañía rusa Open Joint Stock Company Eurotek (Eurotek), poseedora de licencias de exploración y producción en Siberia Occidental. La transacción cuenta con la aprobación del Servicio Federal Antimonopolio de la Federación Rusa. Entre los activos adquiridos se incluyen las licencias de los campos de gas Syskonsyninskoye (SK), que se encuentra en fase de desarrollo muy avanzada y que entrará en producción en 2012, y Yuzhno-Khadyryakhinskoye (YK), que está en la última fase de delineación y podría empezar a producir en 2016. Repsol incorporará en 2012 estos activos a la sociedad conjunta con Alliance Oil, como parte de su compromiso de aportar activos y capital a dicha *joint venture*. Los campos YK y SK añadirán a AROG reservas 2P (probadas y probables) por unos 115 Mbep, que se suman a los 171,5 millones de barriles de petróleo incorporados por Alliance a la *joint venture* a través de sus filiales de Upstream Saneco y Tatnefteodatcha.

Repsol adquirió en 2011 un 25% de la participación de ExxonMobil y ENI en el proyecto Dunquin, situado en aguas profundas de Irlanda. Consiste en un área exploratoria ubicada en la cuenca Porcupine, en el offshore suroeste de Irlanda. ExxonMobil es operador del área. El proyecto se encuentra en su segundo período exploratorio con prospectos perforables ya identificados que previsiblemente empezarán a ser perforados en 2013. Con esta operación, Repsol accede a nuevas oportunidades en un sistema petrolero probado de un país de la OCDE con términos contractuales y condiciones de mercado favorables.

También en Irlanda, en la ronda exploratoria "2011 Irish Atlantic Margin", Repsol obtuvo un 40% en el proyecto exploratorio "Newgrange", situado en la cuenca South Porcupien/Goban Spur del sur del país.

En Irak, tras negociaciones con las autoridades del país, durante las cuales se evaluaron diferentes bloques exploratorios y oportunidades de inversión, el ministro de Recursos Naturales confirmó en 2011 la adjudicación a Repsol de los bloques exploratorios Piramagrun y Qala Dze, bajo la modalidad de reparto de producción (PSC). Los contratos PSC de estos bloques exploratorios se firmaron en julio. En el segundo semestre del año se abrió la oficina de Repsol en Erbil (Kurdistán).

En 2011 también se obtuvo la adjudicación de tres bloques exploratorios en el offshore de Túnez, en un área de alto potencial donde hasta la fecha no se han perforado pozos exploratorios. Los bloques tienen una lámina de agua de hasta 400 metros. Si en los próximos años se confirman las estimaciones actuales, podría tratarse de una nueva área petrolera.

En octubre de 2011 se firmaron los contratos exploratorios de los bloques Lagosta y Lagostím en aguas territoriales portuguesas. Los dos bloques tienen una lámina de agua de entre 500 y 1.500 metros, y están situados a una distancia de la costa de entre 15 y 100 kilómetros.

La compañía está cumpliendo los compromisos adquiridos y materializando la próxima etapa de crecimiento, basada fundamentalmente en sus éxitos exploratorios y en el desarrollo y puesta en producción eficiente de los mismos. Dentro de este proceso de materialización del futuro crecimiento destacan los proyectos estratégicos en diferentes fases de desarrollo que se están llevando a cabo y que en 2009-2011 han recibido un impulso decidido en el Golfo de México estadounidense (Shenzi, ya en producción en 2009), Brasil (Guará, Carioca y Piracucá/Panoramix), Venezuela (Cardón IV y Carabobo), Bolivia (Margarita-Huacaya), Perú (Kinteroni), Argelia (Reggane) y Libia (I/R).

Muchos de estos proyectos se desarrollan en áreas offshore, donde Repsol se está consolidando como una de las empresas más competitivas y con más experiencia en exploración y producción, y continuará apostando decididamente por ello. En los últimos años, Repsol ha aumentado significativamente sus esfuerzos en el ámbito de la exploración y ha aprovechado su experiencia técnica para convertirse en una compañía importante en la exploración offshore.

En sus operaciones, especialmente en aguas profundas, Repsol aplica las mejores prácticas y recomendaciones dentro de los estándares más exigentes de la industria, y cumple estrictamente con todas las regulaciones, con el objetivo de formar parte del grupo de mejores compañías tras el levantamiento de la moratoria en el Golfo de México.

En septiembre se inauguró en Barcelona el "Repsol-BSC Research Center", un centro de investigación tecnológicamente puntero y cuyo objetivo es profundizar y estabilizar la cooperación entre Repsol y el Barcelona Supercomputing Center (BSC). Esta colaboración permite abordar múltiples proyectos de investigación en áreas de interés para las operaciones de Repsol. El centro es una prueba de la apuesta de la compañía por la investigación tecnológica y de las ventajas que el BSC aporta a la industria española. Los programas iniciales son la continuación del proyecto Caleidoscopio y se centran en la mejora de la generación de imágenes del subsuelo mediante métodos sísmicos y electromagnéticos, de gran importancia para las operaciones en aguas profundas, entre otras.

Al cierre del ejercicio, 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 23 de ellos.

En los últimos cinco años, Repsol ha incrementado notablemente tanto sus actividades exploratorias en tierra como en mar, consiguiendo grandes descubrimientos de gas y petróleo a escala mundial. Adicionalmente, la unidad de Upstream de Repsol logró en 2011 un ratio de reemplazo de reservas probadas récord, alcanzando un 162%, lo que incluso supera el buen ratio del 131% del ejercicio anterior, y ha incorporado recursos que fortalecen significativamente sus perspectivas de futuro.

POZOS EXPLORATORIOS TERMINADOS

2011 [1]

	Positivos		Negativos		En Evaluación		TOTAL	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	–	–	1	*	–	–	1	*
América del Sur	2	*	1	*	–	–	3	*
Trinidad y Tobago	–	–	–	–	–	–	–	–
Resto de países de América del Sur	2	*	1	*	–	–	3	*
América Central	–	–	–	–	–	–	–	–
América del Norte	–	–	1	*	–	–	1	*
África	1	*	4	2	–	–	5	2
Asia	–	–	1	*	–	–	1	*
TOTAL	**3**	*	**8**	**3**	–	–	**11**	**4**

2010 [1]

	Positivos		Negativos		En Evaluación		TOTAL	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	–	–	–	–	–	–	–	–
América del Sur	3	1	8	3	–	–	11	4
Trinidad y Tobago	–	–	–	–	–	–	–	–
Resto de países de América del Sur	3	1	8	3	–	–	11	4
América Central	–	–	–	–	–	–	–	–
América del Norte	–	–	–	–	–	–	–	–
África	1	*	–	–	–	–	1	*
Asia	–	–	–	–	–	–	–	–
TOTAL	**4**	**1**	**8**	**3**	–	–	**12**	**4**

[1] Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

* Menos de un pozo exploratorio.

POZOS DE DESARROLLO TERMINADOS

	2011 [1]							
	Positivos		Negativos		En Evaluación		TOTAL	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	–	–	–	–	–	–	–	–
América del Sur	75	22	6	2	–	–	81	24
Trinidad y Tobago	2	*	–	–	–	–	2	*
Resto de países de América del Sur	73	21	6	2	–	–	79	23
América Central	–	–	–	–	–	–	–	–
América del Norte	2	*	1	*	–	–	3	*
África	3	*	–	–	–	–	3	*
Asia	–	–	–	–	–	–	–	–
TOTAL	**80**	**23**	**7**	**3**	**–**	**–**	**87**	**25**

	2010 [1]							
	Positivos		Negativos		En Evaluación		TOTAL	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	–	–	–	–	–	–	–	–
América del Sur	47	13	4	2	7	3	58	18
Trinidad y Tobago	2	1	1	*	–	–	3	1
Resto de países de América del Sur	45	12	3	2	7	3	55	17
América Central	–	–	–	–	–	–	–	–
América del Norte	–	–	–	–	–	–	–	–
África	28	5	2	*	16	3	46	8
Asia	–	–	–	–	–	–	–	–
TOTAL	**75**	**18**	**6**	**2**	**23**	**6**	**104**	**26**

[1] Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

* Menos de un pozo de desarrollo.

ACTIVIDAD PRESENTE DE REPSOL POR ÁREA GEOGRÁFICA — **A 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

	Dominio minero				Nº de pozos exploratorios en perforación [1]	
	Nº de bloques		Área neta (km²) [2]			
	Desarrollo	Exploración	Desarrollo	Exploración	Brutos	Netos
Europa	11	38	348	17.920	–	–
América del Sur	51	31	6.020	43.718	8	2
Trinidad y Tobago	7	–	2.363	–	–	–
Resto de países de América del Sur	44	31	3.658	43.718	8	2
América Central	–	1	–	2.108	–	–
América del Norte	7	444	479	7.698	–	–
África	5	34	2.692	119.371	2	*
Asia	–	9	–	24.979	–	–
TOTAL	**74**	**557**	**9.539**	**215.792**	**10**	**2**

[1] Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

[2] El área bruta de dominio minero es aquella en la que Repsol es propietaria de una participación. El área neta de dominio minero es la suma del área bruta de cada dominio minero por sus respectivas participaciones.

Dominio minero

La siguiente tabla muestra la información de dominio minero desarrollado y no desarrollado de Repsol por área geográfica a 31 de diciembre de 2011:

	2011			
	Desarrollado [1]		No desarrollado [2]	
	Bruto [3]	Neto [4]	Bruto [3]	Neto [4]
Europa	21	16	31.586	18.252
América del Sur	1.465	401	116.681	49.337
Trinidad y Tobago	170	63	5.409	2.300
Resto de países América del Sur	1.295	338	111.272	47.037
América Central	0	0	5.269	2.108
América del Norte	18	5	16.385	8.172
África	613	170	185.750	121.893
Asia	0	0	58.909	24.979
TOTAL	**2.116**	**591**	**414.580**	**224.740**

[1] El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero, tanto de explotación como de exploración.

[2] El dominio minero no desarrollado abarca la superficie en la que no han sido perforados pozos o éstos no se han terminado hasta el punto en que permita la producción de cantidades económicas de petróleo y gas, independientemente de si dicha superficie contiene reservas probadas.

[3] El dominio minero bruto es aquel en el que Repsol posee una participación.

[4] El dominio minero neto es la suma de las fracciones de participación que se posee en el dominio minero bruto.

Principales concesiones productivas por países

La siguiente tabla muestra la información de las principales concesiones productivas del área de Upstream de Repsol detalladas por países a 31 de diciembre de 2011, indicando también el porcentaje que posee Repsol en cada una de ellas.

	Principales bloques	% Repsol	Operado (O) / No operado (NO)	Líquidos (L) / Gas (G)
Europa				
España	Poseidón Norte	100,00%	O	G
España	Boquerón Unit	61,95%	O	L
América del Sur				
Trinidad y Tobago	West Block	30,00%	NO	L - G
Trinidad y Tobago	TSP (POUI)	70,00%	O	L - G
Resto de países de América del Sur				
Brasil	Albacora Leste	6,00%	NO	L - G
Brasil	BM-S-9 (Carioca-Guará)	15,00%	NO	L
Bolivia	Sábalo	24,50%	NO	L - G
Bolivia	San Alberto	24,50%	NO	L - G
Bolivia	Margarita (Caipipendi)	37,50%	O	L - G
Colombia	Cravo Norte	5,63%	NO	L
Ecuador	Block 16	55,00%	O	L
Ecuador	Tivacuno	55,00%	O	L
Perú	Bloque 56	10,00%	NO	L - G
Perú	Bloque 88	10,00%	NO	L - G
Venezuela	Quiriquire (Gas)	60,00%	O	G
Venezuela	Barua Motatan	40,00%	NO	L

Venezuela	Quiriquire	40,00%	NO	L - G
Venezuela	Mene Grande	40,00%	NO	L
América Central	–	–	–	–
América del Norte				
EE.UU.	Shenzi	28,00%	NO	L - G
África				
Argelia	TFR, TIM y BEQ (Issaouane)	59,50%	O	L
Argelia	Tin Fouyé Tabenkor (TFT)	30,00%	NO	L - G
Libia	NC-115	20,00%	NO	L
Libia	NC-186	16,00%	NO	L
Asia	–	–	–	–

Precios medios de realización de crudo y gas por área geográfica

	A 31 de diciembre 2011		A 31 de diciembre 2010	
	Precios de realización medios de crudo (€/Bbl)	Precios de realización medios de gas (€/Boe)	Precios de realización medios de crudo (€/Bbl)	Precios de realización medios de gas (€/Boe)
Europa	80,06	54,49	59,36	42,87
América del Sur	53,25	13,79	53,51	11,27
Trinidad y Tobago	77,25	13,31	60,00	10,72
Resto de países América del Sur	47,19	14,78	51,34	12,73
América Central	–	–	–	–
América del Norte	76,04	47,09	57,22	38,98
África	74,81	–	59,99	–
Asia	–	–	–	–
TOTAL	**60,51**	**14,23**	**55,51**	**11,65**

Resultados

Resultado de explotación Millones de euros	**2011**	**2010**	**Variación 2011/2010**
América del Norte y Brasil	419	2.911	(86%)
Norte de África	99	642	(85%)
Resto del mundo	895	560	60%
TOTAL	**1.413**	**4.113**	**(66%)**

El resultado de explotación de la actividad de Upstream en 2011 fue de 1.413 millones de euros, frente a los 4.113 millones obtenidos en el ejercicio anterior. El EBITDA ascendió a 2.072 millones de euros, frente a los 2.478 millones de 2010. El resultado de 2010 incluye una plusvalía de 2.847 millones de euros, generada como consecuencia del acuerdo alcanzado entre Repsol y Sinopec para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil.

Sin tener en cuenta esta plusvalía y la variación entre ambos ejercicios del efecto en resultados del registro del test de deterioro del valor de los activos, el resultado de explotación disminuye en 2011 debido a la suspensión de las operaciones en Libia, la caída de la producción fundamentalmente por la suspensión citada y la depreciación del dólar frente al euro, todo ello compensado parcialmente por el mayor precio del crudo y del gas y los menores costes de exploración.

El precio medio de venta de la cesta de líquidos de Repsol fue de 83,3 US$/barril (59,8€/barril), frente a los 72,6 US$/barril (54,7€/barril) de 2010. El precio medio del gas se situó en los 3,5 dólares por mil pies cúbicos, lo que supone un incremento del 28,3% respecto al del ejercicio anterior. Estas variaciones están en línea con la variación experimentada por los precios de referencia de los mercados internacionales.

El coste de extracción *(lifting cost)* alcanzó los 3,6 dólares por barril. Esta cifra es superior a la correspondiente al ejercicio 2010 (3,0 dólares por barril) debido a la disminución de la producción, principalmente en Libia y Trinidad y Tobago, que explica la mayor parte de la variación, y en menor medida, por incremento de los costes. En cuanto al coste de descubrimiento *(finding cost)* sobre reservas probadas, la media para el período 2009-2011 ha sido de 15,2 dólares por barril equivalente.

Descubrimientos

Repsol está obteniendo desde hace años un éxito exploratorio histórico. La compañía ha logrado numerosos e importantes descubrimientos en zonas prioritarias para Repsol como Brasil, Estados Unidos, Venezuela, Perú, Bolivia y Argelia. Estos hallazgos han permitido la materialización de proyectos estratégicos de desarrollo que garantizan el crecimiento orgánico de la compañía en el futuro y cuya fase de desarrollo ya se está abordando con el objetivo de su puesta en producción. Alguno de estos descubrimientos, como los realizados en Brasil, Venezuela y Perú, estuvieron entre los mayores del mundo en su año.

En 2011 se produjeron tres nuevos descubrimientos, dos en Brasil (Gávea y Malombe) y uno en Libia (A1 130/4).

Repsol Sinopec Brasil (sociedad participada por Repsol en un 60%) y sus socios Statoil y Petrobras anunciaron en junio de 2011 un importante descubrimiento exploratorio en aguas ultraprofundas de Brasil con el sondeo Gávea. El pozo, localizado en el bloque BM-C-33 a 190 kilómetros de la costa de Río de Janeiro, se perforó bajo una lámina de agua de 2.708 metros, llegando a una profundidad final de 6.851 metros. El consorcio está analizando los resultados obtenidos en el pozo antes de continuar con el proceso de exploración y evaluación del área. Repsol Sinopec Brasil es la operadora del consorcio, con una participación del 35%. Statoil tiene otro 35% y Petrobras, un 30%. Según la publicación Information Handling Services (IHS), Gávea es uno de los diez mayores descubrimientos realizados en 2011.

El 4 de noviembre se anunció un descubrimiento offshore de gas en el postsal brasileño, en la cuenca de Espírito Santo con el sondeo Malombe, en el bloque BM-ES-21. Repsol Sinopec Brasil participa con un 11,1% en el consorcio y Petrobras, que es la compañía operadora, cuenta con el 88,9% restante.

El hallazgo se encuentra a 135 kilómetros de la ciudad de Vitoria, en la cuenca de Espírito Santo. El pozo se perforó en el sureste del Campo Peroá, bajo una lámina de agua de 980 metros. El descubrimiento fue confirmado tras diversas pruebas que permitieron detectar gas a una profundidad de 2.600 metros. El consorcio, que continuará realizando trabajos en el bloque, presentará a la Agencia Nacional de Petróleo Brasileña (ANP) un plan de evaluación para delimitar el yacimiento descubierto y hacer una estimación de su volumen y productividad.

En Brasil, debido a la dificultad de acceso a algunos depósitos (incluidas las áreas de Guará y Carioca) por tratarse de zonas de aguas profundas, las actividades de exploración y desarrollo suponen un reto tecnológico que Repsol está afrontando con éxito, como se demuestra en los numerosos descubrimientos realizados.

En el mes de enero se produjo en Libia un descubrimiento exploratorio en el bloque NC-115, situado en la cuenca de Murzuq, con el sondeo A1 130/4.

Adicionalmente, se encuentran en fase de terminación y evaluación los resultados positivos obtenidos en los pozos Abaré y Tingua, en Brasil. El 14 de noviembre Repsol Sinopec Brasil y sus socios Petrobras y BG Group anunciaron un descubrimiento de petróleo de alta calidad con el sondeo Abaré, en el área de Carioca, localizada en el bloque BM-S-9, aumentando el potencial de esta zona ubicada en la prolífica cuenca de Santos, en el presalino brasileño. El hallazgo está localizado 35 kilómetros al sur del pozo descubridor Carioca y a 293 kilómetros del litoral del Estado de São Paulo. Los análisis realizados han demostrado la existencia de petróleo de buena calidad, de 28° API, en reservorios carbonatados a una profundidad de 4.830 metros. Está previsto un test de formación para evaluar la productividad de estos almacenes.

En agosto de 2011 se terminó la perforación del sondeo Tingua en el bloque BM-S-44 (S-M-172), en la cuenca de Santos. Los socios son Repsol Sinopec Brasil (25%) y Petrobras (75%), que es la compañía operadora. Se encontró una columna de cerca de 40 metros de crudo en el reservorio carbonático presalino. Las muestras de hidrocarburos y el potencial del bloque están en evaluación.

Producción

La producción de hidrocarburos de Repsol (sin tener en cuenta YPF) se cifró en 298.791 bep al día en 2011, lo que supone una disminución del 13,2% respecto a 2010.

El conflicto en Libia ha provocado la caída de la producción en dicho país a una cuarta parte de las cifras de 2010, y explica prácticamente las dos terceras partes de la caída total.

Adicionalmente, se ha experimentado principalmente en la segunda mitad del año una disminución de la producción de gas en Trinidad y Tobago por tareas de mantenimiento tanto en los trenes de licuefacción de Atlántic LNG como en las plataformas de producción; de menor entidad son el declino natural de Albacora Leste (Brasil), junto a una disminución de la participación en este activo tras el acuerdo alcanzado con Sinopec, y el efecto de la moratoria a la perforación en el Golfo de México de 2010, cuyo impacto ha continuado en la primera mitad de 2011.

En la parte positiva, se ha producido un incremento del 35% de la producción en Perú (mayoritariamente suministro de gas, durante todo 2011, a la planta de licuefacción de Perú LNG, que entró en servicio en 2010), y un cambio en los contratos de Ecuador, si bien no ha llegado a compensar las caídas anteriores.

PRODUCCIÓN NETA DE LÍQUIDOS Y GAS NATURAL POR ÁREA GEOGRÁFICA

	2011			2010		
	Líquidos (Mbbl)	Gas natural (bcf)	TOTAL (Mbep)	Líquidos (Mbbl)	Gas natural (bcf)	TOTAL (Mbep)
Europa	1	2	1	1	2	1
España	1	2	1	1	2	1
América del Sur	26	370	92	26	390	96
Bolivia	2	35	8	2	33	8
Brasil	2	–	2	3	1	3
Colombia	1	–	1	2	–	2
Ecuador	9	–	9	6	–	6
Perú	3	37	10	3	23	7
Trinidad y Tobago	5	250	49	6	282	56
Venezuela	5	47	13	4	51	14
América Central	–	–	–	–	–	–
América del Norte	10	3	10	10	3	11
Estados Unidos	10	3	10	10	3	11
África	4	12	7	16	12	18
Argelia	1	12	3	1	12	3
Libia	3	–	3	15	–	15
Asia	–	–	–	–	–	–
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	**40**	**387**	**109**	**53**	**407**	**126**

POZOS PRODUCTIVOS POR ÁREA GEOGRÁFICA — A 31 DE DICIEMBRE DE 2011 [1]

	Petróleo		Gas	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	8	6	–	–
América del Sur	1.056	357	163	64
Trinidad y Tobago	99	69	48	16
Resto de países de América del Sur	957	288	115	48
América Central	–	–	–	–
América del Norte	14	4	–	–
África	113	27	79	24
Asia	–	–	–	–
TOTAL	**1.191**	**394**	**242**	**88**

POZOS PRODUCTIVOS POR ÁREA GEOGRÁFICA — A 31 DE DICIEMBRE DE 2010 [1]

	Petróleo		Gas	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	8	6	5	4
América del Sur	1.059	329	168	70
Trinidad y Tobago	99	69	47	16
Resto de países de América del Sur	960	260	121	54
América Central	–	–	–	–
América del Norte	12	3	–	–
África	230	46	77	23
Asia	–	–	–	–
TOTAL	**1.309**	**384**	**250**	**97**

[1] Un pozo bruto es aquel en el que Repsol es propietaria de una participación efectiva. El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

Reservas

Al cierre de 2011, las reservas probadas de Repsol (sin tener en cuenta YPF), 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 1.167 Mbep, de los cuales 393 Mbep (34%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 774 Mbep (66%), a gas natural.

Estas reservas se localizan principalmente en Trinidad y Tobago (31%). Un 52% de las mismas se sitúan en el resto de los países de Sudamérica (Venezuela, Perú, Brasil, Ecuador...), el 12% en el norte de África (Argelia y Libia), el 4% en el Golfo de México (Estados Unidos) y aproximadamente un 1% en España.

En 2011, la evolución de las citadas reservas fue positiva, con una incorporación total de 177 Mbep, destacando las incorporaciones del campo Perla en Venezuela, el proyecto Reggane en Argelia, la declaración inicial de Sapinhoa en Brasil y la revisión del plan de desarrollo de Kinteroni en Perú.

En 2011, se ha conseguido un ratio de reemplazo de reservas (cociente entre las incorporaciones totales de reservas probadas en el periodo y la producción del periodo) de 162% para petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural (141% en petróleo crudo, condensado y GLP, y 174% en gas natural).

Inversiones

El área de negocio de Upstream realizó unas inversiones de explotación en 2011 que ascendieron a 1.813 millones de euros, un 62% superiores a las del ejercicio 2010 (1.119 millones de euros). La inversión en desarrollo representó el 43% del total y se realizó principalmente en Estados Unidos (19%), Bolivia (17%), Trinidad y Tobago (15%), Venezuela (13%), Perú (12%) y Brasil (12%). Las inversiones en exploración representaron un 40% de la inversión total y han sido realizadas fundamentalmente en Estados Unidos (38%), Brasil (20%) y Angola (14%). El resto de inversiones corresponde fundamentalmente a la adquisición de Eurotek en Rusia.

Actividades en las principales zonas geográficas

Norteamérica

Estados Unidos

Repsol ha continuado fortaleciendo su portafolio de proyectos en Estados Unidos en línea con la estrategia de incrementar su presencia en países de la OCDE. Así, el 7 de marzo anunció que, a través de su filial Repsol E&P USA Inc., se cerraba un acuerdo con las compañías "70 & 148, LLC" y "GMT Exploration, LLC" para la exploración conjunta de los bloques que estas dos últimas compañías tienen en el North Slope, que es una de las zonas más prolíficas de Alaska. Tras el acuerdo, Repsol participa con un 70% en estos bloques. Se trata de un conjunto de más de 150 bloques que se encuentran cerca de grandes campos en producción

que tienen una extensión de aproximadamente 2.000 km². En la primera fase de evaluación, Repsol se compromete a realizar las inversiones necesarias para explorar y comprobar la viabilidad económica del proyecto.

En febrero de 2012 se iniciaron las actividades de perforación exploratoria. El área se compone de dos partes: un proyecto en fase de delineación y un conjunto de prospectos exploratorios. Los bloques están inmediatamente al sur de los 71 situados en el Mar de Beaufort, donde la compañía controla un 20%.

El North Slope de Alaska es un área especialmente prometedora, con importantes yacimientos descubiertos y un riesgo exploratorio reducido. Con la entrada en este proyecto, Repsol incrementa su presencia en países de la OCDE y fortalece su estrategia de equilibrar el portafolio de exploración con activos de bajo riesgo a través de oportunidades onshore en un entorno estable. "70 & 148, LLC" y "GMT Exploration, LLC" son dos compañías privadas dedicadas a la exploración petrolífera con sede en Denver (Colorado). Ambas han trabajado conjuntamente en proyectos exploratorios en Alaska durante más de una década y constituyen uno de los consorcios con mayor presencia en ese estado. Repsol confía en que su experiencia internacional, combinada con el conocimiento local de sus socios, genere valor a corto y medio plazo.

Asimismo, destaca la presencia en aguas profundas del Golfo de México estadounidense, donde Repsol participa con un 28% en el importante proyecto de producción de petróleo Shenzi y en un buen número de bloques exploratorios, cuyo potencial comenzó a materializarse en 2009 con el descubrimiento realizado con el sondeo Buckskin. Esta zona se considera una de las más rentables y de mayor potencial exploratorio en aguas profundas del mundo.

El campo Shenzi, cuya producción se inició en marzo de 2009 a través de su propia plataforma, es uno de los mayores descubrimientos realizados hasta el momento en aguas profundas del Golfo de México. Al cierre del ejercicio se encontraban en producción doce pozos a través de la plataforma Shenzi y dos más a través de la plataforma Marco Polo. En 2011 se perforaron dos sondeos de producción. El primero de ellos, el SB-201, recibió el 15 de marzo la autorización de la administración estadounidense para continuar con su perforación (suspendida en 2010 por la moratoria que fue levantada en octubre de 2010) y se finalizó en mayo, comenzando a producir en el mes de junio con un ratio inicial de 17.000 bopd. El segundo sondeo de producción autorizado, el SB-101, se terminó de perforar en septiembre y comenzó a producir en octubre. Hasta el momento, el comportamiento de los reservorios es el previsto en los modelos desarrollados.

En 2011 se avanzó en la construcción de las instalaciones y la perforación de los sondeos de inyección de agua en Shenzi para mantener la presión y potenciar la producción.

También se recibió la autorización para perforar el sondeo de evaluación del descubrimiento Buckskin. Éste se terminó en octubre con resultado positivo, lo que permite confirmar el elevado potencial del yacimiento y ofrecer información importante para definir el plan de desarrollo del campo enfocado a iniciar su producción entre 2017 y 2018. Como operador del proyecto en su fase exploratoria, Repsol realizó en 2009 este importante descubrimiento. Con una profundidad total de unos 9.000 metros, se trata del pozo más profundo operado hasta la fecha por Repsol y de uno de los más hondos perforados en la zona.

En diciembre de 2011 se anunció el acuerdo, ratificado en los primeros días de enero de 2012, con la petrolera estadounidense SandRidge Energy para la adquisición por parte de Repsol de una participación del 16% y del 25% en dos áreas de recursos no convencionales dentro del gran yacimiento Mississippian Lime, situado en los estados de Oklahoma y Kansas.

Esta inversión supondrá la incorporación de producción y reservas a partir de 2012. Se estima que la producción neta de Repsol en estas áreas alcance en 2019 un pico de 90.000 bep al día. Se prevén perforar más de 200 pozos productores horizontales durante 2012 y superar los 1.000 en 2014, en una superficie de 6.900 km². Missisippian Lime es un yacimiento con una elevada producción histórica y recursos probados, rico en petróleo ligero y gas que se produce a partir de carbonatos fracturados. Existe una extensa infraestructura en el área que opera desde hace más de 30 años y que permitirá una rápida puesta en producción y la comercialización de estos hidrocarburos.

La cartera de proyectos de Repsol en Estados Unidos, que se encuentra en diferentes fases y está conformada por más de 440 bloques, sitúa a este país como una de las áreas estratégicas de crecimiento de la compañía.

Canadá

Repsol obtuvo a finales del ejercicio dos nuevos bloques exploratorios en la ronda offshore 2011 en el este de Canadá, dentro del consorcio en el que participa con un 10% junto a dos socios con experiencia en la zona (Chevron y Statoil). Estos bloques se han incorporado al dominio minero oficial de la compañía en 2012.

Los dos bloques son el NL11-02-01 y NL11-02-02, que se sitúan en la cuenca de Flemish Pass, en el offshore de Newfoundland y Labrador, al oeste del descubrimiento realizado por Statoil con el sondeo Mizzen.

Estos bloques se unen a los que la compañía ha obtenido en el período 2008-2010 en las áreas offshore de Newfoundland-Labrador, Central Ridge y Jeanne d'Arc, conformando un creciente número de proyectos exploratorios en Canadá. En 2011 se llevaron a cabo trabajos sísmicos (1.789 km² de sísmica 3D) para definir el inventario de prospectos perforables.

Latinoamérica

Brasil

Con otros dos descubrimientos en 2011 (sondeos Gávea y Malombe), Brasil ha vuelto a poner de relieve el éxito exploratorio obtenido por Repsol en los últimos años. En el prolífico bloque BM-S-9 en la cuenca de Santos, se han generado dos importantes proyectos de desarrollo en las áreas de Guará y Carioca donde en 2011 se han dado relevantes pasos para su puesta en producción, lo que supondrá una base importante del crecimiento de los niveles de producción de la compañía. También en este bloque se han realizado los descubrimientos de Abaré Oeste e Iguazú (2009) y de Abaré (en evaluación final en 2011), lo que aumenta el potencial de recursos desarrollables en la zona.

Adicionalmente, dentro del plan de evaluación de Guará y Carioca, en 2011 resultaron positivos cuatro sondeos de evaluación (Guará Norte, Guará Sul, Guará ADR1 y Carioca NE), lo que permite reconfirmar el elevado nivel de recursos de hidrocarburos existentes en ambas áreas.

En diciembre de 2011 se presentaron a la ANP la declaración de comercialidad de Guará (que a partir de entonces pasa a denominarse Sapinhoá) y el informe final del plan de evaluación del área. Durante el año avanzaron los trabajos que permitirán su puesta en producción durante 2013. Se perforaron tres sondeos de evaluación (Guará Norte, Guará Sul y Guará ADR1) con resultados positivos. También se finalizó la prueba extensa de producción (EWT), que se había iniciado a finales de diciembre de 2010. El resultado del test de producción arrojó unos resultados muy positivos, tanto en lo referente a la productividad como a la conectividad y permeabilidad del yacimiento. Se alcanzaron producciones diarias de más de 30.000 barriles de petróleo.

La plataforma de producción FPSO "Cidade de Sao Paulo" llegó en 2011 a los astilleros de Brasfels, situados en Angra dos Reis (Brasil), para completar su fase final de construcción (integración de los *topsides*). Se estima que estará finalizada en el segundo semestre de 2012, lo que permitirá iniciar la producción del área sur de Guará en 2013.

También en 2011 se firmó el contrato de alquiler de una segunda plataforma de producción ("FPSO Charter 4") para el área Norte de Guará, se inició la campaña de sísmica 3D de alta resolución y se acordó la adquisición de equipos submarinos necesarios para la producción.

En el área de Carioca, a principios de 2011 finalizó la perforación del sondeo de evaluación Carioca NE, con resultado positivo, lo que ha confirmado una vez más el potencial del área y ha permitido obtener datos definitivos para definir el plan de desarrollo del campo y su futura puesta en producción, prevista inicialmente para 2017. A mediados de octubre de 2011 comenzaron las EWT de Carioca NE, que se prevén terminar a principios del segundo trimestre de 2012. Los resultados preliminares obtenidos a finales de año son mejores a los esperados en un principio.

En función de los nuevos resultados que se obtengan, el consorcio prevé realizar más trabajos de evaluación para definir el potencial total del área de Carioca. Para ello, las autoridades brasileñas (ANP) han aprobado un programa adicional de actividades, extendiendo la fecha límite para la declaración de comercialidad hasta el 31 de diciembre de 2013. Por su parte, el cronograma del proyecto de desarrollo y puesta en producción del área de Carioca sigue según lo previsto.

En 2011 se continuó con el plan de evaluación y desarrollo del campo Piracucá (bloque BM-S-7). Se realizaron trabajos de perforación para obtener información que permita seleccionar la opción más adecuada para el desarrollo completo del bloque.

El plan de evaluación del descubrimiento Panoramix, en el bloque BM-S-48 (674), se presentó a las autoridades brasileñas (ANP) en agosto de 2011. Incluye la perforación durante los próximos tres años de un sondeo de evaluación con una prueba de producción DST contingente y la posibilidad de un segundo sondeo.

En febrero de 2012 Repsol ha anunciado un importante descubrimiento de petróleo en las aguas profundas de la cuenca de Campos en Brasil. El descubrimiento se ha producido con el sondeo Pão de Açúcar en el bloque BM-C-33 donde Repsol Sinopec Brasil es la compañía

operadora con el 35% de participación. El pozo ha encontrado dos acumulaciones de hidrocarburos con una altura total de 500 metros, lo que da idea de la gran magnitud del descubrimiento. Pão de Açúcar se suma a los descubrimientos Seat y Gávea, todos ellos en el bloque BM-C-33. Estos tres pozos corroboran el elevado potencial de la cuenca de Campos, que podría confirmar la existencia de un gran núcleo de hidrocarburos similar al existente en la cuenca de Santos. Repsol y sus socios en el consorcio descubridor prevén realizar trabajos adicionales en 2012 para confirmar la gran extensión del descubrimiento.

Todos los resultados positivos desde 2011 se han alcanzado en el marco de la alianza firmada en 2010 entre Repsol (60%) y la compañía china Sinopec (40%), que supuso la creación de la sociedad Repsol Sinopec Brasil, una de las mayores compañías energéticas privadas de Latinoamérica. Esta alianza ha funcionado con total operatividad en 2011.

Repsol Sinopec Brasil es una de las empresas energéticas independientes líderes en exploración y producción de Brasil. Dispone de una posición estratégica en las áreas de mayor potencial del presalino brasileño y lidera la actividad exploratoria en la prolífica cuenca de Santos, junto con Petrobras y BG. La compañía cuenta en el país con una importante y diversificada cartera de activos, que incluye un campo ya en producción (Albacora Leste) y activos con grandes descubrimientos realizados en los últimos años, así como el campo Piracucá, situado en el bloque BM-S-7, que actualmente está en fase de desarrollo, y Panoramix, en el bloque BM-S-48 (674).

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

Bolivia

El principal proyecto en curso de la compañía en Bolivia es el desarrollo completo del área Margarita-Huacaya. Este proyecto clave se encuentra al norte del estado de Tarija y está operado por un consorcio integrado por Repsol (operador, con una participación del 37,5%), BG (37,5%) y PAE (25%). El objetivo del plan de desarrollo conjunto de los campos Margarita y Huacaya (este último descubierto en 2008 y que fue uno de los cinco mayores descubrimientos realizados ese año en todo el mundo, según la publicación IHS) consiste en elevar la producción de gas en dos fases, con un incremento de 6 Mm^3/d adicionales en cada una de ellas.

En mayo de 2011 finalizaron los trabajos de remodelación de las instalaciones actuales, lo que permitió mejorar la capacidad de procesamiento y, por tanto, incrementar la producción total de gas natural del campo de 2,3 millones de metros cúbicos diarios a 3 millones de metros cúbicos diarios. Estos trabajos incluyeron la adecuación de las instalaciones, cambios de válvulas, líneas de descarga, filtros y compresores.

En paralelo, durante 2011 avanzaron los trabajos finales de desarrollo de la fase I del proyecto, con el objetivo de elevar la capacidad de procesamiento de gas natural del campo a 9 millones de metros cúbicos diarios. Así durante el ejercicio avanzaron según lo previsto los trabajos de construcción de la nueva planta de procesamiento de gas, la construcción del sistema de recolección (GTS) y el sistema de evacuación (EXS). En noviembre de 2011 se produjo un hito importante en el marco de dicha fase I al terminarse con éxito los trabajos de recompletación del pozo Margarita 4st (MGR 4st), con el objetivo de terminarlo definitivamente. Tras las pruebas de producción realizadas, probó ser el pozo de mayor caudal de la cuenca Subandina, con una producción en pruebas de 5,4 millones de metros cúbicos diarios. La ejecución de esta prueba supuso la construcción de una fosa de quema especialmente diseñada con más de 50x60 metros de área, 25 metros de altura y ocho líneas de ocho pulgadas como quemadores, la más grande construida en Bolivia hasta la fecha. Se espera alcanzar una producción de 9 millones de metros cúbicos diarios durante el segundo trimestre de 2012.

Los resultados superaron las expectativas planteadas originalmente y permitieron corroborar la factibilidad técnica de producir al caudal comprometido en la fase I.

En la actualidad, más de 1.500 personas trabajan en esta obra y en la construcción de las líneas de recolección y exportación.

En junio de 2011 Repsol tomó la decisión final de inversión (FID) para la fase II del desarrollo de Margarita-Huacaya, cuyo objetivo es alcanzar una producción de entre 14 y 15 millones de metros cúbicos diarios en 2013 y 2014, respectivamente.

Perú

En el año 2011 se terminó la fase de perforación, completación/terminación y prueba de los pozos de desarrollo dentro del programa de desarrollo del campo Kinteroni Sur. Esta fase se inició en agosto de 2010. Los pozos ya se encuentran en condiciones de iniciar la producción una vez se terminen las instalaciones de superficie y el sistema de tuberías hasta la planta de Malvinas. Los resultados de los pozos de desarrollo perforados fueron mejor de lo previsto. En cuanto a las instalaciones de superficie, en 2011 se iniciaron las obras preliminares en campo correspondientes a las instalaciones de producción en Kinteroni y Nuevo Mundo, y las tuberías de recolección. La compra de materiales de largo plazo de entrega (LLI) se completó con el objetivo de que estén disponibles en el momento oportuno de la fase de construcción. Los tiempos de entrega de los equipos se encuentran en línea con lo previsto y se estima que la producción del área sur de Kinteroni empezará en el segundo semestre de 2012.

En 2011 se obtuvieron por parte de las autoridades del país los permisos medioambientales necesarios para iniciar la fase de exploración del área norte de Kinteroni, cuya campaña de perforación se espera iniciar en 2012.

El campo Kinteroni se encuentra en el lote 57, que está ubicado en la zona centro-oriental de Perú. Geográficamente, se sitúa al este de la Cordillera de los Andes, en la cuenca Ucayali-Madre de Dios. El contrato de licencia de exploración y explotación del lote fue suscrito en enero 2004 y cuenta con cinco periodos exploratorios (en la actualidad está en vigor el cuarto periodo). Los socios del bloque son Repsol, con el 53,84% (operador) y Petrobrás, con el 46,16%. El descubrimiento de Kinteroni tuvo lugar en enero de 2008 y fue uno de los mayores del mundo en ese año. La decisión final de inversión (FID) para desarrollar la zona sur del campo Kinteroni se tomó en julio de 2009 y se declaró como descubrimiento comercial ante las autoridades de Perú en noviembre de 2009. El plan inicial de desarrollo se envió a las autoridades locales en mayo de 2010.

En 2011 continuó con normalidad el suministro de gas natural del campo Camisea, donde Repsol tiene una participación del 10%, a la planta de licuación de Peru LNG, participada en un 20% por la compañía. El campo Camisea está compuesto por los bloques 56 y 88, y su producción está destinada al mercado local y al abastecimiento de la planta de licuación Peru LNG.

En la ronda exploratoria llevada a cabo en el país en 2011 se obtuvo la adjudicación, pendiente de ratificación oficial final, de tres bloques exploratorios (lotes 180,182 y 184) en la cuenca Huallaga.

Venezuela

En diciembre de 2011, dentro del importante proyecto de gas del megacampo Perla, en el bloque Cardón IV, se firmó el contrato de suministro de gas natural lo que permite el inicio de la fase de desarrollo del proyecto. El contrato de suministro, que se extiende hasta el año 2036, contempla un compromiso recíproco de entrega y adquisición de más de 8,7 TCF de gas natural y será una de las fuentes de abastecimiento de la demanda interna de gas de Venezuela, que en los próximos años se estima que crezca gracias al consumo doméstico, industrial, petroquímico y de generación eléctrica. Dada su gran dimensión, el campo Perla también ofrece posibilidades de exportación de gas natural, algo que Repsol y Eni analizarán junto con PDVSA y las autoridades venezolanas.

El megacampo Perla fue descubierto por Repsol y Eni en 2009 en el bloque Cardón IV, que está situado en aguas someras del Golfo de Venezuela, a 50 kilómetros de la costa. Se han perforado un total de cinco pozos, que ahora se pondrán en producción mediante plataformas y conexiones submarinas que llevarán el gas a la costa para ser procesado y enviado a la red de distribución venezolana.

En 2011 se perforaron con resultado positivo dos sondeos de evaluación (Perla 4 y Perla 5). El primero de estos pozos se inició en diciembre de 2010 y se terminó en enero de 2011. Las pruebas de producción finalizaron a principios de febrero y los resultados obtenidos reconfirmaron la extensión del yacimiento.

La perforación del pozo Perla 5 concluyó a principios de mayo de 2011 y las pruebas de producción tuvieron lugar entre mayo y junio. Es el pozo de mayor potencial de producción de los cinco perforados hasta la fecha y el primero desviado de alto ángulo (82 grados) en el offshore de Venezuela. Con la completación definitiva se estima que el pozo arroje una producción de entre 100 y 130 Mscfd. Estos dos pozos tenían un doble objetivo: evaluar la continuidad lateral del descubrimiento y formar parte de un programa de producción temprana.

En 2011 se completó la definición del plan de desarrollo del campo, que prevé el inicio de la producción de la fase I en 2013. En 2011 se decidió adelantar el proceso de licitaciones para la construcción de las instalaciones offshore. El proyecto se ha estructurado en tres fases para adaptar el desarrollo del campo a la evolución de la demanda. Las producciones que se esperan alcanzar en cada fase son 300 Mscfd en la primera, 800 Mscfd en la segunda y 1.200 Mscfd en la tercera.

En el período de evaluación, Repsol participa con un 50% y Eni, con otro 50%. Tras la fase de evaluación, PDVSA tiene derecho a adquirir hasta un 35% de la participación, con lo que Repsol y Eni pasarían a controlar un 32,5% cada una.

En el proyecto de crudos pesados de Carabobo se completaron los trabajos de ingeniería conceptual del proyecto de producción temprana acelerada y se acordó el plan inicial de desarrollo. Asimismo, se iniciaron los procesos de contratación de equipos de perforación para los pozos estratigráficos y los de desarrollo, así como la adquisición de sísmica 3D del área. En marzo de 2011 comenzó la ingeniería conceptual para la construcción de un mejorador de crudo pesado con una capacidad para procesar 200.000 barriles de petróleo/día. Esta instalación permitirá incrementar la calidad de dicho crudo a 32º API, una vez puesta en marcha, previsiblemente en 2017.

Las fases definidas prevén en principio la posibilidad del comienzo de la producción temprana acelerada en el segundo semestre de 2012, alcanzándose el *plateau* de producción de 400.000 barriles de petróleo en el año 2017 con la puesta en marcha del mejorador.

El proyecto Carabobo fue adjudicado por el gobierno venezolano en febrero de 2010 a un consorcio de compañías internacionales liderado por Repsol, que cuenta con una participación del 11%. Este importante proyecto consiste en el desarrollo, junto con PDVSA, de las reservas de crudo pesado de los bloques Carabobo 1 Norte y Carabobo 1 Centro, situados en la Faja Petrolífera del Orinoco. Esta área es una de las que cuentan con las mayores reservas de hidrocarburos sin desarrollar del mundo. En Carabobo se alcanzará una producción de 400.000 barriles de petróleo diarios durante un período de 40 años. Parte del crudo pesado de este proyecto se destinará a las refinerías españolas de Repsol, lo que permitirá sacar partido a la apuesta de la compañía por el uso de avanzadas técnicas de conversión profunda en sus refinerías.

Trinidad y Tobago

Repsol tiene un porcentaje de participación del 30% en la sociedad BPTT, que opera una extensa área productora de hidrocarburos en el offshore del país. La producción de estos campos se destina a abastecer los trenes de licuación de la planta de Atlantic LNG, donde Repsol también participa. En 2011, en BPTT se realizaron paradas para trabajos de mantenimiento en los campos Cannonball, Kapok e Inmmortelle y en Atlantic LNG también en los trenes 1 y 4. Todas estas tareas de mantenimiento supusieron una menor producción de BPTT respecto al año anterior.

El 25 de agosto, el consorcio BPTT comunicó el inicio de la producción de gas desde el campo Serrette. Este campo de gas seco ha sido desarrollado con una plataforma sin personal, conectada mediante un gasoducto de 26 pulgadas y 50 kilómetros a la plataforma de BPTT "Cassia B".

Repsol es el operador de los bloques TSP, con una participación del 70%. En este área marina se completó en febrero de 2011 el registro de sísmica 3D. Con esta campaña de investigación se quiere completar la información del área y evaluar el potencial exploratorio remanente en el activo. Durante 2011 se han terminado las tareas de procesado de la información sísmica disponible. El objetivo es definir la existencia de posibles oportunidades exploratorias durante 2012.

Otros países

En Colombia, Repsol anunció en enero de 2011 la firma de un acuerdo con la compañía colombiana Ecopetrol (ECP) y la brasileña Petrobras para la obtención de una participación del 30% en el bloque exploratorio offshore Tayrona, ubicado en aguas del Caribe colombiano, cerca de la península de La Guajira. Los otros socios son Ecopetrol que tiene otro 30%, y Petrobras, que continuará siendo la compañía operadora, con el 40% restante. En 2011 se registraron 1.500 km² de sísmica 3D para definir la ubicación de prospectos perforables.

En abril de 2011 se materializó el acuerdo con Ecopetrol (ECP) para la entrada de Repsol, con una participación del 50%, en los bloques offshore RC-11 y RC-12 (ECP es el operador y controla el otro 50%). Se trata de un activo con un potencial medio-alto situado en aguas someras colombianas.

En julio de 2011 se terminó la perforación del pozo Chipirón T, en el bloque Chipirón. El pozo resultó descubridor de petróleo en tres niveles y están en curso los trabajos de evaluación de los positivos resultados obtenidos.

En octubre de 2011 se terminó la perforación del pozo Caño Rondón Este, en el bloque Rondón. Tras las pruebas de producción se definirán los resultados alcanzados.

En Guyana, Repsol participa en el bloque Georgetown, donde es el operador con una participación del 15%. Los socios en este proyecto son YPF (30%), Tullow Oil (30%) y CGX Energy (25%). Durante el ejercicio se completaron los trabajos previos al inicio de la perforación del prospecto Jaguar-1X, empleando la plataforma Jack-Up Atwood Beacon. Para iniciar la perforación del sondeo se está a la espera de recibir esta plataforma, que está siendo empleada en Surinam por sus actuales operadores. Se espera que el pozo alcance su profundidad final a mediados de 2012. Se trata de un pozo de aguas someras, pero de alta presión y temperatura debido a su profundidad y a las características geológicas de la zona.

En Cuba, Repsol firmó en enero de 2010 el contrato de alquiler con la compañía Saipem para la utilización del equipo de perforación Scarabeo-9, que cumple con todas las especificaciones técnicas y limitaciones establecidas por la administración estadounidense para operaciones de perforación en Cuba. La plataforma de perforación arribó a aguas cubanas en enero de 2012 y el 31 de enero se inició la perforación del pozo exploratorio Jagüey.

En Ecuador, la compañía ha operado en 2011 con normalidad en los bloques 16 y Tivacuno tras la aplicación de los nuevos contratos de servicios acordada con el Estado ecuatoriano. En el bloque 16, el contrato fue suscrito el 23 de noviembre de 2010, conforme a la fecha límite establecida por la nueva legislación. La fecha efectiva de este contrato fue el 1 de enero de 2011. En el caso del bloque Tivacuno, el contrato fue suscrito el 22 de enero de 2011, siendo su fecha efectiva el 21 de febrero de 2011. Los contratos están suscritos para el periodo 2011-2018. La participación de Repsol en los dos contratos es del 55%. Los socios, con iguales participaciones en ambos bloques, son OPIC (31%) y Sinochem (14%).

África

Repsol tiene una importante presencia en el norte de África, sobre todo en Argelia y Libia, donde participa en importantes proyectos que apoyan el crecimiento sostenido y rentable previsto en los próximos años. Asimismo, está consolidando su presencia en África occidental, especialmente en Angola, Sierra Leona y Liberia.

Libia

Debido al conflicto ocurrido en este país durante gran parte de 2011, la producción cesó completamente a primeros de marzo. En gran parte del mes de febrero, la producción se situó en niveles cercanos al 50%. Durante el segundo y tercer trimestre, Repsol no produjo en los campos.

Tras la resolución del conflicto bélico, la producción en los bloques NC-115 y NC-186 se reinició en octubre. A lo largo de 2012 se prevén alcanzar niveles de producción cercanos a los registrados con anterioridad al conflicto.

Argelia

El importante proyecto de gas de Reggane quedó en 2011 preparado para iniciar su etapa de desarrollo en 2012, una vez obtenida a finales del ejercicio la aprobación definitiva del plan de desarrollo por parte de las autoridades argelinas. Se estima poder iniciar los trabajos de perforación, profundización y completación de pozos en la primera mitad de 2012 con el objetivo de iniciar la producción de gas en 2016. Repsol es el operador del proyecto, con una participación del 29,25%, mientras que RWE posee el 19,5%; Edison, el 11,25%; y la compañía nacional argelina Sonatrach, el 40%.

En el bloque exploratorio Sud-Est Illizi se realizaron durante 2011 trabajos de adquisición, reprocesado e interpretación sísmica, con los que se obtuvo la información necesaria para la campaña de perforación exploratoria que se espera iniciar en 2012. Repsol firmó en enero de 2010 con Sonatrach y la Agencia Nacional de Valoración de Recursos de Hidrocarburos argelina (ALNAFT) el contrato para la exploración y explotación del bloque Sud-Est Illizi, situado en el sudeste de Argelia. El consorcio que lleva a cabo las actividades exploratorias está formado por Repsol (52,5%) como operador, la compañía italiana Enel (27,5%) y la franco-belga GdF-Suez (20%).

Angola

Repsol se adjudicó en enero de 2011 tres bloques exploratorios (22, 35 y 37) en la ronda llevada a cabo en el país. Repsol es la compañía operadora en el bloque 22, con una participación del 30%. Los bloques están ubicados en Kwanza, en aguas profundas de Angola, en una cuenca que los geólogos de Repsol ven como la continuación de la prolífica cuenca de Santos, situada en el offshore brasileño. En diciembre se firmaron los contratos con Sonangol para la entrada en dichos bloques que se incorporaron al dominio minero oficial de la compañía a principios de 2012.

Sierra Leona

Tras los dos descubrimientos exploratorios en aguas profundas del país (con el sondeo Mercury-1 en 2010 y con el Venus B-1 en 2009), en 2011 se realizaron los trabajos necesarios para la perforación del sondeo Júpiter-1, que se inició en noviembre y que se espera completar en el primer trimestre de 2012. La lámina de agua en la ubicación de este sondeo es de

2.200 metros. En febrero de 2012 se ha anunciado que se ha encontrado una columna de hidrocarburos de 30 metros con el sondeo Júpiter-1. Además en 2011, se iniciaron las tareas para la perforación del sondeo Mercury-2, que se completará en 2012 tras el sondeo Júpiter-1.

Repsol ha sido pionera en la exploración en esta región de África. Las operaciones de la compañía, iniciadas en 2003, han dado como resultado el descubrimiento de una zona de alto potencial que se seguirá explorando, junto con sus socios Anadarko y Tullow.

Liberia

Durante el segundo trimestre de 2011 se llegó a un acuerdo para incrementar la participación de Repsol en los bloques LB-15, LB-16 y LB-17 en un 10% adicional, pasando del 17,5% al 27,5% actual. También se acordó la entrada de Repsol, con un 10%, en el bloque exploratorio LB-10.

Europa

Noruega

Tres nuevos bloques exploratorios se añadieron en 2011 a la cartera de proyectos que la compañía está cimentando en este país. A finales del ejercicio, Repsol tenía presencia en ocho bloques exploratorios en aguas de Noruega y en dos de ellos es la compañía operadora (PL-541 y PL-531).

El 1 de enero de 2011, Repsol entró a participar en el bloque PL-529, ubicado en el suroeste del Mar de Barents, en aguas profundas, con la compra a la operadora Eni de una participación del 10%. Este bloque ya tiene una sísmica 3D que delinea el prospecto principal, Bønna. En el programa de trabajo está prevista la perforación de un sondeo exploratorio en dicho prospecto durante la primavera de 2012.

También con fecha efectiva del 1 de enero de 2011 se obtuvo un 10% de la licencia PL-530 mediante la toma de una participación del 10% a la compañía operadora GdF, que mantiene un 30% de interés en la licencia. En octubre se terminó la perforación del pozo exploratorio Heilo, con resultado negativo.

Repsol entró en el bloque PL-531 mediante la toma de participación del 20% de la compañía Marathon, con fecha efectiva de 1 de enero de 2011. Marathon mantiene un 10% de interés en la licencia, pero transfirió la operación a Repsol. El programa de trabajo contempla la perforación de un pozo exploratorio, previsiblemente en 2013. Este será el primer pozo operado por Repsol en aguas noruegas del Mar de Barents.

En 2012 Repsol ha obtenido la adjudicación en el APA2011 (Award on Predefined Areas) de seis nuevas licencias de exploración. Los resultados de las ofertas presentadas en septiembre de 2011 se hicieron públicos el 17 de enero de 2012. De las seis nuevas licencias concedidas, Repsol actuará en una de ellas como compañía operadora. Las licencias están ubicadas en el Mar de Noruega (cuatro), en el Mar de Barents (una) y en el Mar del Norte (una).

España

En junio de 2011 se obtuvo de la Secretaría de Estado de Cambio Climático la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) favorable a la perforación del sondeo exploratorio Siroco A-1, en el Mar de Alborán. Para estos trabajos, previstos para 2013, se estableció el período febrero-abril por temas medioambientales. En 2011 se obtuvo una nueva ampliación del segundo período de exploración de esta área, que fue otorgada y publicada en el BOE en octubre de 2011 y válida hasta agosto de 2013.

Estos permisos (Siroco A-D) fueron concedidos a Repsol en 2004. Desde entonces se ha adquirido sísmica 3D y se ha realizado un estudio de fondos marinos y otros geofísicos y geológicos para determinar la presencia de gas y la ubicación del sondeo exploratorio Siroco A-1.

Dentro de los trabajos para la puesta en producción de los descubrimientos Lubina y Montanazo, en 2011 se instalaron en la plataforma Casablanca las unidades de actuación y control de los equipamientos submarinos. Restaría solamente la instalación de estos últimos y su conexión a los equipos de control de la plataforma, cuya autorización está pendiente de la DIA. El retraso en la obtención de los permisos oficiales ha motivado que la fecha prevista de entrada en producción de estos campos se traslade al cuarto trimestre de 2012.

Repsol realizó en el primer semestre de 2009 estos dos descubrimientos de petróleo en el Mediterráneo español con los pozos Montanazo D-5 y Lubina-1, situados a 45 kilómetros de las costas de Tarragona. Repsol es la compañía operadora en ambos.

En junio se adquirió un 40% de participación en los bloques Bezana y Bigüenzo, en la cornisa cantábrica. La compañía Petroleum O&G España es la operadora de estos bloques con un 60% de participación.

Gas Natural Licuado (GNL)

Entorno y actividad

Las actividades de GNL comprenden la licuefacción, el transporte, la comercialización y la regasificación de gas natural licuado, además del negocio de generación eléctrica de BBE en España y la comercialización de gas natural en Norteamérica. Desde el 1 de enero de 2008, la información que se facilita en este apartado se refiere exclusivamente al segmento comercial de GNL del Grupo Repsol. Para información relativa a las actividades de GNL de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

El mercado de GNL se ha caracterizado durante 2011 por el incremento de la demanda en Japón provocado por el terremoto del 11 de marzo y la posterior crisis nuclear.

Ello produjo un aumento gradual de los precios en el Lejano Oriente, llegando durante el cuarto trimestre hasta el nivel de los 17 y 18 dólares por millón de Btu, y produciéndose un desacople significativo con respecto a los marcadores en Europa [NBP (National Balancing Point) en el nivel de los 9 dólares por millón de Btu], y más aún en relación al Henry Hub, el cual se ha mantenido estable en torno a los 4 dólares por millón de Btu.

Otra característica resaltable del mercado fue la poca disponibilidad de flota, así como las altas tarifas de contratación de flota *spot* como consecuencia del incremento de los trayectos al desviarse grandes cantidades de GNL de la cuenca atlántica a la Pacífica debido al desacople de precios y la caída de la demanda en Europa.

En España, lo más destacable es la caída de la demanda de GNL en conjunción con el mayor suministro de gas por tubo como consecuencia de la entrada del gasoducto del Medgaz.

En cuanto al mercado de generación eléctrica, el precio medio aritmético del pool eléctrico español fue de 49,9 euros por MWh en 2011, lo que supone un aumento del 35% respecto a 2010. La demanda bruta de energía eléctrica en la Península durante el 2011 fue de 255.179 GWh, un 1,8% inferior a la del 2010. La mayor parte de las tecnologías han registrado caídas de producción respecto al año anterior, como la hidráulica,que lo ha hecho en un 28%, y la de ciclo combinado en un 22%, mientras que las centrales de carbón han duplicado su producción respecto a 2010. La generación con tecnología solar ha crecido este año un 43%, con un incremento del 26% en la fotovoltaica y un 193% en la termoeléctrica.

Resultados

El resultado de explotación de la actividad de GNL en 2011 fue de 386 millones de euros, frente a los 105 millones del ejercicio anterior. El EBITDA en 2011 se cifró en 556 millones de euros (277 millones en 2010).

La mejora de los resultados se explica fundamentalmente por los mayores volúmenes (al estar operativa la planta de Perú LNG desde junio de 2010) y márgenes de comercialización de GNL en 2011.

Activos y proyectos

El año 2011 se caracterizó principalmente por ser el primer ejercicio completo de funcionamiento de la planta de licuación Peru LNG, en Pampa Melchorita, que entró en producción en junio de 2010, y en la que Repsol participa con un 20%. Los otros socios en Peru LNG son Hunt Oil (50%), SK Energy (20%) y Marubeni (10%). El suministro de gas natural a la planta procede del consorcio Camisea, también participado por Repsol en un 10%.

La planta, con una capacidad nominal de 4,4 millones de toneladas/año, procesa 17 millones de metros cúbicos al día de gas. Cuenta con los dos mayores tanques de almacenamiento de Perú (con 130.000 metros cúbicos de capacidad cada uno de ellos) y una terminal marina de más de un kilómetro que recibe buques con capacidades de entre 90.000 y 173.000 metros cúbicos.

Además, el proyecto contempla la comercialización en exclusiva por parte de Repsol de toda la producción de la planta de licuación. El acuerdo de compraventa de gas suscrito con Peru LNG tiene una duración de 18 años desde su entrada en operación comercial y, por su volumen, se trata de la mayor adquisición de GNL realizada por Repsol en toda su historia.

En septiembre de 2007, Repsol se adjudicó la licitación pública internacional promovida por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para el suministro de GNL a la terminal de gas natural en el puerto de Manzanillo, en la costa mexicana del Pacífico. El contrato contempla el abastecimiento de GNL a la planta mexicana durante un período de 15 años por un volumen superior a los 67 bcm. La planta de Manzanillo, que suministrará gas a las centrales eléctricas

de la CFE de la zona centro-occidental de México, se abastecerá del gas procedente de Peru LNG. Si bien estaba prevista su puesta en marcha en el segundo semestre de 2011, se prevé que finalmente entre en funcionamiento en 2012.

La producción de la planta de Peru LNG en 2011 ha sido de 5,2 bcm (3,8 millones de toneladas/año), más del doble que en 2010, al corresponder al año completo y a unos mejores indicadores de funcionamiento de la planta.

En junio de 2009 se produjo la entrada en producción de la planta de regasificación Canaport LNG, participada por Repsol (75%) e Irving Oil (25%). Se trata de la primera planta de regasificación de GNL de la costa este de Canadá. Ubicada en Saint John (New Brunswick) y con una capacidad inicial de suministro de 10 bcm/año (1.000 millones de pies cúbicos/día), esta terminal es una de las más grandes de Norteamérica y abastece a los mercados de la costa este de Canadá y del noreste de Estados Unidos. Repsol es el operador de la planta y suministra el GNL que alimenta a la terminal, correspondiéndole la totalidad de la capacidad de regasificación. El tercer tanque, que entró en operaciones en mayo de 2010, permite recibir cargamentos de los mayores metaneros diseñados hasta el momento.

En 2010 se firmó con Qatargas un acuerdo plurianual de abastecimiento de GNL para la planta de Canaport LNG. Para el suministro se utilizarán buques Q-Flex y Q-Max, los de mayor tamaño del mundo, con capacidades de 210.000 y 260.000 metros cúbicos, respectivamente, siendo Canaport LNG una de las pocas plantas del mundo capaz de acoger este tipo de buques en su terminal. El acuerdo fortalece la posición de Repsol como suministrador fiable, diversificado y flexible de gas natural para los mercados de Canadá y el noreste de Estados Unidos.

En 2011 cabe destacar la recepción de 14 cargamentos bajo el acuerdo con Qatargas, concentrados en los meses de mayores precios del mercado, así como un fuerte aumento de la utilización de la planta con respecto a 2010, registrándose el récord de producción diaria en enero. Asimismo se prevé continuar con la senda de crecimiento de la actividad de comercialización de gas natural en Norteamérica.

Repsol está presente en el proyecto integrado de GNL de Trinidad y Tobago, en el que participa, junto con BP y BG, entre otras compañías, en la planta de licuación Atlantic LNG. Su estratégica posición geográfica permite abastecer en condiciones económicas ventajosas a los mercados de la cuenca atlántica (Europa, Estados Unidos y Caribe).

Esta planta tiene en operación cuatro trenes de licuación con una capacidad conjunta de 15 millones de toneladas al año. La participación de Repsol es del 20% en el tren 1, del 25% en los trenes 2 y 3, y del 22,22% en el tren 4. Este último es uno de los mayores del mundo, con una capacidad de producción de 5 millones de toneladas/año. Además de participar en los trenes de licuación, Repsol desempeña un papel protagonista en el suministro de gas y es uno de los principales compradores de GNL.

En España, Repsol posee una participación del 25% en Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L. (BBE). Esta sociedad tiene como activo una central eléctrica de ciclo combinado que cuenta con una potencia instalada de 800 MWe. La electricidad producida abastece a la red y se destina tanto al consumo doméstico como al comercial e industrial. Esta instalación, que está situada en el puerto de Bilbao, alcanzó en 2011 una baja disponibilidad asociada a la reparación y posterior sustitución de una carcasa de una turbina, siendo vendido el gas excedentario sin perjuicio económico para la compañía.

En diciembre de 2007, Repsol y Gas Natural SDG firmaron un acuerdo de accionistas con Sonangol Gas Natural (Sonagas) para llevar a cabo trabajos de desarrollo de un proyecto integrado de gas en Angola. Esta iniciativa consiste en evaluar las reservas de gas para, posteriormente, acometer las inversiones necesarias para desarrollarlas y, en su caso, exportarlas en forma de gas natural licuado. De acuerdo con la planificación, Repsol y Gas Natural SDG, a través de la empresa Gas Natural West Africa (GNWA), han participado en los trabajos de exploración que en la actualidad desarrolla Sonagas, el operador del consorcio, en el que GNWA posee una participación del 20%, seguido de Sonagas (40%), ENI (20%), Galp (10%) y Exem (10%).

Como parte de los notables avances estructurales y legales, se ha establecido una sucursal en Luanda y se ha obtenido la concesión de gas y derechos mineros por parte del gobierno de Angola. El Decreto de Concesión fue aprobado por el Consejo de Ministros, ratificado por la Asamblea Nacional y publicado en la Gaceta Oficial del Estado. Asimismo, en julio de 2010 se firmó el contrato de servicios de riesgo.

Por otra parte, en 2011 se realizó la perforación de los pozos Garoupa-2 y Garoupa North, que hoy en día están en evaluación, y cuya evolución permitirá contrastar las expectativas

de recursos de gas que posee el consorcio en dicho campo. Actualmente, se sigue con los trabajos asociados a las actividades de sísmica y de perforación en 2012.

En Brasil, Repsol firmó en diciembre de 2009 su adhesión a una alianza en la que participan Petrobras (51,1%), BG (16,3%), Galp (16,3%) y Repsol (16,3%), y que desarrolla estudios técnicos de ingeniería –Front End Engineering Design (FEED)– previos a la instalación de una planta de licuación flotante (Floating LNG) en los campos BSM-9 y BSM-11. Estos estudios sirven para evaluar la viabilidad técnica y económica de la citada planta de licuación flotante. En 2011 se realizaron en paralelo tres estudios con sendos consorcios distintos para reducir la incertidumbre técnica en un desarrollo pionero en la industria del GNL y para crear competencia entre varios contratistas y obtener así unos costes de desarrollo y construcción más óptimos. Además, los resultados de estos estudios se compararán con otras soluciones logísticas de extracción del gas del presalino brasileño, con el objetivo de seleccionar la mejor opción para la puesta en valor de estos recursos. Repsol tiene asegurada la opción de participar en la construcción de la planta, si finalmente se concluye que el proyecto es viable. La decisión final de inversión está prevista en 2012.

Transporte y comercialización de GNL

La sociedad conjunta Repsol-Gas Natural LNG (Stream), participada al 50% por ambas compañías, es una de las empresas líderes a nivel mundial en comercialización y transporte de GNL, y uno de los mayores operadores en la cuenca atlántica. Entre las misiones de esta compañía figura la optimización de la gestión de la flota de ambos socios, que asciende a 15 metaneros, así como de otros fletados a corto o medio plazo.

Repsol comercializó en 2011, con el apoyo de la gestión de Stream, un volumen de GNL de 11,0 bcm, un 64% más que en 2010, procedentes en su mayor parte de Peru LNG, que se puso en marcha en junio de 2010, y de Trinidad y Tobago. El destino principal de los cargamentos es España, Canaport LNG y el mercado asiático, realizándose ventas tanto en la cuenca atlántica (Europa y América) como en la pacífica. En enero de 2011 entró en vigor un acuerdo con Kogas para el suministro de 1,9 Bcm de GNL, potenciándose el suministro al mercado asiático.

En cuanto a la flota de metaneros, al cierre de 2011 Repsol es propietario de siete metaneros y otros dos en propiedad compartida al 50% con Gas Natural Fenosa, todos ellos bajo la modalidad de time charter, con una capacidad total de 1.248.630 metros cúbicos. Cuatro de estos metaneros fueron incorporados en 2010 en relación con la puesta en marcha del proyecto Peru LNG, uno con Naviera Elcano y tres con Knutsen OAS.

Adicionalmente, Repsol tiene arrendados en 2011 otros cuatro metaneros a medio plazo y otros puntuales de menor duración.

Inversiones

El área de negocio de GNL realizó unas inversiones de explotación en 2011 de 18 millones de euros, frente a los 82 millones de 2010. Esta cantidad se destinó principalmente al proyecto de gas de Angola y a la planta de Atlantic LNG, mientras que la de 2010 corresponde principalmente a la construcción del tercer tanque de la terminal de regasificación Canaport LNG.

Downstream

El negocio de Downstream del Grupo Repsol consiste en el suministro y trading de crudos y productos, refino de petróleo, comercialización de productos petrolíferos y GLP, y producción y comercialización de productos químicos. La información que se facilita en este apartado no incluye las actividades de YPF. Para información relativa a las actividades de Downstream de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía y sus filiales del presente Informe de Gestión Consolidado.

Resultados

Resultado de explotación Millones de euros	**2011**	**2010**	**Variación 2011/2010**
Europa	1.012	1.182	(14%)
Resto del mundo	195	122	60%
TOTAL	**1.207**	**1.304**	**(7%)**

El resultado de explotación en el área de negocio de Downstream se cifró en 1.207 millones de euros, lo que supone una disminución del 7,4% respecto a los 1.304 millones del ejercicio 2010.

La disminución de resultados respecto al año anterior se debe principalmente a los menores márgenes del negocio de Refino y a los menores volúmenes en los negocios comerciales, como consecuencia de la crisis económica, a pesar de la recuperación del negocio químico en el primer semestre del año y de los mejores resultados de la división de Trading.

Refino

El Grupo Repsol posee y opera cinco refinerías en España (Cartagena, A Coruña, Petronor, Puertollano y Tarragona), con una capacidad de destilación total de 896.000 barriles de petróleo/día (incluida en Tarragona la participación en Asfaltos Españoles S.A.). En la refinería de La Pampilla (Perú), en la que Repsol es el operador y tiene una participación del 51,03%, la capacidad instalada se sitúa en 102.000 barriles de petróleo/día.

Entorno y actividad de refino

El año 2011 ha venido marcado por los efectos de la crisis económica internacional. La demanda de productos petrolíferos ha disminuido en los países OCDE, afectando al negocio de refino, especialmente en Europa, donde se han registrado los márgenes de refino más bajos de los últimos años. A lo largo de este año han continuado los cierres de refinerías y se prevé que esta reestructuración del sector continúe en los próximos años en Europa y Estados Unidos con el cierre de las refinerías menos complejas y con menor competitividad. Estos cierres, junto con una previsible recuperación de la demanda a medio plazo, permitirán una recuperación de los márgenes, especialmente los de aquellas refinerías que estén orientadas a la producción de destilados medios y con capacidad para procesar crudos pesados. En cualquier caso, y según datos de la Agencia Internacional de la Energía, el incremento de demanda se producirá fundamentalmente en países emergentes, con China e India a la cabeza.

El índice de margen de refino en España se situó en 2011 en 1,6 dólares por barril, ligeramente inferior al de 2010 (2,5 dólares por barril). En cuanto a Perú, el índice de margen de refino anual se situó en 3,3 dólares por barril, frente a los 4,2 dólares por barril de 2010.

La siguiente tabla muestra la capacidad de refino de las refinerías en las que Repsol tenía participación a 31 de diciembre de 2011:

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

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

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

En este contexto, las refinerías de Repsol gestionadas por la división de Downstream procesaron 31,5 millones de toneladas de crudo, lo que representa un descenso del 2,8% respecto a 2010, una vez descontada la aportación de REFAP tras su venta en diciembre de 2010. La utilización media de la capacidad de refino fue del 71% en España, inferior al 74% del año anterior. En Perú, el grado de utilización también fue inferior al de 2010, pasando del 71% al 69% en 2011.

En la siguiente tabla se desglosa la producción de las refinerías de acuerdo con los principales productos:

PRODUCCIÓN	**2011**	**2010** [3]
Miles de toneladas		
Materia prima procesada [1]		
Crudo	31.483	34.410
Otras materias primas	9.053	7.321
TOTAL	**40.536**	**41.731**
Producción de refino		
Destilados intermedios	17.835	18.668
Gasolina	8.145	9.084
Fuelóleo	6.287	6.081
GLP	1.056	1.166
Asfaltos(2)	1.272	1.478
Lubricantes	242	275
Otros (excepto petroquímica)	2.858	2.250
TOTAL	**37.695**	**39.002**

[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, excepto Refap, que se presenta teniendo en cuenta el 30% de participación poseída por el Grupo en 2010. El 14 de diciembre de 2010 dicha participación fue vendida.

[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.

[3] Los datos de 2010 incluyen la aportación del 30% de la refinería de REFAP cuya venta tuvo lugar en diciembre de 2010.

A continuación, se muestra la procedencia de los crudos procesados en las refinerías del Grupo, así como las ventas de productos petrolíferos.

ORIGEN DEL CRUDO PROCESADO	**2011**	**2010**
Oriente Medio	28%	22%
Norte de África	6%	19%
África occidental	9%	11%
Latinoamérica	26%	25%
Europa	31%	23%
TOTAL	**100%**	**100%**

VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS	**2011**	**2010**
Miles de toneladas [1]		
VENTAS POR ÁREAS GEOGRÁFICAS		
Ventas en Europa	**33.548**	**32.429**
Marketing propio	**20.558**	**20.963**
Productos ligeros	17.580	17.850
Otros productos	2.978	3.113
Otras ventas [2]	**6.400**	**5.591**
Productos ligeros	4.814	3.889
Otros productos	1.586	1.702

Exportaciones [3]	**6.590**	**5.875**
Productos ligeros	1.754	1.688
Otros productos	4.836	4.187
Ventas resto del mundo	**4.257**	**6.184**
Marketing propio	**1.862**	**1.822**
Productos ligeros	1.579	1.469
Otros productos	283	353
Otras ventas [2]	**1.548**	**3.383**
Productos ligeros	1.231	2.517
Otros productos	317	866
Exportaciones [3]	**847**	**979**
Productos ligeros	264	357
Otros productos	583	622
VENTAS TOTALES	**37.805**	**38.613**
VENTAS POR CANALES DE DISTRIBUCIÓN		
Marketing propio	**22.420**	**22.785**
Productos ligeros	19.159	19.319
Otros productos	3.261	3.466
Otras ventas [2]	**7.948**	**8.974**
Productos ligeros	6.045	6.406
Otros productos	1.903	2.568
Exportaciones [3]	**7.437**	**6.854**
Productos ligeros	2.018	2.045
Otros productos	5.419	4.809
VENTAS TOTALES	**37.805**	**38.613**

[1] 2010 incluye la parte correspondiente al 30% de REFAP cuya venta tuvo lugar en diciembre de 2010.

[2] Incluyen ventas a operadores y bunker.

[3] Expresadas desde el país de origen.

En el último trimestre del año, tuvo lugar la puesta en marcha de las ampliaciones y mejoras de las refinerías de Cartagena (C10) y Bilbao (URF), proyectos clave del Plan Estratégico de Repsol que fueron aprobados en 2007 por el Consejo de Administración de la compañía.

Con la finalización de los proyectos, Repsol cumple con los objetivos inicialmente previstos en su estrategia inversora:

- Incremento de la capacidad de destilación y de conversión del sistema de refino para maximizar la producción de destilados medios, en un entorno claramente deficitario, disminuyendo la producción de fuelóleos procesando crudos más pesados.
- Mejorar la eficiencia energética, así como la seguridad y el medio ambiente.
- Colocar el esquema de refino de Repsol entre los mejores y más eficientes.

El proyecto C10 ha permitido incrementar la capacidad de producción del complejo de Cartagena hasta los 11 millones de toneladas (220.000 barriles al día). Orientada a la producción de destilados medios, más del 50%, y con capacidad para procesar crudos pesados y de mayor valor añadido, la refinería ampliada permite mejorar la balanza comercial de España al reducir la importación de combustibles de automoción. Se trata del mayor proyecto industrial de la historia de España, que ha generado riqueza durante la etapa de construcción (3.152 millones de euros de inversión, participación de más de 20.000 personas, media de empleo de 3.000 personas durante tres años) y seguirá generándola en la etapa de explotación (1.600 empleos directos y más de 8.000 empleos inducidos. Con la finalización del proyecto, la refinería de Cartagena es una instalación moderna y se sitúa entre las más eficientes de Europa desde los puntos de vista energético y medioambiental.

Con el Proyecto URF, la refinería de Bilbao incrementa significativamente su capacidad de conversión, procesando crudo pesado y maximizando la producción de destilados medios.

La construcción de ambos proyectos se ha realizado con excelentes ratios de seguridad, en plazo y por debajo del presupuesto aprobado.

Además, ambos proyectos forman parte del programa de Repsol para adaptar sus instalaciones a la producción de combustibles limpios para el transporte, impulsar el uso de biocarburantes (biodiesel) y mejorar la eficiencia energética, la seguridad y el impacto en el medio ambiente.

En el año 2011 Repsol firmó un acuerdo con la empresa coreana SKL para la construcción y operación de una nueva planta de producción de bases lubricantes de nueva generación.

La planta, anexa a la refinería de Cartagena, tendrá una inversión estimada de 250 millones de euros y su puesta en marcha está prevista para el año 2014. Las refinerías de Cartagena y Tarragona proporcionarán la materia prima de alimentación a la planta.

Las bases producidas son necesarias para la formulación de lubricantes para motores Euro IV/V, e implican una importante reducción de emisiones y consumo.

A finales de 2011, y en el marco del plan de integración de personas con capacidades diferentes del Grupo Repsol, 81 personas con capacidades diferentes forman parte de la plantilla en los diversos complejos industriales del Grupo Repsol en España.

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 disminuyeron globalmente un 1,6% en 2011 respecto al ejercicio anterior y se situaron en 22.420 miles de toneladas. Este descenso obedeció a la contracción de la demanda, que fue especialmente acusada en España.

En este mismo sentido, las ventas propias de gasolinas y gasóleos disminuyeron en España un 4%. No obstante, se comportaron mejor que el mercado, lo que se tradujo en una ganancia de cuota de 0,4 puntos porcentuales. Por su parte, estas ventas se incrementaron un 4% en el resto de países.

A pesar de esta reducción de las ventas, el área de Marketing de Repsol consiguió gestionar de forma eficiente el margen de comercialización, tanto en el canal de estaciones de servicio como en las ventas directas dirigidas al consumidor final, aportando unos resultados relevantes, en línea con los del año anterior. Durante 2011 se ha continuado con una estricta política de control del riesgo de crédito.

A finales de 2011, Repsol contaba con 4.506 estaciones de servicio en los países adscritos a la división de Downstream. En España, la red estaba compuesta por 3.620 puntos de venta, de los cuales el 70% tenía un vínculo fuerte y el 26% eran de gestión propia. En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal (425), Italia (166) y Perú (295).

Los puntos de venta (estaciones de servicio y unidades de suministro) del negocio de Downstream a 31 de diciembre de 2011 eran los siguientes:

Puntos de venta	Controladas por Repsol [1]	Abanderadas [2]	TOTAL
España	2.540	1.080	3.620
Perú	264	161	425
Portugal	116	179	295
Italia	52	114	166
TOTAL	**2.972**	**1.534**	**4.506**

[1] Propiedad de Repsol o controlado por Repsol en virtud de contratos comerciales a largo plazo u otro tipo de relaciones contractuales que garantizan una influencia directa a largo plazo sobre dichos puntos de venta.

[2] El término "abanderadas" se refiere a estaciones de servicio propiedad de terceros con las que Repsol ha firmado un contrato de nuevo abanderamiento que le proporciona los derechos de (I) convertirse en proveedor exclusivo de dichas estaciones de servicio y (II) dar su marca a la estación de servicio. En la UE, la vigencia máxima de los contratos es de cinco años.

Repsol comercializa carburante en España bajo las marcas Repsol, Campsa y Petronor, con la siguiente distribución a 31 de diciembre de 2011:

Marca	Puntos de venta
Campsa	200
Repsol	3.086
Petronor	308
Otras	26
TOTAL	**3.620**

Repsol ha continuado implantando en 2011 los compromisos adquiridos con la Unión Europea en 2006, entre los que destacaba la posibilidad de rescate del vínculo concedida a los titulares de derechos reales que, a su vez, eran arrendatarios de estaciones de servicio. El período de vigencia de dichos compromisos ha finalizado el 31 de diciembre de 2011.

En 2011, Repsol ha inaugurado la primera estación de servicio del mundo certificada por Breeam, el método internacional líder en certificación de sostenibilidad de edificios. La estación ha sido construida bajo parámetros de ecoarquitectura, empleando múltiples materiales reciclados y es eficiente energéticamente. Adicionalmente, cuenta también con la certificación de accesibilidad universal AENOR.

En línea con el crecimiento del volumen de los negocios non oil, un 18% en 2011, Repsol ha sido elegida como la marca preferida por los conductores españoles para comprar productos non oil, según un reciente estudio de una relevante empresa independiente del sector de la investigación comercial. Las estaciones de servicio de Repsol son consideradas como las mejores en cuanto a la calidad de su oferta de productos y servicios de las tiendas y a la calidad del servicio ofrecido a los clientes.

En idéntico sentido, Repsol promovió, conjuntamente con El Corte Inglés, una exitosa campaña promocional, por la que se ofrecieron cheques descuento por compras de un determinado valor, tanto en las estaciones de servicio de Repsol, como en las tiendas de la cadena de grandes almacenes.

Adicionalmente, Repsol ha firmado una alianza estratégica con Burger King para el desarrollo de un proyecto de restauración, mediante la instalación de establecimientos de Auto King en estaciones de servicio de la red de Repsol en España.

Fiel a su compromiso con la sociedad, Repsol ha llevado a cabo en 2011 una iniciativa para convertir en accesibles más de 500 estaciones de servicio de su red en España. Gracias a este proyecto, Repsol contará con la mayor red de puntos de venta accesibles de España y una de las más grandes de Europa.

Adicionalmente, la compañía ha inaugurado la primera estación de servicio accesible de Portugal, tanto para empleados como para clientes.

Como evidencia del inequívoco compromiso de esta compañía con el suministro energético sostenible, Iberia y Repsol llevaron a cabo el primer vuelo español propulsado por biocombustibles. Este proyecto, pionero en el sector aéreo, utilizó biocarburantes certificados por el Centro de Tecnología Repsol.

Confirmando la estrategia de crecimiento y consolidación en Asia, Repsol ha comenzado a producir lubricantes en China y Malasia, con una previsión de comercializar cerca de 20.000 toneladas en 2015, lo que equivaldría a más del 25% de las ventas anuales de estos productos de Repsol en España. En la actualidad, Repsol comercializa sus lubricantes directamente o a través de distribuidores, en más de 60 países de América, Europa y Asia.

Repsol trabaja de forma activa desde 2005 en la integración de personas con capacidades diferentes, facilitando su incorporación en plantilla y la formación necesaria, así como la sensibilización del resto de los empleados. La labor que realiza en este ámbito ha sido reconocida en numerosas ocasiones. En 2011, la compañía recibió el premio Discapnet de la Fundación Once y también fue galardonada con el Ability Award a la "Mejor empresa privada" en reconocimiento a su aportación global y significativa en el desarrollo e inclusión laboral de personas con discapacidad.

Fruto del compromiso que Repsol mantiene con la protección del medio ambiente y la seguridad de las personas, el aceite Repsol Bio Telex 46, desarrollado íntegramente en el Centro Tecnológico Repsol, ha sido distinguido por la Comunidad de Madrid con la concesión de la Etiqueta Ecológica Europea (Ecolabel). Esta certificación es la primera que se otorga en España a un aceite lubricante.

Gases licuados del petróleo (GLP)

Repsol es una de las principales compañías de distribución minorista de GLP del mundo, siendo la primera en España y Latinoamérica. Durante el año 2011, ha estado presente en nueve países de Europa y Latinoamérica.

Las ventas de GLP en 2011 ascendieron a 3.033 miles de toneladas, manteniéndose en línea con las de 2010. Por su parte, las ventas totales en España descendieron un 12% en comparación con el ejercicio anterior, perjudicadas por un clima particularmente seco y cálido. En España, Repsol distribuye GLP envasado, a granel y canalizado por redes de distribución colectiva, y cuenta con cerca de 10 millones de clientes de envasado a los que suministra a través de una red de 232 agencias distribuidoras. Del total de las ventas minoristas de GLP en España, las ventas de envasado representaron el 62% en 2011.

Volumen de ventas de GLP	2011	2010
Miles de toneladas		
Europa	**1.486**	**1.680**
España	1.325	1.503
Resto Europa [1]	161	177
Latinoamérica	**1.547**	**1.428**
Perú	625	497
Ecuador	375	368
Argentina	336	332
Chile	194	199
Resto Latinoamérica [2]	17	32
TOTAL	**3.033**	**3.108**
Envasado	1.689	1.761
A granel, canalizado y otros [3]	1.344	1.347
TOTAL	**3.033**	**3.108**

[1] Portugal y Francia

[2] En 2010 Brasil y Bolivia, y en 2011 Brasil.

[3] Incluye ventas al mercado de automoción, de operadores de GLP y otros.

En España, los márgenes comerciales del GLP en 2011 han sido superiores a los del año anterior, en todos los canales, incluso en envasado, a pesar de la modificación del sistema de determinación de los precios ordenado por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo en septiembre de 2009. En la nueva fórmula, el precio que se aplica en un trimestre depende en un 25% de los precios internacionales del trimestre inmediatamente anterior y en un 75% del precio máximo que ha estado vigente en ese trimestre que concluye. El cambio de fórmula tuvo un impacto negativo en los resultados del cuarto trimestre de 2009, en 2010 y también en 2011. De continuar el crecimiento de los precios internacionales del GLP, o de mantenerse en los niveles actuales, también lo tendrá en 2012.

En Portugal, Repsol distribuye GLP envasado y a granel al cliente final y suministra a otros operadores. En 2011 alcanzó unas ventas de 150.000 toneladas, lo que convierte a la compañía en el tercer operador, con una cuota de mercado del 21%.

En Latinoamérica, Repsol es líder en distribución de GLP en Argentina, Ecuador, Perú y Chile. En el mercado minorista de Argentina comercializa GLP envasado y a granel en los mercados doméstico, comercial e industrial, con unas ventas de 336.000 toneladas.

El AutoGas (GLP para automoción) es uno de los carburantes alternativos más utilizados en el mundo. Aunque en España su penetración todavía es limitada, el crecimiento de las ventas se cifró en un 18% en 2011, lo que demuestra un aumento en la demanda de este combustible económico y que ayuda a mejorar la calidad del aire en las ciudades. La industria prevé que en cinco años habrá en circulación unos 40.000 vehículos a AutoGas.

Repsol, consciente del interés por este combustible alternativo, cuenta a finales de 2011 con 80 puntos de venta dotados con surtidores AutoGas; y prevé abrir nuevos puntos a un ritmo de 100 adicionales en los próximos años.

En Perú, Repsol también ha impulsado el desarrollo del mercado de GLP Automotor en 2011, con la firma de un acuerdo comercial con la empresa Relsa, una de las principales compañías en el *renting* de vehículos para empresas.

Repsol continúa impulsando programas de investigación, desarrollo e innovación centrados en el GLP. Por ejemplo, cabe mencionar la aplicación SolarGas, un sistema de abastecimiento energético integral de vanguardia, que combina la energía solar con el GLP para proporcionar agua caliente a hogares y empresas de manera sostenible y económica, con muy bajas emisiones de CO_2; o nuevas aplicaciones en agricultura, pesca, desarrollo de productos y servicios como el Easy Gas de Portugal.

Química

La actividad química, adscrita a la división de Downstream, produce y comercializa una amplia variedad de productos, abarcando desde la petroquímica básica hasta la derivada. Comercializa sus productos en más de 90 países y lidera el mercado en la Península Ibérica.

La producción se concentra en tres complejos petroquímicos, situados en Puertollano y Tarragona (España), y en Sines (Portugal), en los que existe un alto nivel de integración entre la química básica y la química derivada, así como con las actividades de refino en el caso de los complejos de España. Repsol cuenta también con diferentes compañías subsidiarias y filiales, a través de las cuales dispone de plantas dedicadas a la fabricación de derivados del estireno, especialidades químicas y caucho sintético, este último a través de Dynasol, alianza al 50% con el grupo mexicano KUO, con plantas en España y México.

El resultado de explotación de la actividad química adscrita a la división de Downstream en 2011 presenta un incremento del 113% frente al año anterior. La mejor situación, tanto en lo referente a la demanda como a los márgenes, a lo largo del primer semestre del año y la consolidación de fuertes medidas de reducción de costes, optimización y ajustes de la producción en las plantas, han permitido la mejora del resultado a pesar del debilitamiento del sector experimentado en el segundo semestre del año.

Las ventas a terceros en 2011 ascendieron a 2,66 millones de toneladas, frente a los 2,62 millones de toneladas de 2010, lo que supone un incremento del 1,6%.

Adicionalmente, durante 2011 han continuado las inversiones destinadas principalmente a la mejora y optimización de los activos existentes, a mejoras en la eficiencia, reducción de costes y a la mejora de los estándares de calidad, seguridad y medio ambiente.

MAGNITUDES OPERATIVAS (QUÍMICA)	2011	2010	VARIACIÓN 2011/2010
Miles de toneladas			
Capacidad			
Petroquímica básica	2.808	2.808	0%
Petroquímica derivada	2.933	2.933	0%
TOTAL	**5.741**	**5.741**	**0%**
Ventas por productos			
Petroquímica básica	889	874	1,7%
Petroquímica derivada	1.770	1.744	1,5%
TOTAL	**2.659**	**2.618**	**1,6%**
Ventas por mercados			
Europa	2.312	2.263	2,1%
Resto del mundo	348	355	(1,9%)
TOTAL	**2.660**	**2.618**	**1,6%**

La tabla que sigue muestra la capacidad de producción de los principales productos petroquímicos dentro del negocio de Downstream, principalmente en Europa, a 31 de diciembre de 2011.

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN	TOTAL
Miles de toneladas	
Productos petroquímicos básicos	
Etileno	1.362
Propileno	904
Butadieno	202
Benceno	290
Etil ter-butil éter	50
Derivados petroquímicos	
Poliolefinas	
Polietileno[1]	875
Polipropileno	520
Productos intermedios	
Óxido de propileno, polioles, glicoles y estireno monómero	1.189
Acrilonitrilo/Metil metacrilato	166
Caucho[2]	115
Otros[3]	69

(1) Incluye los copolímeros de etilén vinilacetato (EVA) y etileno butilacrilato (EBA).
(2) Incluye 55.000 toneladas de capacidad de producción situada en México.
(3) Incluye derivados del estireno y especialidades.

Nuevas energías

En 2010 y adscrita a la Dirección General de Downstream, se creó la Unidad de Negocio de Nuevas Energías para impulsar y dar sentido de negocio a nuevas iniciativas que contribuyan a la visión de un futuro de la energía más diversificado y menos intensivo en emisiones de dióxido de carbono.

La Unidad de Negocio de Nuevas Energías de Repsol se encarga de identificar oportunidades, promover proyectos y llevar a cabo iniciativas de negocio en ámbitos como la bioenergía y las energías renovables aplicadas al transporte y a otras áreas que puedan presentar sinergias con los actuales negocios de Repsol y con los entornos geográficos en los que opera.

En este contexto, Repsol ha continuado en 2011 el desarrollo de los proyectos iniciados el año anterior, consistentes en la toma de participación y responsabilidad de gestión sobre las empresas KUOSOL, dedicada al desarrollo de bioenergía a partir del cultivo de jatrofa curcas; AlgaEnergy, en investigación de microalgas; Orisol, dedicada a la promoción de proyectos eólicos; e IBIL, la empresa de servicios de recarga para vehículos eléctricos.

En el ámbito de la expansión de IBIL, Repsol ha alcanzado en 2011 acuerdos de colaboración comercial con Renault-Nissan, Peugeot y Opel para la promoción de la venta de vehículos eléctricos por parte de los fabricantes de vehículos y la instalación de puntos de recarga por parte de IBIL.

Adquisición de Sea Energy Renewables

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

En el marco de esta operación, Repsol alcanzó un acuerdo con EDP Renováveis para desarrollar conjuntamente dos de estos parques, en concreto los parques Moray Firth, de 1.500 MW y el parque Inch Cape, de 905 MW, en los que, tras esta operación, Repsol posee 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 la fase de desarrollo de los proyectos, que finalizará entre 2014 y 2015, se realizarán los estudios y trabajos necesarios para obtener los permisos de construcción y operación de las instalaciones, cuya puesta en marcha tendría lugar, en su caso, entre 2015 y 2020. El proyecto permitirá a Repsol aplicar su capacidad tecnológica en operaciones offshore, así como su experiencia en grandes proyectos de ingeniería.

Inversiones

En el área de Downstream, las inversiones de explotación ascendieron a 1.712 millones de euros, frente a los 1.612 millones del ejercicio anterior, lo que representa un aumento del 6,2% La mayor parte de esta cantidad se destinó a los proyectos de refino, especialmente en España, y a mejoras operativas, de las instalaciones y de la calidad de los carburantes, así como de la seguridad y del medio ambiente, descritas en los epígrafes anteriores.

Desinversiones

En noviembre de 2011, Repsol vendió la filial de distribución de gas licuado del petróleo (GLP) Repsol Gas Brasil a la compañía Ultragaz, por un importe de 20 millones de euros. Con esta venta, Repsol ha finalizado la desinversión en activos no estratégicos de Downstream en Brasil para concentrar su actividad en el desarrollo de proyectos de exploración y producción a través de su participada Repsol Sinopec Brasil.

Asimismo, Repsol ha alcanzado un acuerdo para vender su filial Repsol France S.A., dedicada a la distribución en Francia de gas licuado del petróleo (GLP), a Totalgaz, filial del grupo Total.

Repsol seguirá concentrando sus esfuerzos en el sector del GLP en los mercados en los que está presente, con el objetivo de mantener y potenciar su posición de liderazgo.

YPF

Desde que el 1 de enero de 2008 se presentara la nueva estructura organizativa del Grupo Repsol, se informa de forma independiente de las actividades integradas de la cadena de valor (exploración, producción, refino, logística, comercialización y productos químicos) asumidas por YPF y sus filiales. A 31 de diciembre de 2011 el Grupo poseía una participación del 57,43% en YPF, S. A., que está integrada globalmente en los Estados Financieros Consolidados. En esencia, la gran mayoría de las operaciones, propiedades y clientes de YPF están en Argentina.

En diciembre de 2009 se lanzó el Programa de Desarrollo Exploratorio y Productivo 2010-2014, que se inició a comienzos de 2010, y que fijó entre sus objetivos, materializar el plan de exploración y producción de hidrocarburos no convencionales. En mayo de 2011 se informó del descubrimiento de recursos de petróleo no convencional *(shale oil)* en la formación Vaca Muerta, en el área Loma La Lata Norte, en la provincia de Neuquén. En noviembre 2011 y en febrero 2012 se ha elevado la previsión inicial de recursos y reservas del descubrimiento.

En enero de 2012 se anunció el descubrimiento de un reservorio de petróleo convencional en la cuenca Neuquina, en el bloque Chachahuén, ubicado en el extremo sur de la provincia de Mendoza. En esta provincia no había un descubrimiento de esta magnitud desde hace varios años.

En el área de gas, en mayo de 2011 finalizaron los trabajos de desarrollo, construcción y puesta en operación de la terminal GNL Escobar (Provincia de Buenos Aires).

Esta terminal, construida en un tiempo récord de 206 días, es operada por YPF y regasifica el GNL a través de un barco que tiene una capacidad de 17 millones de metros cúbicos al día y 151.000 metros cúbicos de GNL de almacenaje.

En línea con el objetivo de unificar y potenciar la imagen integral de la Red YPF bajo los conceptos de modernidad y racionalidad, durante 2011 se remodelaron 80 estaciones de servicio. En octubre se inauguró en Tigre-Nordelta una estación de servicio innovadora en Latinoamérica. La primera estación hito de la Red YPF posee un diseño arquitectónico muy avanzado, con una edificación concebida de manera sostenible y energéticamente eficiente, en armonía con el entorno natural. Las condiciones del terreno permitieron pensar en el desarrollo de un proyecto atípico, que conjuga las necesidades de los clientes con la preservación y cuidado del medio ambiente. El despacho de combustible se realiza a través de cinco islas de surtidores inteligentes de última generación y que son una novedad para el mercado argentino, lo que agiliza la atención y el servicio. Dentro de los servicios que ofrece destacan la tienda Full, con capacidad para 180 personas, dos puestos para lubricación y diagnóstico, un punto interactivo Serviclub donde los socios pueden realizar auto consultas, cajeros automáticos y lavadero de coches.

En diciembre de 2011, el complejo industrial La Plata superó su récord de producción de naftas destinadas al mercado interno con un volumen de 207.000 metros cúbicos, alcanzando un nuevo máximo anual de 2.174.000 metros cúbicos. Además, se completó la integración de este complejo industrial, unificando la operación y los servicios de la refinería con los del complejo de química. De la misma manera, se completó la integración de la refinería Plaza Huincul y el complejo Metanol.

Resultados

El resultado de explotación de YPF alcanzó los 1.231 millones de euros en 2011, lo que representa un descenso del 15,3% respecto a los 1.453 millones del ejercicio anterior.

Esta disminución es consecuencia principalmente del efecto de las huelgas sobre la producción de crudo, de la inflación de costes y de la suspensión temporal del programa Petróleo Plus. Los mayores ingresos derivados de las ventas de combustibles en las estaciones de servicio y de productos con precios ligados a cotización internacional no pudieron compensar los efectos negativos anteriormente descritos.

La producción promedio anual fue de 495 kbep/día, frente a los 541 de 2010, lo que representa una disminución del 8,5%. El descenso fue del 10,5% en gas, y del 6,7% en la producción de líquidos. La disminución del 7,6% en crudo se debió principalmente a las menores producciones por paros gremiales, especialmente por la huelga de abril a julio en Santa Cruz, y en menor medida, en Chubut.

Inversiones

Las inversiones alcanzaron los 1.548 millones de euros, frente a los 956 millones del ejercicio anterior. Cerca del 70% del desembolso en 2010 se destinó a proyectos de desarrollo de exploración y producción de hidrocarburos, y casi un 27% se destinó a proyectos de modernización del aparato productivo de refino y química.

Upstream

Es el área de negocio que explora, desarrolla y produce hidrocarburos, principalmente en todo el territorio de Argentina, como fuente de abastecimiento del resto de la cadena de valor de la compañía. En Argentina cuenta con 48 bloques exploratorios onshore y offshore, con una superficie de más de 140.000 km², operando directamente o bien asociado en 93 áreas productivas situadas en las cuencas Neuquina, Golfo de San Jorge, Cuyana, Noroeste y Austral. También tiene actividad en Estados Unidos y Guyana, a través de YPF Internacional.

POZOS EXPLORATORIOS TERMINADOS — **A 31 DE DICIEMBRE DE 2011** [1]

	Positivos		Negativos		En Evaluación		TOTAL	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	18	16	6	3	2	2	26	21
Estados Unidos	–	–	1	*	–	–	1	*
TOTAL	**18**	**16**	**7**	**4**	**2**	**2**	**27**	**21**

A 31 DE DICIEMBRE DE 2010 [1]

	Positivos		Negativos		En Evaluación		TOTAL	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	6	6	8	6	–	–	14	12
Estados Unidos	–	–	–	–	–	–	–	–
TOTAL	**6**	**6**	**8**	**6**	**–**	**–**	**14**	**12**

[1] Un pozo bruto es aquel en el que YPF es propietaria de una participación efectiva.
El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

* Menos de un pozo exploratorio.

POZOS DE DESARROLLO TERMINADOS — **A 31 DE DICIEMBRE DE 2011** [1]

	Positivos		Negativos		TOTAL	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos[2]	Netos
Argentina	553	493	8	8	561	501
Estados Unidos	–	–	–	–	–	–
TOTAL	**553**	**493**	**8**	**8**	**561**	**501**

	A 31 DE DICIEMBRE DE 2010 [1]					
	Positivos		Negativos		TOTAL	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	709	616	8	7	717	623
Estados Unidos	–	–	–	–	–	–
TOTAL	**709**	**616**	**8**	**7**	**717**	**623**

[1] Un pozo bruto es aquel en el que YPF es propietaria de una participación efectiva.
El número de pozos netos es la suma de las fracciones de participación que se posee en los pozos brutos.

[2] Hay 98 pozos inyectores que no se incluyen. En total suman los 659 que se informa como pozos de desarrollo

* Menos de un pozo exploratorio.

Dominio minero

La siguiente tabla muestra información del dominio minero desarrollado y no desarrollado de YPF por área geográfica a 31 de diciembre de 2011:

	31 DE DICIEMBRE DE 2011			
	Desarrollado[1]		No desarrollado[2]	
km²	Bruto[3]	Neto[4]	Bruto[3]	Neto[4]
Argentina	6.046	4.484	172.069	95.343
Guyana	–	–	8.400	2.520
Estados Unidos	117	16	1.161	672
Uruguay	–	–	8.500	3.400
TOTAL	**6.163**	**4.500**	**190.131**	**101.935**

[1] El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos.

[2] El dominio minero no desarrollado abarca la superficie en la que no han sido perforados pozos o éstos no se han terminado hasta el punto en que permita la producción de cantidades económicas de petróleo y gas, independientemente de si dicha superficie contiene reservas probadas. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero tanto de explotación como de exploración.

[3] Se considera el dominio minero bruto aquel presentado sin tener en cuenta el porcentaje de participación de YPF en el mismo.

[4] El dominio minero neto es la suma de las fracciones de participación que se posee en el dominio minero bruto.

Principales concesiones productivas por países

La siguiente tabla muestra la información de las principales concesiones productivas de YPF detalladas por países a 31 de diciembre de 2011, indicando también el porcentaje que posee YPF en cada una de ellas.

Principales bloques	% Repsol	Operado (O) / No operado (NO)	Líquidos (L) / Gas (G)
Argentina			
Loma La Lata	100%	O	L - G
Los Perales	100%	O	L - G
San Roque	34%	NO	L - G
Chihuido La Salina	100%	O	L - G
Acambuco	23%	NO	L - G
Chihuido Sierra Negra	100%	O	L - G
Manantiales Behr	100%	O	L - G
El Portón	100%	O	L - G
Barranca Baya	100%	O	L - G
Puesto Hernández	84%	NO	L
Seco León	100%	O	L - G
Aguada Toledo - Sierra Barrosa	100%	O	L - G
Magallanes	63%	NO	L - G
Aguada Pichana	27%	NO	L - G
Desfiladero Bayo	100%	O	L - G
CNQ 7A	50%	NO	L
Señal Picada	100%	O	L - G
Tierra del Fuego	30%	NO	L - G
Vizcacheras	100%	O	L - G
Lomas del Cuy	100%	O	L - G
Chihuido La Salina Sur	100%	O	L - G
Estados Unidos			
Neptuno	15%	NO	L
Neptuno Norte	15%	NO	L

Precios medios de realización de crudo y gas por área geográfica.

	A 31 DE DICIEMBRE 2011		A 31 DE DICIEMBRE 2010	
	Precios de realización medios de crudo (€/Bbl)	Precios de realización medios de gas (€/Boe)	Precios de realización medios de crudo (€/Bbl)	Precios de realización medios de gas (€/Boe)
Argentina	42,76	9,66	37,49	9,78
Estados Unidos	72,46	17,50	56,10	22,93

Nota: corresponde a un dato origen en dólares convertido a tipo de cambio medio acumulado dólar/euro de cada periodo.

Descubrimientos

Convencional

YPF completó en 2011 la perforación de diez pozos exploratorios en la cuenca Neuquina (cinco de ellos en áreas no operadas). Del total de pozos perforados, cuatro fueron descubridores (Triquileu sur x-1, Jagüel Casa de Piedra este x-1 y x2, y Chachahuen Sur x-2) y tres esperan terminación.

En enero de 2012 se anunció el descubrimiento de un reservorio de petróleo convencional en la cuenca Neuquina, en el bloque Chachahuén, ubicado en el extremo sur de la provincia de Mendoza.

La campaña exploratoria desarrollada durante el ejercicio consistió en la perforación de tres pozos con profundidades de entre 1.000 y 1.500 metros. Los sondeos documentaron el desarrollo de capas mineralizadas de la Formación Rayoso con espesores promedios de 10 metros. Dos de los pozos fueron testeados aportando en conjunto 500 barriles diarios de petróleo de densidad media (24° API). El tercero, recientemente perforado, se encuentra en etapa de ensayo.

No convencional

En el marco del Programa de Desarrollo Exploratorio y Productivo 2010-2014 se ha completado la primera etapa de desarrollo, con 15 pozos verticales en la zona norte de Loma La Lata y Loma Campana (provincia de Neuquén), con objetivo *shale oil* en la formación Vaca Muerta, todos ellos con producciones iniciales de entre 200 y 600 bep por día.

Continuando con el proyecto exploratorio en la zona de la formación Vaca Muerta, se completó la perforación de dos pozos verticales en los bloques Bajada de Añelo y La Amarga Chica, ambos situados al norte del área mencionada anteriormente. El pozo BAñ.x-2 arrojó una producción de crudo de alta calidad (48° API), mientras que en el pozo LACh.x-3 se obtuvieron resultados positivos en las pruebas realizadas, produciendo crudo de 35° API. El resultado de estos pozos está en línea con los resultados previos. Los recursos asociados a esta área están en proceso de evaluación y pendientes de actividad adicional que está siendo ejecutada.

Se estima que la formación Vaca Muerta se extiende sobre una superficie total de unos 30.000 km², de la que YPF tiene derechos sobre unos 12.000 km². Los primeros resultados indicarían que un 77% de su área sería petróleo y el resto se repartiría entre gas húmedo y gas seco.

Producción

La producción de hidrocarburos de YPF al cierre de 2011 fue de 180,7 Mbep, un 8,5% inferior a la del año anterior. La producción de líquidos se situó en 100,4 Mbbl, siendo la de crudos de 81,4 Mbbl, y la de gas, de 80,3 Mbep. Los paros gremiales, que tuvieron lugar principalmente en el sur durante el período abril-julio, recortaron la producción en 9,5 Mbep. Sin tener en cuenta los paros gremiales y pérdidas ocasionadas por terceros, la producción de crudo disminuiría un 2,5% respecto al mismo período del año anterior.

En el marco del programa de Gas Plus, destinado a impulsar la producción de gas, YPF obtuvo la aprobación de los proyectos "Lajas Tight Gas", "Piedras Negras-Señal Lomita", "Rincón del Mangrullo" y "Precuyano - Cupen Mahuida". En las áreas en asociación se consiguió asimismo la aprobación de los proyectos Gas Plus en Aguada Pichana y en Lindero Atravesado.

Producción neta de líquidos y gas natural por área geográfica:

	2011			2010		
	Líquidos	Gas natural	TOTAL	Líquidos	Gas natural	TOTAL
	Mbbl	bcf	Mbep	Mbbl	bcf	Mbep
Argentina	99	451	180	107	505	197
Estados Unidos	1	1	1	1	1	1
TOTAL PRODUCCIÓN NETA	**100**	**453**	**181**	**107**	**506**	**197**

Pozos productivos por área geográfica:

	A 31 DE DICIEMBRE DE 2011 [1]			
	Crudo		Gas	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Argentina	11.559	9.918	841	529
Estados Unidos	7	1	–	–
TOTAL	**11.566**	**9.919**	**841**	**529**

	A 31 DE DICIEMBRE DE 2010 [1]			
	Crudo		Gas	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Argentina	11.036	9.378	831	542
Estados Unidos	7	1	–	–
TOTAL	**11.043**	**9.379**	**831**	**542**

[1] Un pozo bruto es aquel en el que YPF tiene un porcentaje de participación. Un pozo neto existe cuando la suma de los porcentajes de participación en varios pozos es igual a 100%. El número de pozos netos es la suma de las participaciones en los pozos brutos expresados en números enteros y fracciones de números enteros.

Reservas

Al cierre de 2011, las reservas probadas de YPF, estimadas de conformidad con el marco conceptual establecido 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 1.013 Mbep, de los cuales 585 Mbep (58%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 427 Mbep (42%), a gas natural.

La evolución de las citadas reservas fue positiva en 2011, con la incorporación de 202 Mbep, de los cuales 137 corresponden a petróleo. Destaca la incorporación de un importante proyecto de desarrollo de petróleo en reservorios no convencionales (Vaca Muerta) en la unidad de negocio Neuquén Gas y la extensión de las concesiones en todas las áreas de reservas de la unidad de negocio Mendoza.

En 2011 se consiguió un ratio de reemplazo de reservas del 112% para petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural (153% en petróleo crudo, condensado y GLP, y 60% en gas natural).

Actividad

ACTIVIDAD PRESENTE DE YPF POR ÁREA GEOGRÁFICA	A 31 DE DICIEMBRE DE 2011					
	Dominio minero[1]				N° de pozos exploratorios en perforación [3]	
	N° de bloques		Área neta(km²)[2]			
	Desarrollo	Exploración	Desarrollo	Exploración	Brutos	Netos
Argentina	93	48	26.752	73.075	9	6
Guyana	–	1	–	2.520	1	*
Estados Unidos	5	49	16	672	–	–
Uruguay	–	2	–	3.400	–	–
TOTAL	**98**	**100**	**26.768**	**79.667**	**10**	**6**

[1] Operado y no operado por YPF.

[2] El dominio minero bruto es la extensión de un área en la que YPF tiene un porcentaje de participación. El dominio minero neto es la suma de las participaciones en el dominio bruto.

[3] Un pozo bruto es un pozo en el que YPF tiene un porcentaje de participación. Un pozo neto existe cuando la suma de los porcentajes de participación en varios pozos es igual a 100%. El número de pozos netos es la suma de las participaciones en los pozos brutos expresados en números enteros y fracciones de números enteros.

* Menos de un pozo exploratorio.

Argentina

Durante el ejercicio, las principales actividades de exploración de YPF en Argentina tuvieron los siguientes focos:

Offshore. YPF es actualmente el operador de tres bloques:

- En la cuenca de Malvinas (Argentina), en los bloques CAA40 y CAA46, donde se perforó en busca de petróleo el sondeo Malvinas x.1 a una profundidad de agua de 490 metros y con una profundidad final de 2.000 metros, con resultado negativo. YPF poseía una participación del 33,5%. En diciembre se devolvió a la Secretaría de Energía de la Nación el 100% del área CAA-40 y 50% del área CAA46, al haberse cumplido el primer periodo exploratorio, y se incrementó la participación de YPF en la misma al 100%.
- Bloque E1, en la cuenca Colorado (Argentina), a una profundidad de 1.600 metros, que se encuentra en la etapa inicial de planificación de pozos. YPF posee una participación del 35%.

YPF también participa con un 30% en el bloque E3 de la cuenca Colorado, siendo el operador uno de los socios. Durante 2011 se llevaron a cabo estudios de geología y geofísica para definir el diseño de la sísmica a registrar.

Onshore

No convencional

- ***Shale oil:*** En el marco del Programa de Desarrollo Exploratorio y Productivo 2010-2014, se realizaron en 2011 quince pozos exploratorios verticales en la formación Vaca Muerta, en Loma La Lata (provincia de Neuquén), cuyos resultados positivos, junto con los estudios sísmicos y geológicos realizados, permitieron estimar la existencia de recursos técnicamente recuperables en esta área. El primer *step out* exploratorio lo constituyó el pozo BAñ.x-2, en el bloque Bajada de Añelo, que resultó productivo. El segundo lo constituyó el pozo LACh.x-3, en el bloque La Amarga Chica. Ambos mostraron buenos resultados en línea con los del sector norte de Loma La Lata y Loma Campana.

  Con respecto a la actividad fuera del ámbito del norte de Loma La Lata y los bloques aledaños, se completó el pozo ChSN.xp-623, situado en el bloque Chihuido de la Sierra Negra. Se estimularon los 150 metros inferiores, obteniéndose petróleo de alta calidad (37°API). Actualmente, este pozo está en espera de terminación.

  Adicionalmente, se realizaron las perforaciones de los pozos LCav.x-2, en el bloque Banduria, MMo.x-1, en el bloque Mata Mora y LAm.x-2 en el bloque Loma Amarilla, y se inició la perforación del pozo Corr.x-1, en el bloque Corralera.

- ***Shale gas:*** A mediados de diciembre se puso en producción el pozo LLLK.x-2h, primer pozo horizontal de la formación Vaca Muerta con objetivo *shale gas.* Dentro del Programa de Desarrollo Exploratorio y Productivo 2010-2014, se comenzó en diciembre el sondeo CA.x-5, en el bloque Cerro Arena, y el sondeo LDMo.x-1, en el bloque Loma del Molle, ambos con objetivo *shale gas* en la formación Vaca Muerta.

Convencional

- **Provincia de San Juan:** se perforó el pozo de estudio Ansilta es-1 (Área Tamberías), que alcanzó la profundidad de 2.507 metros bajo boca de pozo (mbbp), y sin evidencias de hidrocarburos. Con este resultado, el bloque será devuelto al finalizar el segundo período exploratorio, en marzo de 2012.
- **Provincia de Chubut:** se perforó en el sector suroeste de la cuenca de Cañadón Asfalto el pozo de estudio Las Coloradas es-1 (Área Gan Gan), que en la profundidad de 1.600 mbbp documentó rocas del basamento económico y alcanzó la profundidad final de 2.065 mbbp. Esta nueva información permitirá ir ajustando el modelo prospectivo en una zona que por su potente cobertura basáltica solo se dispone de información proveniente de métodos potenciales y muy escasos datos de sísmica 2D. También se recolectaron muestras para geoquímica de suelos entre Gorro Frigio y Sierra de la Manea, cubriendo 500 km² del área CGSJ V/A.
- **Provincia de Mendoza:** con la interpretación realizada sobre el programa sísmico 3D adquirido en el último trimestre de 2010, se estableció la ubicación de dos pozos exploratorios en el bloque Los Tordillos Oeste, provincia de Mendoza, en sociedad con Sinopec Argentina (antes Occidental Exploration and Production), que tiene una participación del 50%. Para ambos proyectos se han gestionado ante las autoridades de aplicación las respectivas autorizaciones ambientales, que se esperan obtener a mediados de 2012, permitiendo así la perforación de los proyectos. Esta actividad permitirá cumplir con los compromisos de inversión del primer período, que se ha extendido a partir de la aplicación del artículo 1 de la resolución provincial 546/09.
- **Provincia de La Rioja:** se registró un programa de sísmica 2D de carácter regional de 300 kilómetros en el ámbito de los Bolsones Bermejo y Pagancillos (área Bolsón del Oeste). El principal objetivo es contar con una mejor definición de la geometría de las formaciones y visualizar potenciales estructuras que permitan la definición de un prospecto que se prevé perforar en 2012. Además, se realizó un muestreo para geoquímica de suelos sobre 150 km² en la zona oeste de Guandacol.
- **Áreas de frontera:** en el bloque Río Barrancas finalizó la perforación del pozo Puesto Chacaico x-1, alcanzando una profundidad de 836 metros. El pozo presentó impregnaciones de hidrocarburo fresco en varias unidades del Cretácico Inferior, comprobando así la existencia de un sistema petrolero activo para este sector de frontera de la cuenca Neuquina.
- ***Play* Borde de Cuenca:** se inició la exploración en busca de crudos pesados en el borde de la cuenca Neuquina, en el sur de la provincia de Mendoza. El plan de trabajo consiste en la perforación de al menos 15 pozos de estudio con profundidades variables. El objetivo es definir la extensión del *play* y su espesor mineralizado.

En cuanto a la actividad de desarrollo de yacimientos, al cierre de 2011 se habían perforado 659 pozos de desarrollo, incluyendo 98 inyectores, que junto con las actividades de secundaria, reparación e infraestructuras, supusieron una inversión total en desarrollo de 1.510 millones de dólares.

Durante 2011, YPF continuó avanzando en la mejora de sus instalaciones y en la optimización de la producción de petróleo y gas. Se llevaron a cabo nuevas simulaciones de reservorios e instalaciones, a fin de continuar con la optimización de la capacidad de compresión y de las instalaciones de superficie.

Las iniciativas clave de YPF correspondientes a la mejora en activos productivos incluyen:

- **Neuquén Gas:** durante 2011 en el área Loma La Lata se continúo con la implementación del plan integral de explotación en baja presión del yacimiento, realizando la adecuación de otra unidad de separación primaria y estación compresora, además de completar la optimización del sistema de interconexión de estaciones compresoras, lo que permite minimizar pérdidas y flexibilizar el sistema de ductos internos. Asimismo, se inició el piloto de producción en ultra baja presión mediante la instalación de moto-compresores móviles en la boca del pozo. Por otro lado, en la zona de Aguada Toledo-Sierra Barrosa se ejecutó un programa de perforación de 10 pozos nuevos y la reparación de 14 pozos existentes, productores e inyectores, desarrollando así el plan integral de recuperación secundaria, que también incluye la adecuación de instalaciones de superficie. En la misma zona, se inició en el último trimestre del ejercicio la actividad de desarrollo de gas no convencional *(tight gas)* de la formación Lajas, mediante actividad de fractura de pozos existentes y con perforación de nuevos pozos, correspondiente a la UTE Lajas, en asociación con Vale do Río Dolce.
- **Mendoza:** se actualizaron los modelos con la información obtenida el año anterior en el campo Llancanelo y se continuó con la actividad de delineación y pruebas de producción en frío con la perforación de dos nuevos pozos en otras zonas del campo y en reservorios más profundos. Se completó la actividad de perforación prevista para el yacimiento Loma de la Mina con ocho nuevos pozos en distintas posiciones del bloque, se continuó con la perforación en Cerro Fortunoso con ocho pozos dirigidos, y se perforaron dos nuevos pozos en el Valle del Río Grande, obteniéndose en uno de ellos información necesaria para investigar petróleo no convencional en 2012. Para continuar con el desarrollo del campo Desfiladero Bayo se realizaron cinco pozos productores y tres conversiones en la zona Norte. También se perforaron cuatro pozos de reemplazo de inyectores y se realizaron cuatro conversiones en la zona de Desfiladero Bayo Infill, para comenzar a adecuar el campo a los niveles de inyectividad requeridos para el desarrollo planteado en este campo. En 2011 se perforaron siete pozos nuevos, de los cuales tres fueron pozos dirigidos correspondientes al Área de Reserva Chihuido de la Salina (dos en el yacimiento Chihuido la Salina Centro norte y uno en Chihuido La Salina Norte) y cuatro pozos horizontales, de los cuales dos fueron en el Área de Reserva El Portón. Como actividad de *work over* se realizaron 12 reparaciones, de las cuales cinco fueron en el yacimiento El Portón Sur (Área de Reserva El Portón), una en el yacimiento Chihuido La Salina Norte y cinco en el yacimiento Chihuido La Salina Centro Norte (Área de Reserva Chihuido La Salina). En Mendoza Norte se continuó con el proyecto de Vizcacheras Pinch Out con la perforación de 10 pozos, *work over* asociados y sus facilidades. En el área de La Ventana se repararon y reactivaron pozos.
- **Neuquén y Río Negro:** en el yacimiento El Medanito (100% propiedad de YPF), después de una campaña de perforación agresiva durante 2010 (en la región centro oeste), durante 2011 se realizó otra fuerte campaña de perforación incluyendo un nuevo piloto de inyección de agua (en la región suroeste). La actividad de perforación prevista para 2012 incluye la continuidad de un masivo desarrollo en toda la zona, y la terminación de la construcción de nuevas instalaciones que comenzó dos años atrás.
- **Chubut:** el proyecto de desarrollo Integral Manantiales Behr incluye los proyectos denominados El Alba, La Carolina, Grimbeek y Sur Manantiales. Posee actualmente 840 pozos perforados en producción de petróleo y 15 pozos en producción de gas libre; durante 2011 se perforaron 196 pozos, de los cuales se pueden identificar 87 pozos *infill* en el bloque de Grimbeek y 109 pozos de desarrollo distribuidos en los cuatro proyectos, con una inversión total de 283 millones de dólares para este período. El objetivo general de este nuevo proyecto es llegar a obtener un desarrollo integral de nuevas áreas, con la posibilidad de realizar un avance ordenado en construcción de pozos nuevos, implementar nuevos proyectos de recuperación asistida y acompañar el desarrollo con las correspondientes instalaciones de superficie en búsqueda de incrementar el factor de recobro del área. Dentro del área de reserva, el proyecto que cuenta con un mayor potencial de desarrollo por primaria es La Carolina, al que se suma un proyecto piloto de inyección de polímeros en Grimbeek II, la implementación de un proyecto de inyección de surfactantes en Sur Manantiales Behr y el potencial de perforación de pozos *infill* visualizado en algunas zonas.
- **Santa Cruz:** en 2011 se pusieron en marcha 13 proyectos de desarrollo integral a través de cuatro áreas de desarrollo (Las Heras, El Guadal, Los Perales y Cañadón Seco), que comprenden una cartera total de 79 proyectos. Los principales proyectos integrales incluyen Cerro Grande, Maurek, Seco y León Los Perales. Han sido perforados 65 pozos en relación con estos proyectos, los cuales, incluidos los gastos de recursos asociados, representan una inversión total estimada de 154 millones de dólares.

Dentro del desarrollo de nuevos negocios de exploración y producción se pueden mencionar las tareas relacionadas con:

Programa de Desarrollo Exploratorio y Productivo 2010-2014: durante 2010 se firmaron convenios de colaboración con 12 provincias, en los cuales YPF asumió el compromiso de evaluar el potencial exploratorio de las cuencas sedimentarias. Las provincias firmantes fueron Entre Ríos, Formosa, Chaco, Santa Cruz, Buenos Aires, Córdoba, Santa Fe, San Juan, La Rioja, Salta, Misiones y Tucumán. Durante 2011 se han mantenido reuniones técnicas con representantes de esas provincias y se han concluido tres de las cuatro fases contempladas para el periodo 2010-2012, previéndose la entrega del informe con la identificación de oportunidades en el primer cuatrimestre de 2012.

Dominio minero explotación: a partir de 2011 se otorga oficialmente la extensión por 10 años de 16 bloques de explotación en la provincia de Mendoza, con inversiones en exploración por 54 millones de dólares.

Nuevo dominio minero: hubo una importante participación de YPF en las Rondas de Licitación 2011 de las provincias de Chubut y Mendoza. Se espera por el cierre de las negociaciones de las áreas adjudicadas.

Expansión internacional

La actividad internacional tuvo como foco principal en 2011 la evaluación de oportunidades exploratorias en Sudamérica. En la actualidad, YPF participa en negociaciones en los siguientes países:

- **Colombia:** se ha negociado la entrada en cinco bloques: Catguas, Carboneras, COR12, COR14 y COR33. Los dos primeros lotes se encuentran en la cuenca de Catatumbo, mientras que los restantes se sitúan en la cuenca de Cordillera Oriental. En la actualidad, se está a la espera de las aprobaciones de los organismos estatales competentes. La participación de YPF varía entre el 10 y el 60%, y sería operador en cuatro bloques. El área total del nuevo dominio minero es de 3.398 km². La actividad exploratoria que se debe realizar en los próximos dos años consiste en la adquisición de 180 kilómetros de sísmica 2D y de 50 km² de sísmica 3D, más la perforación de dos sondeos con objetivos no convencionales.
- **Perú:** se espera la firma por parte del gobierno peruano de los lotes 180,182 y 184 de la cuenca de Huallaga, y 176 de la cuenca de Ucayali. En todos los casos YPF tiene una participación del 25% en el consorcio formado con Repsol (operador, 25%) y Ecopetrol (50%).
- **Paraguay:** en septiembre de 2011, YPF recibió la adjudicación del permiso de prospección Manduvira. Este permiso está ubicado en el ámbito de la cuenca de Chacoparaná.
- **Uruguay:** con fecha 30 de mayo de 2011, el Comité de Dirección de YPF autorizó la firma de un contrato de prospección con la ANCAP y la constitución de una sociedad de YPF en Uruguay. El área está ubicada onshore, en la cuenca de Chacoparaná. YPF participa también offshore en las áreas 3 y 4 de la cuenca de Punta del Este, siendo operador de una de estas áreas.
- **Chile:** durante 2011 YPF fue declarada ganadora de los bloques onshore San Sebastián (40%) y Mazarri/Lago Mercedes (50%).

Áreas no operadas

En septiembre de 2010 ocurrió un incidente en la plataforma AM-2 del yacimiento Magallanes, operado por Sipetrol (en el que YPF tiene una participación del 50%) y ubicado en el offshore del Estrecho de Magallanes. A raíz de este siniestro, el campo estuvo fuera de producción hasta diciembre de 2010, cuando comenzó a producir al 30% de su capacidad. Esta situación se mantuvo durante 2011. La puesta en marcha de las plataformas AM-2, AM-3 y AM-6 se realizó con éxito el 22 de diciembre de 2011 y queda por completar la conexión de la AM-1 al TurboCompresor 200 (TC200), ubicado en la AM-2. La producción ascendió a un promedio de 800 metros cúbicos por día de crudo y 1,8 Mm³/d de gas. Cuando se ponga en marcha este equipo se incorporará la plataforma AM-1 con un aporte adicional de 600.000 metros cúbicos al día de gas y aproximadamente 60 metros cúbicos al día de crudo.

En Aguada Pichana, operado por Total Austral y en el que YPF tiene una participación del 27,27%, se delineó y desarrolló el proyecto Las Cárceles. Se registró la sísmica 3D en las Cárceles Oeste a finales de diciembre de 2011 y se comenzó con la interpretación. Se perforó el pozo exploratorio AP.xp-1001 con objetivo *shale gas* en Vaca Muerta (primer pozo *shale* de la UTE) y se encuentra en espera de terminación.

En el bloque CNQ 7A, operado por Pluspetrol, en el que YPF tiene una participación del 50%, se completó la delineación de los reservorios El Corcobo Norte, Jagüel Casa de Piedra, Cerro Huanul Sur y Puesto Pinto, y se ha iniciado su desarrollo. Se inició en diciembre 2011 la inyección en el proyecto piloto de inyección de polímeros en Yacimiento El Corcobo Norte.

Los pozos exploratorios JCPE-x1 / JCPE-x2 fueron perforados en 2011 resultando exitosos económicamente.

Estados Unidos

El campo Neptune estabilizó su producción en 10.000 bbl/día por más de seis meses consecutivos.

A pesar de la falta de nuevas perforaciones, las respuestas satisfactorias del reservorio permitieron incorporar hasta 3,5 Mbbl *(gross)* de reservas probadas, obteniendo un ratio de reemplazo de más del 80%.

El consorcio del campo Neptuno aprobó el desarrollo del pozo SA01ST1 en la locación W2 de dicho campo, de acuerdo a lo propuesto por el equipo técnico de Maxus E&P.

Debido a la falta de perforación de nuevos pozos en 2011, la producción resultó significativamente más baja que el pronóstico original, en más de 1,5 Mbbl. De todos modos, los mayores precios relativos del crudo compensarán parcialmente el déficit.

El comité de Maxus aprobó la extensión de 35 bloques exploratorios que le permitirán en un futuro a la compañía desarrollar nuevas oportunidades de negocio.

Gas natural

Las ventas de gas natural de YPF se cifraron en 12.280 millones de metros cúbicos en 2011, lo que representa un descenso aproximado del 5,5% respecto a los volúmenes comercializados en 2010. La disminución más relevante de las ventas se produjo en el segmento de industrias. En Argentina, la cuota de YPF en este mercado se situó alrededor del 30%. El precio medio del gas natural vendido por la compañía se incrementó un 4,4% respecto al año anterior, especialmente por la disminución del volumen en los segmentos menos rentables.

Dentro del programa impulsado por el gobierno argentino, durante todo el año operó el barco regasificador de GNL ubicado en Bahía Blanca, lo que permitió incorporar al sistema 2.222 millones de metros cúbicos de gas (una cantidad un 23% superior a la del ejercicio anterior). De ese total, 1.218 millones de metros cúbicos fueron inyectados durante los cinco meses del invierno, a razón de 8 Mm³/d, aproximadamente.

Tanto en abril como en diciembre de 2011, YPF llevó a cabo trabajos de adecuación y mejora en las instalaciones de Bahía Blanca, logrando incrementar la capacidad de inyección de gas natural desde 10 hasta 12,5 millones de metros cúbicos al día en abril, y posteriormente hasta 14,5 millones de metros cúbicos al día. Se espera que los trabajos de mejora permitan incrementar la inyección de gas natural hasta 17 millones de metros cúbicos al día en abril de 2012.

Por otra parte, la UTE Escobar (participada al 50% por Enarsa e YPF), con YPF como operador, finalizó el ejercicio con los trabajos de desarrollo, construcción y puesta en operación de la terminal GNL Escobar.

Esta terminal está siendo operada por YPF y regasifica el GNL a través de un barco con capacidad para regasificar 17 millones de metros cúbicos al día y almacenar 151.000 metros cúbicos de GNL. Desde su puesta en marcha en mayo de 2011, esta terminal ha regasificado 1.375 millones de metros cúbicos.

ENARSA e YPF se han asociado bajo la forma de UTE con el objeto de llevar a cabo de forma conjunta la ejecución y explotación del proyecto GNL Cuatreros. Cada una de las empresas tendrá una participación del 50%, con YPF como operador de la UTE.

Este proyecto estará ubicado en Bahía Blanca y se encuentra en su fase de desarrollo.

Refino, logística y marketing

YPF posee tres refinerías: La Plata (en la provincia de Buenos Aires), Luján de Cuyo (en Mendoza) y Plaza Huincul (en Neuquén). La Plata tiene una capacidad de destilación de 189.000 barriles por día y una capacidad de conversión de 119.000 barriles diarios; Luján de Cuyo cuenta con una capacidad de destilación de 105.500 barriles por día y una capacidad de conversión equivalente; y Plaza Huincul tiene una capacidad de destilación de 25.000 barriles por día. Además, la refinería La Plata cuenta con una planta de elaboración de lubricantes con una capacidad de 860 metros cúbicos por día de bases terminadas.

La actividad logística de crudos se realiza a través de tres empresas con participación accionarial de YPF (Oldelval, Termap y Oil Tanking Ebytem), buques contratados y dos oleoductos propios (Puesto Hernández-Luján de Cuyo y Puerto Rosales-La Plata). La logística de los productos se realiza fundamentalmente a través de dos poliductos propios (Luján de Cuyo-San Lorenzo-La Matanza y La Plata-La Matanza), tres puertos de carga, 12 buques tanques, ocho barcazas, cuatro remolcadores, 16 terminales (nueve con puerto asociado), seis plantas de GLP, 54 aeroplantas y 1.600 camiones.

Además, tiene el 50% de participación en Refinor, empresa que refina, transporta y comercializa combustibles (70 estaciones de servicio, 35 teniendo en cuenta el 50% de participación de YPF) y derivados en el noroeste argentino.

Las refinerías de YPF procesaron 45,2 miles de metros cúbicos al día en 2011, lo que supone un descenso del 4,2% en comparación con 2010. Esta disminución se debió principalmente a los conflictos gremiales que afectaron a las operaciones de crudo proveniente de la cuenca del Golfo de San Jorge durante el primer semestre, a la baja disponibilidad de crudo neuquino y a los paros programados de unidades.

Pese a estos condicionantes, a lo largo de 2011 se mantuvieron altos rendimientos de GLP, gasolinas y destilados medios.

Conforme a los últimos estudios de benchmarking, los estándares de mantenimiento y disponibilidad mecánica de las unidades de Refino YPF están entre los mejores en su tipo a nivel mundial.

Se optimizó la carga y, por tanto, la utilización de las unidades de conversión, permitiendo que la producción de gasolinas para el mercado interno ascienda a 3,7 millones de metros cúbicos, implicando un incremento del 8,8% respecto al ejercicio anterior y un nuevo máximo en los últimos años.

En 2011 se continuó con el posicionamiento de YPF en la comercialización de IFO (bunker naval). El desarrollo logístico realizado posicionó a YPF como uno de los primeros suministradores de la zona e incrementó su cuota de mercado desde el 14% de 2007 al 41,4% en 2011.

La siguiente tabla muestra la capacidad de las refinerías de YPF a 31 de diciembre de 2011:

Capacidad de refino [1]	**Destilación primaria** kbbl/d	**Ratio de conversión** [2] %	**Lubricantes** Miles de toneladas por año
Argentina			
La Plata	189	69	256
Luján de Cuyo	106	110	–
Plaza Huincul	25	–	–
Refinor [3]	13	–	–
TOTAL [4]	**333**	**74**	**256**

[1] Información presentada de acuerdo con el criterio de integración en los estados financieros del Grupo Repsol YPF: todas las refinerías reportan al 100%, excepto Refinor (50%).

[2] Expresado como el ratio de la capacidad equivalente de FCC en relación con la capacidad primaria de destilación.

[3] Total de capacidad primaria de destilación: 26.100 barriles por día.

[4] Se refiere a la capacidad total de destilación de YPF en Argentina (tres refinerías de YPF, más la participación en la refinería de Refinor).

En la siguiente tabla se desglosa la producción de las refinerías de YPF atendiendo a sus principales productos:

	A 31 DE DICIEMBRE	
Millones de toneladas	**2011**	**2010**
Materia prima procesada		
Crudo	14,3	15,4
Otras materias primas	0,4	0,4
TOTAL	**14,7**	**15,8**

	A 31 DE DICIEMBRE	
Miles de toneladas	**2011**	**2010**
Producción de refino:		
Destilados intermedios	7.013	7.067
Gasolina	3.711	3.762
Fuelóleo	914	1.440
GLP	620	674
Asfaltos	221	205
Lubricantes	165	181
Otros (excepto petroquímicos)	1.008	936
TOTAL	**13.652**	**14.264**

La utilización de la capacidad de refino fue aproximadamente del 89%, comparada con el 93,2% en 2010.

La actividad logística aumentó un 3% respecto al año anterior, y se obtuvieron altos niveles de ocupación en el uso de ductos, terminales y puertos, así como en el transporte por carretera y en el marítimo y fluvial.

Las inversiones de refino y logística se cifraron en 396 millones de euros en 2011, lo que supone un incremento del 42% respecto al año anterior (148 millones de euros).

Según lo estipulado en la Ley 26.093 de Biocombustibles, el 1 de enero de 2010 entró en vigor la obligación de comercializar gasolinas con bioetanol y gasóleo con biodiésel (FAME). Para tal fin se finalizaron las obras para adecuar la infraestructura de las plantas a la recepción de FAME en las terminales San Lorenzo y Dock Sud, y en las refinerías. Estos trabajos culminaron con la construcción de instalaciones para la recepción y el procesado de bioetanol en las terminales de Luján de Cuyo, Montecristo, San Lorenzo, La Matanza y La Plata, encontrándose en construcción en las terminales Barranqueras, Villa Mercedes y Junín.

Actualmente, continúan las inversiones para la construcción de instalaciones de recepción de bioetanol para la mezcla de gasolinas, y de FAME para la mezcla con gasóleo en las restantes terminales de despacho, así como para la ampliación de la capacidad de transporte del oleoducto Puesto Hernández al complejo industrial Luján de Cuyo.

Asimismo, se ha puesto en marcha la automatización en las terminales Monte Cristo, Luján de Cuyo, San Lorenzo, La Matanza, La Plata y Barranqueras, continuando con el cronograma para las restantes plantas. También se han aprobado las inversiones necesarias para la construcción de tanques que permitirán reforzar la logística y satisfacer la demanda del mercado.

Debido a los cambios en la cesta de crudos disponibles en el mercado interno (crudos mas ácidos, mayor contenido de sólidos) se ha continuado con el plan inversor en el parque refinador incorporando nuevos equipos de procesos y una mejora en la metalurgia de las instalaciones.

En línea con el objetivo de reducir el contenido de azufre en gasolinas y gasóleos para mejorar la calidad de los combustibles, se continuaron con los proyectos de inversión de hidrotratamiento de gasóleo y gasolinas.

En la refinería de La Plata comenzó la construcción y el montaje de la nueva planta de hidrotratamiento de gasóleo, con una capacidad de procesamiento de 5.000 metros cúbicos por día. Esta instalación permitirá obtener un gasóleo con 10 partes por millón (ppm) de azufre. Adicionalmente, se inició la construcción de la nueva unidad de Coque "A", que aumentará la capacidad de procesamiento aproximadamente en un 70%.

En la refinería Luján de Cuyo se ha avanzado con la instalación de una planta de hidrotratamiento de gasóleo de 2.640 metros cúbicos por día y la construcción y montaje de una nueva unidad de hidrotratamiento de gasolina.

Tanto en la refinería de La Plata como en la de Luján de Cuyo se ha puesto en servicio un sistema de compresión que permite recuperar parte de los gases que se enviaban a la antorcha para ser usados como fuel gas en hornos y calderas. En el caso de Luján de Cuyo, la recuperación diaria equivale a 76.800 metros cúbicos normales por día de fuel gas y el caso de La Plata, la recuperación diaria equivale a 130.000 metros cúbicos normales de fuel gas. También implica una mejora medioambiental significativa, ya que se reduce la emisión de CO_2. El proyecto de La Plata se ha convertido en el primero en calificar como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) dentro de la compañía, y el de Lujan de Cuyo está en proceso de calificación por Naciones Unidas.

Durante 2011 empezó un plan de inversiones para aumentar la capacidad de almacenamiento, segregación y despacho de combustibles para todo el país e incrementar la capacidad de almacenamiento de crudo en las refinerías. Esta obra permite incrementar la capacidad de almacenamiento en 160 miles de metros cúbicos de gasóleo, 50 miles de metros cúbicos de gasolinas y 180 miles de metros cúbicos de crudo.

Comercialmente, YPF atiende a distintos segmentos del negocio (retail, agro, industria), para lo cual cuenta con una red de 1.557 puntos de venta en todo el país, permitiendo que la compañía tenga una cuota de mercado superior al 57% en el conjunto de gasolinas y gasóleos.

A través de la sociedad Opessa (100% de participación), gestiona en forma directa 181 estaciones de servicio, cuya venta de combustible representa el 16,6% de las realizadas por el segmento Retail.

En el campo de las tiendas de conveniencia, en toda la red se expande el modelo Full y Full Express (modelo más simplificado), con 359 y 29 puntos de venta, respectivamente, a nivel país incluyendo a la red propia y a los franquiciados.

En línea con el objetivo de unificar y potenciar la imagen integral de la red bajo los conceptos de modernidad y racionalidad, durante 2011 el plan de mejoras de imagen se implantó en 80 estaciones de servicio. En octubre se inauguró la primera estación hito de la Red YPF "Nordelta", que incorpora nuevas tecnologías (etiquetas digitales, televisión corporativa...).

Para la atención del segmento Agrícola, se cuenta con nueve bases diésel propias distribuidas en Argentina, identificadas como "YPF Directos", constituyendo un sistema integral de venta que consolidó la participación de la compañía en un sector vital para el desarrollo de la economía del país y en pleno crecimiento.

A través de dichas bases se comercializan productos como gasóleos, fertilizantes, agroquímicos, y se recibe como forma de pago, entre otros, granos de cereales (fundamentalmente soja), que procesadas, producen harinas y aceite que se comercializan fundamentalmente en el mercado externo. En este orden, en materia de canje de granos, durante 2011 se alcanzó un volumen en operaciones pactadas mayor a 850.000 toneladas.

En el caso del aceite, una parte se destinó a la producción de FAME, producto que se agrega como un componente del gasóleo comercial producido (a diciembre de 2011 el porcentaje de FAME incorporado en el gasóleo es del 7%).

En la sinergia con Química, se comenzó a comercializar un nuevo producto identificado como FS Glifosato II, formulado y producido internamente.

En materia de Minería se han firmado 20 acuerdos comerciales para el abastecimiento de gasóleo y/o lubricantes a distintas compañías mineras a lo largo del país. Para mejorar la atención a este segmento, se inauguraron dos bases propias identificadas como YPF Minero Valles (provincia de Salta) e YPF Montecristo (provincia de Córdoba) y se está trabajando en el análisis de dos nuevas en Quilla (provincia de Santa Cruz) y Albardón (provincia de San Juan).

Durante 2011, la compañía lideró el posicionamiento de la gasolina de mayor calidad (grado 3) "N-Premium", habiendo alcanzado una cuota de mercado del 63,9% y mejorado el mix sobre naftas al 29,2% respecto al 22,6% existente el año anterior.

En gasóleo, se ha impulsado fuertemente la venta del producto *Premium* de bajo contenido de azufre (D-Euro), recomendado para todos los motores de alta gama, alcanzando una cuota de mercado del 62,9% en el segmento Retail y un mix en dicho canal del 18,5 % respecto al 9,7 % de 2010.

Esta estrategia permitió destinar a los canales de industria, transporte y agro una porción mayor del gasóleo Ultradiesel, abasteciendo adecuadamente al mercado y minimizando las importaciones de dicho producto.

En materia de lubricantes, el desempeño de la línea Alta gama livianos representada por el Elaión (producto de alta *performance* para automóviles livianos) fue positiva respecto al año anterior, con un aumento del 12,5% de los volúmenes comercializados.

A finales de 2011, ante las necesidades de un mercado cada vez más exigente, se desarrolló una nueva línea de productos especialmente diseñados para proteger los motores sin importar el tipo de combustibles utilizado, aplicando en la formulación la tecnología Flexlub con compuestos innovadores capaces de neutralizar la acción de los contaminantes y garantizando la limpieza del motor.

Durante 2011 se lograron superar los volúmenes comercializados el año anterior en un 13% de la línea Alta gama pesados, lubricantes premium para motores diésel pesados representados por la serie Extravida que responden a las más elevadas normas de calidad.

En el presente año, YPF lanzó la primera línea de productos para el cuidado del automotor, identificada como "Obsesión" y compuesta por una familia de productos bajo un mismo y único concepto, con un paquete moderno y atractivo, y con una imagen tratada como la de un producto cosmético, incluyendo anticongelantes, refrigerantes, anticorrosivos, líquidos para frenos, líquidos limpiaparabrisas, lavacoches, cera brillo final, renovadores de siliconas, limpia tapizados, limpia motores, aromatizadores y lubricante multipropósito.

En Comercial, las principales líneas estratégicas se orientan a adaptar la gestión hacia un entorno competitivo, posicionando y potenciando los productos o servicios de mayor valor agregado y estudiando nuevas alternativas de negocios.

Se potenciará el crecimiento internacional incorporando a la comercialización de lubricantes en Brasil la constitución de una sociedad propia para el abastecimiento en el territorio chileno de lubricantes de todo tipo y combustibles para el mercado aeronáutico.

Química

El negocio de Química desarrolla su actividad productiva en los complejos industriales de Ensenada, integrada con la refinería La Plata, y en el complejo industrial Plaza Huincul, que integra la refinería Plaza Huincul y el complejo Metanol. Asimismo, YPF realiza actividad química en el complejo Bahía Blanca a través de su participada Profértil.

Estos complejos industriales cuentan con una capacidad de producción total superior a los 2 millones de toneladas por año, destinada a segmentos de mercado como la modificación de naftas, resinas, detergentes, automotriz, solventes, biodiésel, agroquímicos y fertilizantes, entre otros.

Durante 2011 continuó la recuperación de los precios internacionales en los principales productos consolidando la mejora evidenciada hacia finales de 2009. El metanol registró un alza de precios debido a la postergación de proyectos de plantas nuevas y a un nivel de demanda presionando sobre la oferta.

El margen de aromáticos fue levemente superior al de 2010. Esto se debió a que el mix de aromáticos tuvo incrementos del 34% sobrepasando el de la gasolina virgen, que rondó un 31%. La mejora de los aromáticos obedece a un excelente comportamiento de la cadena de valor de los xilenos (que se incrementó en casi un 40%).

YPF mejoró el mix de ventas de aromáticos y metanol, incrementando las ventas en Argentina en un 12,8% respecto al año anterior. El principal motor de este aumento fueron las ventas de metanol al segmento de producción de biodiésel, representando un 46% para este producto.

En 2011 continuó la construcción y montaje del proyecto de la nueva unidad de Reformación con Regeneración Continua de Catalizador (CCR), que permitirá incrementar la producción de aromáticos en un 50% y hacer frente a la creciente demanda interna de componentes octánicos, utilizados en la elaboración de gasolinas de alta calidad e hidrógeno, necesario para los procesos de hidrotratamiento de gasolinas y gasóleos en la refinería de La Plata. La inversión estimada para este proyecto es de aproximadamente 250 millones de euros, la más importante de la petroquímica argentina en la última década.

En abril Profertil inició la construcción de una nueva planta de almacenaje en Puerto General San Martín (Provincia de Santa Fé) con una capacidad de almacenamiento de 200.000 toneladas de fertilizantes. La inversión total estimada asciende a 45 millones de euros.

La siguiente tabla muestra la capacidad de producción de los principales productos petroquímicos:

Capacidad	Toneladas por año
Ensenada:	
Aromáticos	
BTX (Benceno, Tolueno, Xilenos)	244.000
Paraxileno	38.000
Ortoxileno	25.000
Ciclohexano	95.000
Solventes	66.100
Olefinas y Derivados	
MTBE	60.000
Buteno I	25.000
Oxoalcoholes	35.000
TAME	105.000
LAB/LAS	
LAB	52.000
LAS	25.000
Polibutenos	
PIB	26.000
Maleic	
Anhídrido Maleico	17.500

Plaza Huincul:	
Metanol	411.000
Bahía Blanca	
Ammonia/Urea	933.000

Inversiones

Las inversiones de explotación alcanzaron los 2.182 millones de euros, frente a los 1.537 millones del ejercicio anterior. Cerca del 69% de este desembolso se destinó a proyectos de desarrollo de exploración y producción de hidrocarburos, y casi un 27% financió proyectos de modernización del aparato productivo de refino y química.

Gas Natural Fenosa

Resultados

A 31 de diciembre de 2011, Repsol poseía el 30% del Grupo Gas Natural Fenosa, que consolida por integración proporcional. El resultado operativo aportado por dicho grupo ascendió a 887 millones de euros en 2011, un 0,7% superior al resultado del año anterior, en el que aportó 881 millones de euros.

A pesar de unas menores plusvalías contabilizadas por venta de activos con respecto a 2010, el resultado operativo se mantiene entre ambos ejercicios. Esta evolución se explica por la mejora de la actividad de distribución de electricidad en España y los mayores márgenes de comercialización mayorista de gas que se compensan con los menores resultados de la comercialización de electricidad en España, de distribución de electricidad en Latinoamérica y la ausencia de resultados de los activos desinvertidos durante 2010 y 2011.

Los resultados obtenidos ponen en valor los fundamentos del modelo de negocio de Gas Natural Fenosa, basado en un adecuado equilibrio entre los negocios regulados y liberalizados en los mercados gasista y eléctrico, con una contribución creciente y diversificada de la presencia internacional.

A continuación se describen las principales magnitudes del negocio. Para mejor comprensión, las cifras corresponden a los importes generados por Gas Natural Fenosa, si bien la participación del Grupo en la sociedad asciende al 30%.

Distribución de gas

España

El negocio en este país incluye la actividad retribuida de distribución de gas, los ATR (servicios de acceso de terceros a la red) y el transporte secundario, así como las actividades no retribuidas de distribución (alquiler de contadores, acometidas a clientes, etc.).

En el marco del plan de actuaciones aprobado por la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) en relación con el proceso de compra de Unión Fenosa, Gas Natural Fenosa se comprometió a desinvertir determinados activos de distribución de gas.

En este sentido, el 30 de abril de 2010 se materializó la venta de activos de distribución de gas en baja presión correspondiente a 507.726 puntos de suministro y 3.491 kilómetros de redes de distribución, y siguiendo con los compromisos con la CNC por la compra de Unión Fenosa, el 30 de junio de 2011 se cerró la venta de otros 304.456 puntos de suministro de gas natural, con un consumo de 1.439 GWh en la Comunidad de Madrid que han sido adquiridos por el Grupo Madrileña Red de Gas.

En 2011, las ventas de la actividad regulada de gas en España ascendieron a 201.231 GWh, con un descenso del 2,9% respecto al año anterior.

Gas Natural Fenosa ha continuado con la expansión de su red de distribución y el número de puntos de suministro, si bien hay que tener en cuenta que las cifras se ven afectadas por las desinversiones que se han realizado.

Al cierre del ejercicio, la red de distribución de gas alcanzó los 43.871 kilómetros, con un descenso del 2,4%, y el número de puntos de suministro se cifra en 5.050.000, un 4,2% inferior al año anterior, conforme a las desinversiones realizadas para cumplir con el Plan de Actuaciones aprobado por la CNC en relación con el proceso de compra de Unión Fenosa.

Latinoamérica

Corresponde a la actividad de distribución de gas en Argentina, Brasil, Colombia y México. En 2011, la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanzó los 5.882.000. Se han mantenido las elevadas tasas de crecimiento interanual, con un incremento de 217.000 puntos de suministro, destacando Colombia, con un aumento de 108.000 puntos de suministro.

Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica (gas y servicios de acceso de terceros a la red) ascendieron a 191.031 GWh, con un descenso del 5% respecto a las registradas el año anterior. Esta leve reducción es consecuencia principalmente de las menores ventas al sector de generación eléctrica en Brasil, al haber permanecido las reservas de agua de 2011 en niveles muy superiores a las de 2010 y, por lo tanto, han demandado menos gas natural.

La red de distribución de gas se incrementó en 1.339 kilómetros en los últimos 12 meses, alcanzando los 65.831 kilómetros a finales de diciembre de 2011, con un crecimiento del 2,1%.

Italia

El negocio en este país incluye los servicios de acceso de terceros a la red (ATR) y las ventas de gas a tarifa.

Gas Natural Fenosa alcanzó en Italia la cifra de 440.297 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, aumentando así esta cifra en un 4,3% respecto al 31 de diciembre de 2010.

La actividad de distribución de gas se situó en los 3.578 GWh, con un aumento del 5,6% respecto a la del año 2010. La red de distribución se incrementó en 887 kilómetros y alcanzó los 6.736 kilómetros al cierre del ejercicio.

Distribución de electricidad

España

Este negocio incluye la actividad regulada de distribución de electricidad y las actuaciones de servicios de red con los clientes, principalmente los derechos de conexión y enganche, medida de los consumos y otras actuaciones asociadas al acceso de terceros a la red de distribución del ámbito de la compañía. Los puntos de suministro de electricidad experimentaron un ligero incremento del 0,8% en 2011, hasta alcanzar la cifra de 3.748.000.

En 2011 la energía suministrada disminuyó un 1,6%, hasta los 33.916 GWh, recogiendo la disminución del consumo que se ha puesto de manifiesto en todo el ámbito nacional y que es consecuencia del entorno económico y de la climatología de los últimos meses del año, con temperaturas más suaves.

Latinoamérica

Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia, Guatemala, Nicaragua y Panamá.

En mayo de 2011 Gas Natural Fenosa acordó con el fondo de inversión británico Actis la venta de sus participaciones en las distribuidoras DEORSA y DEOCSA, responsables de la distribución eléctrica en Guatemala, así como sus participaciones en otras sociedades con actividades energéticas en el país. Como consecuencia de esta desinversión, el negocio de distribución de electricidad en Guatemala sólo contribuye al resultado durante los cinco primeros meses del año.

Las ventas de actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanzaron los 17.706 GWh, con un descenso moderado del 1,6%, a pesar de la desinversión en Guatemala, y la cifra de clientes registró un descenso del 27,3%.

Moldavia

El negocio en distribución de electricidad en este país consiste en la distribución regulada de electricidad y comercialización a tarifa de la misma en el ámbito de la capital y en zonas del centro y sur del país. El ámbito de la distribución de Gas Natural Fenosa en Moldavia representa el 70% del total del país.

La demanda de energía eléctrica en el ámbito de distribución de Gas Natural Fenosa en Moldavia se incrementó un 3,3% y los puntos de suministro, que se situaron en 819.506, también aumentaron respecto al año anterior. Las ventas de la actividad de distribución de electricidad se cifraron en 2.445 GWh.

Electricidad

España

Este negocio incluye las actividades de generación de electricidad de España, la comercialización mayorista y minorista de electricidad en el mercado liberalizado español, el suministro de electricidad a tarifa de último recurso y el trading de electricidad en mercados mayoristas.

En 2011, la demanda eléctrica peninsular disminuyó un 2,1% respecto al año anterior. Corregido este valor de los efectos de laboralidad y temperatura, la demanda descendió un 1,2%.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 38.081 GWh durante 2011, de los cuales 35.701 GWh corresponden a la generación en Régimen Ordinario y 2.380 GWh, a la generación en Régimen Especial. Respecto al año anterior, presenta una disminución del 0,7% en su conjunto, un descenso del 0,3% en el Régimen Ordinario y del 5,9% en el Régimen Especial. La cuota acumulada de Gas Natural Fenosa en generación de electricidad en Régimen Ordinario a 31 de diciembre de 2011 se situó en el 20,8%, ligeramente por encima de la del año anterior.

La producción hidráulica alcanzó 2.892 GWh, con un descenso respecto a 2010 del 39,1% como consecuencia de un año muy seco desde el punto de vista hidrológico. La generación de electricidad con ciclos combinados en 2011 alcanzó 23.967 GWh, una cifra inferior a la registrada el año anterior. La producción nuclear registró un leve aumento respecto a la de 2010. La entrada en vigor del Real Decreto de Garantía de Suministro ha supuesto para Gas Natural Fenosa que los grupos de carbón nacional, afectados por dicho Real Decreto, funcionasen de manera continuada, con una producción de 4.464 GWh, frente a los 772 GWh en 2010.

Las ventas en la actividad de comercialización de electricidad se cifraron en 35.905 GWh.

Latinoamérica

Corresponde a los activos de generación en México, Puerto Rico, Panamá y la República Dominicana.

La energía generada en Latinoamérica fue de 17.506 GWh en 2011, inferior a la del ejercicio anterior fundamentalmente por los descensos en México, cuya producción se vio afectada por la venta de los ciclos realizada durante 2010.

Kenia

Incluye la generación de electricidad en este país. En 2011, la producción con fuel en Kenia alcanzó los 767 GWh, una cifra muy superior a la registrada en 2010 debido a la alta demanda de producción térmica en Kenia, fruto de un año muy seco desde un punto de vista hidráulico y, consecuentemente, la disminución de los niveles de agua embalsada.

Infraestructuras

Este negocio incluye el desarrollo de los proyectos integrados de gas natural licuado, la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos, la gestión del transporte marítimo y la operación del gasoducto del Magreb-Europa.

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz representó un volumen total de 111.855 GWh, un 1,9% superior al del año anterior. De esta cifra, 80.569 GWh fueron transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 31.286 GWh para Portugal y Marruecos, con un crecimiento del 7,7%.

En relación a las actividades de exploración y producción de gas, en el proyecto de Tánger-Larache (Marruecos), donde la compañía participa con un 24%, se están estudiando alternativas de desarrollo para el primer sondeo.

Aprovisionamiento y comercialización

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas (mayorista y minorista) tanto en España como en el exterior, y de otros productos y servicios relacionados con la comercialización minorista y la de gas a tarifa de último recurso en España.

La comercialización de Gas Natural Fenosa en el mercado gasista español alcanzó los 169.204 GWh, con un descenso del 8,4% respecto al año anterior, fundamentalmente por una menor comercialización a clientes residenciales debido a las desinversiones efectuadas. El aprovisionamiento a terceros en el mercado español se situó en 67.698 GWh tras un aumento del 2,4%.

El suministro al mercado internacional aumentó notablemente, hasta 71.733 GWh, lo que supone un incremento del 30,9%.

Unión Fenosa Gas

Este negocio agrupa las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas realizadas por Unión Fenosa Gas e incluye las infraestructuras de licuefacción en Damietta (Egipto), de regasificación de Sagunto y la gestión de la flota de buques.

El gas suministrado al mercado español alcanzó un volumen de 56.937 GWh, lo que supone un descenso del 4,3% respecto al año anterior. Adicionalmente, se gestionó una energía de 26.503 GWh en operaciones de ventas internacionales.

Inversiones

Las inversiones de explotación del Grupo Repsol correspondientes a su participación en Gas Natural Fenosa alcanzaron los 582 millones de euros durante el ejercicio, frente a los 463 millones de 2010.

Gas Natural Fenosa destinó la parte más significativa de sus inversiones a las actividades reguladas de distribución de gas y electricidad.

España sigue siendo el principal destinatario de la inversión. México y Colombia se mantienen como los principales focos de inversión en Latinoamérica.

Áreas corporativas

Gestión de personas

Al cierre de 2011, Repsol contaba con una plantilla consolidada de 46.575 personas de más de 70 nacionalidades. De esta cifra, un total de 39.622 empleados pertenecían a sociedades gestionadas directamente por Repsol y a ellos se refieren todos los datos incluidos en este capítulo. Los empleados de la compañía se distribuyen en más de 30 países y se concentran en España (43%) y Argentina (37%). También destaca la presencia en países como Perú (9%), Portugal (3,1%), Ecuador (2,3%) y Uruguay (2%). El 48% de los trabajadores se concentran en el área de Downstream; el 39%, en YPF; el 7% en Upstream y GNL,y el 6%, en áreas corporativas.

El 1% de la plantilla corresponde a personal directivo; el 6%, a jefes técnicos; el 44%, a técnicos; el 3%, a administrativos; y el 46%, a operarios. El empleo de carácter fijo supone el 88% del total y las mujeres representan un 27% del conjunto de la plantilla.

Cambio de la estructura organizativa

Durante 2011 y con objeto de adaptar la organización al nivel actual de implementación del Plan Estratégico y dotar de mayor eficacia a la gestión de la compañía, se reorganizó su primer nivel con la creación de la Dirección General Económico Financiera y de Empresas Participadas (que incorpora el control de las sociedades participadas YPF y Gas Natural Fenosa, y las responsabilidades de la Dirección Corporativa de Medios a las responsabilidades de la anterior Dirección General Económico Financiera), así como la dependencia directa del Presidente Ejecutivo de las Direcciones Generales de Upstream y Downstream.

Para garantizar la consolidación y el crecimiento de Repsol en los países donde opera la compañía, se decidió adaptar el modelo organizativo reforzando el rol del responsable del país y, con él, la visión global de la compañía a nivel local.

En el ámbito de los negocios, los principales cambios han sido la organización de Repsol Sinopec Brasil, definida según el nuevo esquema societario, y la creación de Repsol Nuevas Energías UK.

Diversidad y conciliación

El Comité de Diversidad y Conciliación ha continuado trabajando en 2011 en la incorporación de medidas específicas para seguir impulsando la diversidad y la conciliación, a través de equipos multidisciplinares que proponen y fomentan la implantación de iniciativas innovadoras de conciliación, como el teletrabajo, la integración de personas con discapacidad, la flexibilidad de la jornada laboral, la adaptación de las instalaciones y la gestión del tiempo, entre otras.

El teletrabajo ha sido ratificado como una medida de conciliación muy valorada internamente, como se refleja en los resultados de un estudio que ha recogido las opiniones de 2.538 empleados. Tanto los teletrabajadores como sus jefes, compañeros y directivos de la compañía ponen de manifiesto cómo la confianza que el jefe deposita en el teletrabajador influye positivamente en su implicación, motivación y productividad. El programa se ha extendido en 2011 a complejos industriales y delegaciones comerciales en España. Al cierre del ejercicio, un total de 818 personas están adheridas al programa en todo el mundo, lo que demuestra que se trata de una medida de conciliación cada vez más normalizada, clave para la retención y atracción del talento.

Otra de las líneas de actuación tiene como objetivo que los trabajadores de Repsol pueden desempeñar su trabajo con flexibilidad, de forma que pueden adaptar su jornada de trabajo a sus necesidades, siempre que su actividad laboral lo permita y de acuerdo a los usos, costumbres y restricciones que se establezcan en cada país o área geográfica.

Se incluye dentro del concepto jornada laboral flexible a las diferentes fórmulas de redistribución de la misma, bien sea en cómputo diario, semanal/mensual o estacional.

Por otro lado, y adaptándose en cualquier caso a los usos y costumbres de cada país o área geográfica, se establecen los siguientes permisos retribuídos:

- Permiso por maternidad: permite disponer de un permiso de maternidad o licencia pagada con ocasión del parto con una duración mínima de 12 semanas.
- Permiso por lactancia de hijo: las trabajadoras dispondrán en caso de maternidad, siempre que la licencia por maternidad sea inferior a 6 meses, de una permiso pagado por lactancia de una hora diaria de duración, que se prolongará durante los tres meses siguientes a su retorno del permiso legal de maternidad. Este permiso es fraccionable en dos medias horas diarias de ausencia o acumulables en un solo periodo de ocho días laborables completos.
- Permiso por paternidad: los trabajadores dispondrán de un permiso de paternidad o licencia pagada con ocasión del parto con una duración mínima de tres días laborables.
- Permiso por fallecimiento de familiar hasta segundo grado: los trabajadores y trabajadoras dispondrán en caso de fallecimiento de familiares de una licencia pagada de tres días laborables, o cinco si fuera preciso su desplazamiento.
- Permiso por matrimonio: los trabajadores y trabajadoras dispondrán de un permiso o licencia pagada con ocasión del matrimonio o registro oficial como pareja conviviente, con una duración mínima de cinco días laborables.

Estas medidas superan la legislación en la mayoría de los países donde Repsol está presente. En el caso de España, todos los empleados disponen de las siguientes mejoras:

- Se aumenta la edad del menor a 12 años para la reducción de jornada por razones familiares.
- Se equipara la pareja de hecho al matrimonio a todos los efectos, incluido el permiso de 15 días en caso de constitución de pareja de hecho.

El VI Acuerdo Marco de España incorpora la ampliación horaria de entrada y la posibilidad de disminución del descanso dedicado a comida, con el fin de anticipar la hora de salida. Además, permite compatibilizar la reducción de jornada con el teletrabajo.

Asimismo, se promueve la eficiencia de la gestión del tiempo a través de diferentes iniciativas como la difusión de una guía interactiva para el buen uso del correo electrónico y la gestión eficiente de reuniones. El interactivo de la guía ha sido realizado por 9.362 empleados.

En el marco de la igualdad de oportunidades, en Repsol consideramos la diversidad como un elemento enriquecedor que estimula la innovación y la creatividad. En este sentido el Programa de Integración de personas con capacidades diferentes es quizá el más conocido y reconocido externamente.

El programa se inició en el año 2005 en España y su implantación progresiva ha configurado una nueva realidad en Repsol, que cuenta ya con un total de 578 trabajadores con capacidades diferentes; 400 mediante contratación directa y otros 178 mediante medidas alternativas en España (el 3,2% de la plantilla, de acuerdo al cómputo legal). Adicionalmente, trabajan 65 personas con capacidades diferentes en Argentina, 24 en Ecuador, 24 en Perú y 14 en Portugal. El 20% ocupan puestos técnicos.

En 2011 se ha realizado un importante esfuerzo por favorecer la incorporación de empleados con discapacidad en el ámbito industrial y se han continuado realizando acciones de sensibilización. Han participado 6.502 personas en alguna de las jornadas organizadas en distintos centros de la compañía.

Repsol tiene establecidos acuerdos con distintas organizaciones, asociaciones y fundaciones, que asesoran a la compañía en temas de discapacidad y con las que se trabaja en estrecha colaboración desde los inicios del Programa. Entre ellas, destaca en España el Convenio Marco de Cooperación entre Repsol, ONCE y sus respectivas fundaciones, con actuaciones orientadas al desarrollo y potenciación de la integración y normalización social de las personas con discapacidad.

Durante 2011, Repsol Perú ha recibido el distintivo “Empresa Socialmente Responsable” (ESR) como reconocimiento a su gestión responsable como parte de la cultura y estrategia de negocio.

El Gobierto Provincial de Pichincha otorgó a Repsol Ecuador el reconocimiento “General Rumiñahui” por su trabajo socialmente responsable y comprometido con la ciudadanía en la categoría de “multinacionales grandes” y con mención de honor a las buenas prácticas de “Apoyo a la comunidad y voluntariado corporativo” e “Inclusión laboral de personas con discapacidad”.

Además, por segundo año consecutivo, la Fundación Proyecto Padres en Argentina ha concedido a YPF una mención de honor del premio “Hacia una empresa familiarmente responsable”.

En enero de 2011, Repsol obtuvo el Ability Award a la Mejor Gran Empresa Privada. Este premio, entregado en presencia de la Reina Doña Sofía, reconoce públicamente a aquellas empresas e instituciones españolas que desarrollan modelos de negocio sostenibles y que integran la discapacidad en su cadena de valor, ya sea con empleados, proveedores o clientes.

Repsol YPF, S.A es una de las 36 compañías reconocidas con el Distintivo de Igualdad en la Empresa. Éste está promovido por el Gobierno de España y se concede a las entidades que destacan de forma relevante y especialmente significativa en la aplicación de políticas de igualdad de trato y de oportunidades con sus trabajadoras y trabajadores.

En el mes de octubre se abrió un nuevo Programa de Servicios Asistenciales dirigido a todos los empleados fijos y temporales en España, así como a sus familiares (cónyuge o pareja de hecho, hijos, suegros, padres y abuelos) con el objetivo de apoyarles en sus problemas de salud. Entre los servicios ofrecidos se encuentran algunos como el de ayuda a domicilio, a personas mayores, tratamientos especializados, teleasistencia para mayores dependientes o menores a cargo entre otros.

El programa pone a disposición de todos ellos una bolsa de sesiones/servicios gratuitos que pueden disfrutar en sus domicilios en caso de enfermedad propia o de un familiar (psicólogo, enfermero, fisioterapeuta), telefarmacia, profesor particular para hijos en situación de convalecencia, etc.

Encuesta del clima 2011

Durante el año 2011 se realizó la tercera encuesta de clima dirigida a todos los empleados fijos de la compañía (exceptuando a YPF). La participación final de este estudio fue del 82%. Los aspectos que mejor puntuación han obtenido son: proyecto de empresa, temas relacionados con la atracción de Repsol como empleador y diversidad y conciliación.

Se han generado cerca de 500 informes de resultados para satisfacer las necesidades de información demandadas por las distintas direcciones. En todos los informes siempre se ha velado por la confidencialidad.

Durante el año 2011 se han comunicado los resultados a todos los empleados. También durante este periodo, comenzaron a realizarse talleres de identificación de causas, los cuales finalizarán en el primer trimestre de 2012. Estos análisis están ayudando a la definición de acciones de mejora más eficientes.

Dichas acciones se integran en los planes anuales de personas y en los planes de acción de los distintos negocios. Por otro lado, a nivel global, la compañía ha definido unas líneas de acción transversales que serán trabajadas durante todo el año.

Inicio del proceso de cambio cultural

Durante este año 2011, la compañía ha iniciado un proceso de cambio cultural que está implicando una evolución en las formas de trabajar y en la gestión de las personas.

En este sentido, el rol del jefe es vital como transmisor de esta nueva cultura y difusor de los valores que Repsol está poniendo en relieve: la responsabilidad, la transparencia, la innovación, la colaboración o el trabajo en equipo y la igualdad de oportunidades.

Uno de los proyectos más relevantes que ayuda a la implantación del cambio es la construcción de la nueva sede corporativa. El proyecto del nuevo Campus está ayudando a convertir en realidad las nuevas formas de trabajar. El edificio está concebido desde el punto de vista espacial para favorecer estas nuevas maneras, a partir del trabajo en áreas abiertas, la integración de personas de diferentes áreas y negocios en un mismo espacio, la dotación de las mejores tecnologías para favorecer la productividad y la comunicación y la flexibilización de la jornada laboral entre otros aspectos.

La atracción de los mejores

En un entorno laboral complejo, Repsol ha seguido apostando por la implantación de programas dirigidos a captar, motivar y comprometer a los mejores profesionales, ofreciéndoles un lugar atractivo para trabajar y garantizando y promoviendo la igualdad de oportunidades en su desarrollo profesional.

En este sentido, destacan las acciones realizadas para la captación y desarrollo de talento joven a través de los másteres para los perfiles técnicos del Centro Superior de Formación Repsol (CSFR) que en 2011 están cursando 85 profesionales de diferentes países, así como para la contratación de perfiles de gestión a través del Plan de Nuevos Profesionales mediante el cual se incorporaron en el ejercicio 35 personas. El compromiso de la empresa con este colectivo de jóvenes profesionales se está reforzando en 2012, año en el que ha arrancado el nuevo Master de Repsol en Gestión de la Energía.

En 2011 se estableció una estrategia de marketing de empleo específica para el proyecto de captación y retención de talento en áreas industriales. No sólo se ha participado en ferias de empleo, foros y seminarios en poblaciones cercanas a los complejos industriales, incrementando la presencia en universidades de dichas poblaciones, sino que también se han realizado varios procesos de selección en estas áreas de influencia. Cabe destacar en este contexto que, de acuerdo al compromiso de las áreas industriales de la compañía con la incorporación de personas con capacidades diferentes, en este año se han seleccionado nueve personas con estas características para realizar los cursos de operador de planta química en los distintos complejos.

A lo largo del ejercicio se firmaron 16 nuevos convenios de cooperación educativa con nuevas universidades y centros académicos docentes, incorporándose a la organización 365 nuevos becarios. Para este colectivo, se ha optimizado el programa de formación Plan Impulsa, beneficiándose ciertos estudiantes en prácticas de titulación superior de formación online en idiomas y en competencias genéricas, así como de la posibilidad de asistir a conferencias sobre distintas áreas de la compañía en la que desempeñan su actividad.

Se ha acometido una importante mejora del Canal de Empleo en repsol.com. Entre otras cosas, se ha diseñado una nueva *home*, incluyendo nuevos vídeos que dotan a la página de mayor dinamismo. También se han redefinido los contenidos, resultando más clara y accesible la información, así como las ofertas de empleo. El Canal de Empleo ha obtenido la mayor puntuación en la categoría de empleo en el estudio KWD Webranking, en el que repsol.com consolida un año más su liderazgo en el medio digital y mantiene, por sexto año consecutivo, su primera posición de la edición española de dicho estudio.

Repsol sigue atenta a las tendencias sociales. Por ello, y porque se apuesta por la innovación tecnológica en todos los procesos de la compañía, se monitoriza y se recogen los atributos de imagen y posicionamiento de Repsol en las redes sociales, para aprovechar las posibilidades de potenciar la imagen como empleador y utilizar nuevas fuentes de reclutamiento, entre otros cometidos.

La gestión del talento

Uno de los objetivos de la compañía es contar con el talento interno que asegure el logro de los objetivos estratégicos; para ello se cuenta con los mecanismos que aseguran el diagnóstico y desarrollo de las personas que conforman la compañía. Se parte de un catálogo de mecanismos corporativos de diagnóstico para medir las capacidades, desempeño, conocimientos y estilo de gestión de las personas, y en base a ello definir las acciones de desarrollo más adecuadas (movilidad, formación, desarrollo en el puesto y *best practices*) que puedan articular el plan de desarrollo y carrera, tanto de gestión como técnica, para la persona.

Una de las claves a lo largo de este año ha sido trabajar en el estilo de gestión de los jefes, por ello, aparte de los planes de difusión e implantación mencionados, se han puesto en marcha talleres formativos para jefes sobre el estilo de comportamientos así como sobre técnicas para evaluar y dar *feedback*. Un total de 224 jefes han pasado ya en 2011 por los talleres, que seguirán realizándose a lo largo del año próximo. En este contexto de reforzar el estilo de gestión de jefes, se ha llevado a cabo la primera convención para jefes en el área industrial en Tarragona, piloto que será exportado a otros complejos y negocios.

Se ha realizado formación de liderazgo para jefes, logrando una asistencia de un total de 254 jefes en el programa "Comunicar para liderar" impartido en cinco países distintos. Asimismo se ha difundido el estilo y las herramientas de desarrollo corporativas para los jefes en Perú, Portugal y Brasil.

Desde que en marzo 2011 se lanzó el nuevo catálogo de acciones formativas para directores basadas en el Estilo Repsol, 161 directores han pasado por un total de 10 programas formativos a lo largo del año.

Otra línea emprendida ha sido fortalecer, en los profesionales que realizan su gestión en ámbitos internacionales, sus habilidades de liderazgo en entornos multiculturales. Para ello se ha diseñado un programa al que han asistido 38 personas (17 directores y 21 jefes) y se han impartido varias conferencias abiertas sobre multiculturalidad.

Se han consolidado las herramientas que la organización utiliza para evaluar y desarrollar el talento de sus empleados como el *People Review*, que evalúa en detalle a las personas, generando una visión compartida de cada una de ellas: sus fortalezas, áreas de mejora, y perfil profesional. A través de estas revisiones se abren planes de desarrollo y acciones concretas que incluyen movilidades dentro de la organización. En 2011 han sido revisadas 1.907 personas, de ellas 27 en Portugal, 40 en Pérú y 93 en Venezuela y Trinidad y Tobago.

Mediante el *Development Center* se evalúa el nivel de desarrollo de determinados comportamientos de la persona, a través de la realización de pruebas individuales y grupales. Destacan cuatro *Developments Centers* en Brasil y Perú, alcanzando un total de 29 personas revisadas. Dicha herramienta ha evolucionado a un nuevo formato mixto, online y presencial. Asimismo, se ha reforzado la implicación de los jefes culminando el proceso en la elaboración de un Plan de Desarrollo Individual acordado entre jefe y colaborador.

Con el objetivo de potenciar el conocimiento y desarrollo de las personas en países, se ha puesto en marcha un programa de entrevistas de desarrollo con una participación de 58 personas en Brasil y 17 en Estados Unidos.

Durante 2011, también se ha puesto en marcha la herramienta de Evaluación-Feedback que aporta una visión sobre la percepción que jefe, equipo y pares o clientes internos tienen sobre la actuación del evaluado, materializándose en un piloto para los encargados de la red de estaciones de servicio en España. En este programa piloto han sido evaluados 122 encargados y han participado un total de 969 personas. El programa integra la evaluación y las acciones posteriores de seguimiento y apoyo para los encargados, y será implantado para otros jefes en la compañía de manera progresiva.

En 2011, se realizó un diagnóstico de calidad y distribución del conocimiento técnico en las áreas de GNL, YPF Upstream y la Dirección Corporativa de Organización, Procesos y Sistemas, a través de una evaluación de competencias técnicas o conocimientos críticos en el que 1.043 personas han sido evaluadas.

Desde enero de 2011 se han llevado a cabo 7.081 movilidades y 3.373 cambios de clasificación profesional. Dentro del colectivo de directivos ha habido 60 nombramientos y 60 movilidades en el colectivo de directivos.

Formación

Repsol es una compañía comprometida con las personas, que valora, promueve y facilita la formación de sus empleados como eje clave en su desarrollo personal y profesional: una formación enfocada a desarrollar los conocimientos, capacidades, habilidades y actitudes de las personas para alcanzar los objetivos de los diferentes negocios y unidades, y está alineada con la estrategia de la compañía y orientada al desarrollo de la cultura y el estilo de liderazgo de Repsol.

Con el objetivo de mejorar la gestión de la formación presente y futura de la compañía, en 2011 se diseñaron y se lanzaron las nuevas funcionalidades que facilitan y agilizan la gestión de la formación de los empleados y jefes, dando respuesta a la necesidad de estandarización de las herramientas corporativas de gestión de personas en un entorno web único, más accesible y manejable.

En 2011 se han realizado más de 1.541.161 horas de formación dirigidas a más de 37.201 empleados a escala mundial.

Como hito destacan las actividades formativas para nuevos profesionales de Repsol, con la realización de los programas masters de inicio de carrera profesional que recibe este colectivo, incitándoles a aprovechar todas las oportunidades que les brinda Repsol.

Continuando con los esfuerzos iniciados en 2010, se sigue trabajando en el desarrollo de los distintos programas específicos de cada negocio partiendo de un esquema común de trabajo y haciendo un especial esfuerzo en el proceso de reflexión en las necesidades de formación y aprendizaje de los empleados, tanto de carácter estratégico para cada área/unidad, como para la adecuación al puesto y el desarrollo profesional y personal de nuestros empleados.

En esta misma línea de desarrollo de la formación como una palanca estratégica para acompañar la consecución de los objetivos y retos de cada área y de la compañía, durante 2011 se ha potenciado considerablemente la formación *e-learning* a través del Entorno Virtual de Aprendizaje de Repsol lanzado en 2010. Este esfuerzo supone el lanzamiento de actividades en modalidad online así como formación mixta, que complementa formación online con formación presencial en formato modular y distribuido en un periodo relevante de tiempo (entre tres meses y dos años) y de la que se han lanzado, en 2011, nuevos programas dirigidos a colectivos específicos del ámbito comercial, directivos y personas que se integran en la compañía o tienen un cambio de puesto que implica cambio de área o negocio.

Carrera internacional

En la actualidad, Repsol gestiona 661 expatriados.

El año 2011 se ha caracterizado por dar respuesta ágil a las necesidades derivadas de nuevos proyectos que la compañía ha iniciado en varios países; muestra de ello es la incorporación de 166 profesionales con perfil internacional y las 39 movilidades llevadas a cabo entre diferentes países, que aportan a la compañía experiencia específica en áreas claves para afrontar estos nuevos retos. La actuación realizada en la unidad de negocio de Libia focalizada en la atención a los empleados y sus familias ante la compleja situación del país desde la evacuación, encamina el estilo de gestión del colectivo de asignación internacional, caracterizado por un proceso integral que responde tanto a las diferentes necesidades de la compañía como a las necesidades de los empleados y sus familias.

Compensación

En el año 2011 se ha implantado un único calendario a nivel mundial, coordinado con el calendario de Evaluación Anual de Desempeño de la compañía. Este calendario ha permitido alinear mejor el desempeño anual individual con decisiones de reconocimiento, como la subida salarial, promociones o la asignación de incentivos a medio plazo. Esta integración ha conseguido más coherencia, equidad y simplicidad en la gestión de las decisiones de compensación que se han unificado en el tiempo, con ámbito mundial. El objetivo de esta práctica es relacionar y explicar el impacto del desempeño en el reconocimiento retributivo, ofreciendo al empleado una visión global del resultado de su ejercicio anual, y las líneas a seguir para su desarrollo futuro.

También cabe destacar que en 2011 se han aprobado en la Junta General de Accionistas dos sistemas de retribución mediante entrega de acciones:

- Plan de Adquisición de Acciones 2011-2012, se dirige a directivos y empleados del Grupo Repsol YPF en España y tiene como finalidad permitir que aquéllos que lo deseen puedan percibir hasta 12.000 euros de su retribución anual en 2011 y 2012 en acciones de la Sociedad, de acuerdo con el precio de cierre de la acción de Repsol YPF en el sistema de interconexión bursátil (mercado continuo) de las bolsas españolas en la fecha de la entrega al beneficiario, establecida durante los meses de octubre, noviembre y diciembre. En este periodo se han entregado acciones por un importe total de 6,6 millones de euros a los 1.553 empleados del Grupo que se han acogido a este plan.
- Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual, dividido en cinco ciclos dirigido a los Consejeros Ejecutivos, al resto de Directivos y a empleados del Grupo que sean beneficiarios de determinados programas de retribución plurianual en efectivo, y permitirá invertir en acciones de Repsol YPF, S. A. hasta el 50% del importe bruto del incentivo plurianual que perciban en el año de inicio de cada ciclo. Los participantes de cada uno de los ciclos del plan tendrán derecho a recibir una proporción de una acción de Repsol YPF, S. A. por cada tres acciones adquiridas en la inversión inicial correspondiente a cada ciclo, siempre que las acciones se mantengan en el patrimonio del beneficiario durante un período de tres años. El número de beneficiarios que se ha acogido al primer ciclo del plan ha sido de 350, y han adquirido un total de 227.498 acciones.

Evaluación del desempeño

En el ejercicio 2011 se ha cerrado un ciclo completo con el nuevo modelo de Gestión por Compromisos, que impacta en el colectivo de excluidos de convenio de la compañía, excepto en el ámbito de YPF, que en este ejercicio ha implementado un nuevo modelo de gestión del desempeño denominado GPS.

Respecto al colectivo de empleados en convenio, durante el 2011 se han realizado las campañas de evaluación en ciertos ámbitos de los negocios de Refino y Química y en ámbitos de los servicios centrales, en Repsol YPF SA.

Modelo de aportación

Ante el reto que supone el nuevo panorama económico y social, que ha acelerado la necesidad de adaptación de las empresas a los mercados, el Grupo Repsol ha realizado una revisión del modelo de gestión de personas. Así, a finales de 2010, tomando como referencia el diagnostico de clima laboral en el que participan todos los empleados del grupo, se realizaron entrevistas a toda la alta dirección de la compañía para recoger información sobre las áreas de mejora de este modelo.

Como conclusión de ello surgieron dos líneas ligadas al objetivo de reconocer la aportación de las personas que integran Repsol:

- Evolucionar el sistema de gestión del desempeño del colectivo de directivos y personal de especial responsabilidad de la compañía, denominado GxC (Gestión por Compromisos), para adaptarlo, después de tres años desde su implantación, a las necesidades actuales.
- Analizar la posibilidad de implantar modelos que potencien el compromiso de todas las personas que integran la empresa, tratando de reconocer todas las aportaciones de valor, independientemente del nivel organizativo o profesional dentro de la compañía, y que permitan ligar el reconocimiento con la aportación.

Desde la década de los años 90 el Grupo Repsol viene introduciendo elementos dinamizadores en la gestión de personas, para que todas las compañías del Grupo mantengan su competitividad en los distintos mercados en los que operan. La Comisión Negociadora del VI Acuerdo Marco (acuerdo colectivo que regula los principales aspectos de la negociación de las diferentes empresas del Grupo en España) ha sido consciente, en primer lugar, de la necesidad de abordar cambios en el enfoque del régimen económico que, permitiendo mantener el poder adquisitivo de los salarios, ligue los incrementos adicionales a los logros de la compañía.

En segundo lugar, la mejora de los resultados de los negocios es consecuencia de la aportación de todas las personas que forman parte de la compañía. Alinear los objetivos de todos ellos va a permitir una mejora cuantificable de los resultados, lo que va a contribuir, sin duda, a mejorar los efectos negativos de la crisis en los negocios en España.

El Acuerdo, con vigencia hasta 31 de diciembre de 2013, se concreta en materia salarial en:

- Incremento salarial del IPC y aumento adicional del 0,5% en 2011, 0,3% en 2012 y 0,2% en 2013, ligados a la obtención en cada uno de los años de un determinado resultado neto del Grupo.
- Implantación de un sistema de retribución variable para el colectivo de personas sujetas a Convenio Colectivo. Este concepto retributivo tiene como finalidad potenciar que el compromiso de todas las personas que trabajan en el Grupo en España se oriente hacia la consecución de los objetivos clave de cada unidad organizativa, a la vez que se introduce una cultura de medición de la eficiencia en la organización.
- Acuerdo para crear una comisión mixta empresa-sindicatos de estudio para el desarrollo de un sistema de evaluación que sea de aplicación en todas las actividades relacionadas con la gestión de personas.

Estos primeros logros y acuerdos son el camino para un nuevo modelo de compañía que impulse un mayor compromiso de todos, que se adapte a la diversidad de las personas que forman Repsol y que permita un creciente desarrollo personal y profesional.

Innovación y mejora

La iniciativa de Innovación y Mejora surge, en 2011, como apuesta de la alta dirección para generar una palanca efectiva que permita a Repsol responder con agilidad a un entorno en transformación y facilite “inventar el futuro”. Asimismo, supone una respuesta a las necesidades y expectativas recopiladas a través de entrevistas y grupos focales con los responsables de más alto nivel y conocimiento en todo el Grupo realizadas durante 2010 como parte de un amplio proceso de reflexión acerca de la dirección estratégica de las Funciones de Calidad y Gestión del Conocimiento.

Por tanto, el hito principal en este área en 2011 ha sido el desarrollo de las distintas unidades de Innovación y Mejora en los negocios y el área corporativa, con el fin de promover la innovación en la compañía, entendiéndose ésta como una competencia fundamental de la que Repsol debe dotarse para sobrevivir y evolucionar en un entorno crecientemente incierto y cambiante. La actividad en 2011 ha estado dirigida a responder a los principales retos transversales que este proyecto implica:

Cultura de innovación

Se ha definido la iniciativa, clarificando los fines y objetivos de la misma, validándola con todas las partes interesadas y definiendo un conjunto de iniciativas dirigidas a lograr una cultura de innovación en Repsol. Los conceptos básicos y valores primordiales que representa este proyecto para la compañía quedan recogidos en lo que se ha denominado el Discurso de la Innovación, refrendado por la Dirección Ejecutiva, y que sitúa a cada profesional de Repsol como eje central del proceso de innovación.

Para llevar a cabo esta iniciativa, desde una perspectiva sistémica, se ha realizado una identificación de las principales palancas, y una adecuación de la encuesta de clima, llevada a cabo en 2011, con objeto de incluir aspectos específicos de innovación y mejora que permitan su valoración y consideración dentro de este análisis. Todo ello ha permitido establecer un punto de referencia en cuanto a la cultura de innovación ya existente en Repsol.

Como hito clave para facilitar lo anterior está el de la forma organizativa elegida para llevarlo a cabo. Se ha constituido una Red de Innovación, dotándola de un lenguaje y objetos comunes a través de varias acciones de sensibilización y formación específicas, que deben permitir liderar este proyecto de transformación cultural.

La Red pretende fomentar y ser observatorio de la promoción de la cultura de la innovación mediante el intercambio de experiencias y buenas prácticas a través de las iniciativas del Plan Director (que incluye el de gestión del conocimiento), las cuales están dotadas de carácter transversal y multidisciplinar respecto de todas las áreas de la compañía.

Como hito, la innovación es uno de los puntos cardinales sobre los que se estructura el Máster Repsol para Gestión de la Energía, en el que participarán casi 100 nuevos profesionales de Repsol en 2012. De acuerdo con el principio de “aprender haciendo” durante la ejecución de su proyecto vivirán diversas técnicas de innovación, con la ayuda de los mismos expertos que están trabajando en nuestras unidades de negocio.

Además, se ha dado continuidad a los procesos de autoevaluación según el modelo propio de Repsol, que cuenta con el reconocimiento formal por EFQM y Fundibeq como “buena práctica” de gestión que asegura el alineamiento del proceso de diagnóstico con la estrategia de negocio, la integración de las iniciativas de mejora y el seguimiento de los planes de acción.

En este sentido, se han desarrollado actuaciones específicas en 2011 para las unidades de negocio de Química, Refino España, de Upstream España y Ecuador y de Refino y Marketing de Perú, y se ha avanzado en la evolución del modelo de diagnóstico de Repsol, incorporando por primera vez un análisis sobre la efectividad del despliegue de la función que considera diagnósticos de madurez en innovación, gestión del conocimiento y procesos a partir de la reflexión integrada de gestión realizada en la Dirección General de Personas y Organización.

Dicha reflexión ha resultado una inmejorable "prueba de campo" del modelo de diagnóstico de Repsol para permitir su ajuste de cara a una aplicación optimizada en procesos venideros en otras áreas de la compañía.

Agilidad y Flexibilidad

Con el objeto de conseguir una compañía más ágil y flexible, se han promovido iniciativas dirigidas a mejorar la gestión de proyectos en la compañía, dinamizar el proceso de planificación y presupuestación y experimentar sobre distintas formas de trabajar y organizarse.

Asimismo, para facilitar el acceso ágil a la información necesaria para responder a las necesidades de los negocios, y, siguiendo con la línea comenzada en 2010, durante este año se ha implantado un nuevo buscador (Autonomy, reconocido como líder en el mercado por su capacidad de ofrecer resultados de la máxima relevancia, captando la lógica que subyace en los documentos) para acceder a las principales fuentes de información de la compañía y se están finalizando dos programas pilotos de funcionalidades avanzadas basadas en el mismo. También se está iniciando la puesta en marcha de plataformas de dispositivos móviles que permitirán un mayor, mejor y más rápido acceso al conocimiento para los empleados en situaciones de movilidad física, sin que ésta suponga una limitación.

Colaboración y trabajo en red

Dentro de este ámbito, se mantiene la dinámica de creación de entornos de colaboración que focalizan el trabajo en red y el intercambio de experiencias en torno a aspectos relevantes de negocio o conocimiento comunes a sus miembros. En la actualidad, existen 21 comunidades de práctica y 240 grupos de interés.

En 2011 se empezó a desarrollar el concepto de espacio de trabajo personal, cuyos objetivos son facilitar el acceso de los empleados a los entornos de colaboración y potenciar las dinámicas de compartición de conocimiento y experiencias.

Cabe destacar el lanzamiento del primer programa piloto de un nuevo entorno de colaboración en la compañía basado en las nuevas formas de relación que ofrecen las nuevas tecnologías, que busca facilitar la puesta en valor del talento y el conocimiento de todos los profesionales de Repsol con independencia de su posición y responsabilidad.

Asimismo, se ha dado continuidad en 2011 a las iniciativas de garantía de retención de conocimiento de empleados en situación de jubilación, rotación o cambio para su transferencia a otros; se apoya en la recopilación de experiencias personales que se registran y transmiten por medios audiovisuales. En la misma línea se encuentran otras acciones como la de implantación de herramientas específicas para preservar la "memoria técnica" de determinados negocios, como en el caso de Exploración y Producción con su entorno "Know Howse".

Organización abierta

En 2011 se ha continuado con la implantación de un proceso de innovación abierta y colaborativa en el cual puedan participar los empleados, mediante el desarrollo de sistemas de gestión de ideas en los negocios, favoreciendo así la creación de un entorno que canalice la creatividad y fomente la participación, implicación y el desarrollo de las personas que trabajan en la compañía.

Se ha definido el proceso de gestión de ideas, y se ha evaluado, seleccionado e implantado una nueva herramienta informática para soportarlo, que supone la evolución del camino iniciado en 2010 y que ha permitido el lanzamiento de seis campañas dirigidas a más de 10.000 empleados y en las que se han aportado más de 3.000 ideas.

La dimensión de organización abierta se desarrolla también fuera de Repsol. Durante 2011 se han lanzado programas de innovación externa en todos los ámbitos. Ejemplos como el Programa Insipire con la Universidad Politecnica de Madrid, la colaboración con Pasion>IE junto al Instituto de Empresa Business School y Accenture y diversos proyectos con Esade-Creápolis y Co-Society complementan al Fondo Emprendedores gestionado por la Fundación Repsol en la búsqueda colaborativa de nuevas ideas y proyectos innovadores.

Relaciones laborales

En 2011 se ha firmado con los sindicatos más representativos en España, CCOO y UGT, el VI Acuerdo Marco que regula las condiciones laborales de todos los trabajadores del Grupo en España. Sus contenidos se están trasladando a los convenios colectivos.

Como ya se ha mencionado en el capitulo de compensación, este acuerdo, vigente durante el período 2011-2013, incorpora un nuevo concepto variable vinculado a los objetivos de las unidades de negocio, garantiza el poder adquisitivo de los trabajadores e incluye la posibilidad de alcanzar incrementos adicionales ligados a los logros de la compañía. Además, se renueva el compromiso de estabilidad en el empleo, de inserción de personas con discapacidad y contiene avances en materia de formación, conciliación, seguridad y salud.

Durante los días 26 a 28 de septiembre tuvo lugar la reunión plenaria de la Red Sindical Repsol en Santa Cruz de la Sierra (Bolivia). En la reunión estuvieron presentes organizaciones sindicales sectoriales y de Repsol de los siguientes países: Bolivia, Colombia, Argentina, Brasil, Perú, Ecuador, México, España, así como la Federación Sindical Internacional de la Química, la Energía y la Minería (ICEM).

En la sesión de encuentro con representantes de la Dirección del Grupo, se abordó la realidad industrial y comercial del Grupo, la política de Responsabilidad Social Corporativa y la actividad específica en Bolivia. Se realizó una presentación del proyecto que se está desarrollando en el campo Margarita y en el que se destacó el acuerdo concluido en aplicación y desarrollo del Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo con las comunidades indígenas de la zona, organizadas y representadas por la Asamblea del Pueblo Guaraní de Itaka Guasu.

Salud laboral

En el ámbito de la salud, destacan las siguientes iniciativas desarrolladas en 2011:

- Se ha definido un marco general de actuación y un modelo para el despliegue efectivo de la función salud laboral en todo el Grupo. Este modelo de gestión incluye las responsabilidades, los elementos de gobierno, de supervisión y los órganos de coordinación necesarios para asegurar el cumplimiento de la política, de las líneas estratégicas y de los objetivos.
- Se ha aprobado la Norma de Evaluación de Impacto Ambiental, Social y de Salud, dando respuesta a las últimas tendencias en lo que a la evaluación de impactos en la salud se refiere, lo que permite incluir la actuación con las comunidades locales y la consideración de los aspectos de salud en una fase temprana de los proyectos.
- Los proyectos de ampliación y mejoras de las refinerías de Cartagena y de Petronor se han culminado sin ningún accidente grave.
- Continuando con el plan de auditoría de cumplimiento de normativa interna de salud se ha realizado la auditoría del centro de Dynasol en Santander.
- Se han llevado a cabo visitas de apoyo a las operaciones en Argelia y en Cuba para evaluar los planes de emergencia y los sistemas de evacuación establecidos (incluyendo la disponibilidad de proveedores externos adecuados).
- Se han realizado diversas actuaciones de ayuda humanitaria como consecuencia del conflicto en Libia.
- La formación a empleados en diversas áreas de salud (primeros auxilios, reanimación cardiopulmonar, escuela de espalda, gestión del estrés, manipulación manual de cargas, etc.) ha sido nuevamente un área de actividad prioritaria.

  Se ha proseguido con la realización de diversas campañas de promoción de la salud y hábitos saludables en distintos países (campañas de detección precoz de cáncer de colon y próstata, detección y control de la hipertensión, de prevención de malaria y hepatitis A, de prevención de enfermedades contagiosas, etc.)

  Es de destacar la entrega del sello Empresa Saludable 2011 a Repsol Bolivia por las acciones llevadas a cabo dentro del programa Saber Vivir en las áreas de asistencia, prevención y promoción de la salud.

Innovación y tecnología

Repsol considera que la inversión en I+D+i, realizada con vocación de liderazgo, es uno de los factores clave para hacer posible un sistema energético más eficiente y sostenible, capaz de dar respuesta simultáneamente a los dos grandes retos del sector: la seguridad en el suministro y la reducción de las emisiones de CO_2, manteniendo a la vez la competitividad del sistema energético. Por ello, Repsol invierte en I+D para contribuir a encontrar soluciones a retos tan importantes como los mencionados, aportando así valor a la compañía y a la sociedad.

Las incertidumbres sobre cuáles serán las tecnologías predominantes en el futuro, los plazos de maduración de los esfuerzos de I+D, los ciclos económicos y las tensiones de reducción de costes en los momentos bajos del ciclo han llevado a Repsol a elaborar un Plan Estratégico de Tecnología como parte de su estrategia empresarial. Las líneas de trabajo de dicho plan abarcan todos los negocios de la compañía: la exploración y producción de hidrocarburos, la cadena de valor del gas natural, el refino de petróleo, sus productos, la petroquímica y las nuevas energías para diversificación de la producción y uso de la energía.

En 2011, Repsol invirtió 75 millones de euros en actividades de I+D ejecutadas directamente en los centros de tecnología situados en Móstoles (España) y La Plata (Argentina), a los que hay que sumar otros 7 millones de euros en proyectos llevados a cabo en diferentes unidades de negocio de la compañía. Repsol mantiene una política activa de colaboración con centros de tecnología, universidades públicas y privadas y empresas, tanto nacionales como internacionales. El presupuesto destinado a este tipo de acuerdos fue de 13,7 millones de euros. Repsol participa en programas de financiación de I+D promovidos por diferentes administraciones. Durante 2011 participó en 12 proyectos impulsados por la Administración española y cuatro proyectos de la Unión Europea.

El número de especialistas de Repsol en sus diferentes centros de investigación se eleva a más de 500.

Programas de I+D

Upstream. En esta área, Repsol desarrolla y aplica las tecnologías más avanzadas de exploración para encontrar nuevos yacimientos de hidrocarburos. Los importantes descubrimientos reportados durante 2008, 2009 y 2010 son un buen ejemplo del desarrollo y aplicación eficiente de esas tecnologías. El proyecto Caleidoscopio, en el área geofísica, así como otras tecnologías de desarrollo propio, sitúan a Repsol a la vanguardia en la exploración en zonas complejas. Asimismo, se han firmado acuerdos de colaboración con empresas tecnológicas y una alianza estratégica con el Barcelona Supercomputer Center. El objetivo es elevar el grado de confianza de las imágenes del subsuelo y reducir la incertidumbre en la búsqueda de acumulaciones de petróleo y gas. Estas tecnologías se pueden aplicar en áreas difíciles, con previsión de recursos a miles de metros de profundidad, como es el caso en el Golfo de México, y en Brasil, donde espesas capas de sal ocultan recursos de muy buena calidad.

El año 2011 ha supuesto un cambio importante en la actividad de la compañía en Tecnología Upstream, con la definición de un nuevo Plan Estratégico de Tecnología de Upstream para el periodo 2011-2015. Tras un ejercicio de reflexión interna, el plan estratégico 2011-2015 se construye sobre los éxitos tecnológicos de los últimos años y focaliza la actividad en líneas estratégicas claves para la compañía como son simulación de yacimientos, iluminación del subsuelo, caracterización de yacimientos e hidrocarburos no convencionales. El reto del nuevo plan es el desarrollo y la aplicación de una nueva generación de tecnologías que permitan abordar y acometer con éxito los retos tecnológicos que demandan los grandes proyectos de inversión de la compañía en los próximos años.

GNL. En esta área se continúa avanzando en el desarrollo de tecnologías de licuación para ser utilizadas en sistemas flotantes, lo que permitirá poner en valor reservas de gas que hoy en día no se pueden explotar de forma económicamente competitiva. Asimismo, Repsol mantiene una vigilancia tecnológica sistemática sobre las vías alternativas de valorización de reservas de gas, como la conversión del gas natural en combustibles líquidos, el gas natural comprimido y la tecnología de hidratos como medio de transporte y almacenamiento de gas natural.

Downstream. En el área del refino de petróleo y sus productos derivados (gasolinas y gasóleos, GLP, asfaltos, lubricantes, especialidades...), el conocimiento tecnológico se aplica a la optimización operativa de las refinerías y a la mejora de la calidad de sus productos, con especial atención a los avances en la eficiencia energética y en los aspectos ambientales.

Como ejemplo de desarrollos en esta área, puede citarse las tecnologías dirigidas a alcanzar los objetivos del plan multianual de eficiencia energética de refinerías, junto con el apoyo a la puesta en marcha y el desarrollo de herramientas de optimización del proyecto C-10 de ampliación de la refinería de Cartagena, los trabajos dirigidos a la diferenciación de combustibles mediante

nuevas aproximaciones que cubren desde las gasolinas y los gasóleos hasta los fuelóleos pesados, el desarrollo de lubricantes más respetuosos con el medio ambiente, formulados con materias primas regeneradas y aceites biodegradables (destacando el lanzamiento del primer producto con etiqueta Ecolabel otorgado en España), el desarrollo de procesos que faciliten la obtención de nuevos productos para la formulación de neumáticos en mercados más exigentes y competitivos, el desarrollo innovador de asfaltos de mayor calidad ambiental y el apoyo a aplicaciones del GLP para automoción y sistemas integrados de mayor eficiencia energética.

En petroquímica, se ha continuado con los programas de compañía orientados a mejorar la eficiencia energética y el ahorro de costes y las líneas de desarrollo tecnológico orientadas de manera prioritaria a la obtención de nuevos productos diferenciados y especialidades. En 2011 ha destacado la producción industrial de nuevos grados de cauchos hidrogenados de mayor valor añadido desarrollados en el Centro de Tecnología Repsol, el desarrollo de nuevos grados de polipropileno para tejido dirigido a mercados de alto margen, la fabricación industrial de polietileno con mejores propiedades para la producción de tuberías de gran diámetro y el desarrollo de tecnologías para la producción de polioles de nueva generación para espumas de poliuretano.

Nuevas energías. En 2011 se ha continuado la alineación de la estrategia tecnológica en nuevas energías para impulsar la I+D asociada a los retos que la compañía se plantea en su estrategia de negocio. En ese sentido, ha destacado la actividad relacionada con bioenergía, a través del desarrollo de nuevos cultivos energéticos, el desarrollo de la tecnología en cultivo de microalgas y en biología para la producción de biocombustibles. La tecnología de CO_2 se ha orientado hacia su transformación en productos de valor añadido, las tecnologías de movilidad eléctrica a sistemas de recarga y almacenamiento de energía y la generación eléctrica renovable se ha enfocado a tecnologías de futuro que presentan sinergias con las capacidades existentes y con potencial de desarrollo en Repsol.

Estudios de prospección tecnológica

Para alcanzar un futuro energético sostenible hay que superar ambiciosas fronteras tecnológicas a fin de disponer de nuevas y mejores soluciones, así como analizar el impacto potencial de los acontecimientos sociales, hallazgos científicos y evolución de los recursos naturales. Repsol realiza de forma sistemática estudios de prospección para imaginar los escenarios futuros e identificar en relación con ellos oportunidades derivadas de la evolución a largo plazo de las tecnologías en el sector energético y petroquímico.

Se pueden mencionar los estudios sobre el uso de aceites para la producción de biocombustibles, las nuevas tecnologías de motores y combustibles, las tecnologías de baterías para el vehículo eléctrico y los escenarios de refino para 2030. Estos estudios permiten a Repsol disponer de una visión más clara del futuro para orientar su cartera de inversiones tecnológicas.

Política de patentes

Repsol, consciente de la importancia y del valor de la actividad de investigación y desarrollo, apuesta por la protección adecuada del resultado de dicha actividad. En 2011 se ha solicitado el registro, como patente, de invenciones realizadas en diferentes áreas, tales como, catálisis para la optimización de procesos, el desarrollo de nuevos procesos de polioles o aplicaciones de éstos, nuevos productos, nuevas tecnologías en Upstream para la evaluación de formaciones subterráneas y nuevos dispositivos destinados al uso de GLP.

Responsabilidad corporativa

Las empresas energéticas aceptan un gran reto y una gran responsabilidad al afrontar los desafíos de un modelo energético sostenible que garantice un suministro seguro, contribuya a paliar los efectos del cambio climático y respete los derechos humanos en todos sus ámbitos de actuación.

Durante 2011 se ha aprobado la norma de la Función de Responsabilidad Corporativa que formaliza el modelo vigente de Responsabilidad Corporativa (RC) de Repsol YPF, que es la manera en que la compañía, en su conjunto, contribuye al desarrollo sostenible. Dicho modelo comprende:

- Los valores y principios de actuación de la compañía derivados de los compromisos que ha adquirido a través de la normativa interna que ha desarrollado sobre asuntos relacionados con la RC, posiciones asumidas y adhesión a principios de distintas iniciativas internacionales.

- El Sistema de Coordinación de la Responsabilidad Corporativa, que consta de cuatro elementos:
  - Conocer las expectativas de las partes interesadas (autoridades, accionistas, inversores, empleados, clientes, proveedores, comunidades, socios, etc.) respecto al desempeño de la compañía en materia de RC.
  - Revisar el desempeño en materia de RC y compararlo con las expectativas de las partes interesadas a nivel corporativo, país y principales centros operativos.
  - Aproximar el desempeño a las expectativas mediante acciones que tienen que ver con revisión de procesos operativos de la compañía, programas de formación, sensibilización y capacitación o inversión social estratégica. Cada una de esas acciones incorpora indicadores de desempeño específicos. El conjunto de estas acciones forman planes de sostenibilidad, que son compromisos públicamente adquiridos de los que se informa públicamente.
  - Medir el progreso, utilizando métricas de reputación.
- Los órganos de gobierno y de coordinación de la Responsabilidad Corporativa: la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa del Consejo de Administración, el Comité de RC a nivel corporativo y los Comités de RC de España, Bolivia, Ecuador y Perú. Todos los comités están integrados por representantes de las áreas que se relacionan con las materias fundamentales de la Responsabilidad Corporativa, como son Personas y Organización, Comunicación y Relaciones Externas, Relaciones Comunitarias, Servicios Jurídicos, Seguridad y Medio Ambiente, Compras y Contrataciones y Seguridad Corporativa.

  Cada comité se encarga de aplicar el Sistema de Coordinación de la RC de la compañía a nivel país y operación; hacer el seguimiento de los planes de sostenibilidad; determinar las necesidades de inversión social estratégica en el país; conocer y orientar la información que se presente en el Informe de RC del país, si lo hubiera; conocer y orientar la información que se presente en el Informe de Progreso de Global Compact del país, cuando la compañía, a nivel país, esté adherida a esta iniciativa, y cualquier otra información a nivel nacional que se derive de los compromisos adquiridos públicamente por Repsol YPF en materia de RC; y coordinar la participación de la compañía en iniciativas internacionales en el ámbito del país, como la EITI.

Repsol mantiene un compromiso activo con los diez principios del Pacto Mundial de Naciones Unidas desde 2003, cuando se adhirió a esta iniciativa de elevado valor para conseguir un mundo más justo y cohesionado.

Asimismo, Repsol es consciente de que la actividad extractiva produce una importante fuente de ingresos para los gobiernos de los países con recursos naturales. Si se gestionan adecuadamente, pueden y deben contribuir muy positivamente al crecimiento de su economía. Por eso, desde el momento de su lanzamiento, la compañía se adhirió a la Extractive Industries Transparency Initiative (EITI), la iniciativa global que Repsol considera mejor posicionada para lograr el objetivo de aumentar la transparencia de la información financiera.

Para rendir cuentas sobre los avances y el desempeño en cuestiones éticas, sociales y ambientales, Repsol publica anualmente su Informe de Responsabilidad Corporativa y el Informe de Progreso del Pacto Mundial de Naciones Unidas. Consciente de la importancia de los impactos generados por las actividades y operaciones de la compañía, y por tanto, de la relevancia de la rendición de cuentas a las partes interesadas a nivel local, Repsol ha publicado por tercer año consecutivo el Informe de Responsabilidad Corporativa de Repsol YPF Ecuador. Asimismo, en 2011 se ha publicado por primera vez un Informe de Responsabilidad Corporativa de la refinería de La Pampilla, en Perú.

La presencia de Repsol en índices de sostenibilidad internacionales es una prueba de cómo la compañía ha sido capaz de ganarse la confianza de aquellos analistas e inversores institucionales que entienden que la responsabilidad corporativa es un buen indicador de la calidad de gestión y gobierno de una empresa.

Un año más, el desempeño de la compañía en materia de responsabilidad corporativa ha sido reconocido y sigue formando parte de los prestigiosos índices de sostenibilidad FTSE4Good, Ethibel Sustainability y Dow Jones Sustainability. En este último, por primera vez este año, Repsol ha obtenido la máxima puntuación, convirtiéndose en la empresa de petróleo y gas más sostenible del mundo.

Repsol ha recibido, nuevamente, la calificación de compañía Gold Class según el Anuario de Sostenibilidad 2011, como reconocimiento a las empresas con mejor comportamiento en materia de sostenibilidad y responsabilidad corporativa del mundo.

El liderazgo obtenido en esta última edición de 2011 responde al esfuerzo realizado en todos los ámbitos de la compañía, impulsado por su equipo gestor, por mejorar en su desempeño. Este reconocimiento demuestra el firme compromiso de Repsol con la transparencia y la responsabilidad corporativa, y los valores éticos, ambientales y sociales que forman parte de su cultura corporativa.

Fundación Repsol

La Fundación Repsol, durante 2011, ha mantenido y reforzado su compromiso con la mejora de la sociedad y para ello ha realizado programas con objetivos basados en la integración social, el desarrollo comunitario, la sostenibilidad y la difusión del arte, la ciencia y la cultura.

Con objeto de estar presente en aquellas áreas en las que puede realizar mayor aportación, como la energía, el medio ambiente y la sostenibilidad, ha creado el Fondo de Emprendedores Fundación Repsol, una iniciativa pionera en España para promover y apoyar proyectos empresariales en eficiencia energética que aporten soluciones en la mejora de la eficiencia y el ahorro y uso responsable de la energía. Esta iniciativa, integrada en el compromiso de mejora de la sostenibilidad de los modelos energéticos actuales, nace con los objetivos de atraer talento, promover la innovación y el desarrollo empresarial, generar actividad económica y crear empleo. Para ello, la Fundación prevé seleccionar hasta cinco proyectos de los presentados en cada convocatoria. Éstos recibirán asesoramiento técnico, comercial, legal y financiero y un apoyo económico durante el periodo necesario para su desarrollo y puesta en valor de mercado. También se facilitará a los proyectos seleccionados el acceso a inversores y los contactos empresariales necesarios para impulsar su desarrollo comercial. La Fundación destinará al Fondo de Emprendedores una dotación económica de unos 1,5 millones de euros anuales.

El Observatorio de Energía ha seguido avanzando en sus estudios y publicaciones en materia de ahorro y eficiencia energética. Se actualizaron los índices de Eficiencia Energética y de Intensidad de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). El primero expresa la evolución de la eficiencia energética global su desglose por sectores económicos en España, y el segundo muestra la evolución de las intensidades de gases de efecto invernadero asociadas a la actividad económica.

Promover una ciudadanía responsable es el objetivo de CiudadanoR, un proyecto dirigido especialmente a jóvenes y niños que fomenta una cultura de participación, respeto y solidaridad, así como la importancia del uso responsable de la energía, del cuidado al medio ambiente y de la sostenibilidad energética. En 2011, la caravana del CiudadanoR, un espacio dotado de recursos interactivos en diferentes áreas de talleres educativos y juegos, ha estado en Barcelona, Valladolid y Madrid (España), y en Lisboa, Sines y Oporto (Portugal). En total ha recibido más de 22.000 visitas, de las cuales más de 10.500 fueron escolares.

En el marco del Año Europeo del Voluntariado, la Fundación puso en marcha el Plan de Voluntariado para atender las inquietudes sociales de los empleados del Grupo y su entorno y, al mismo tiempo, contribuir a la construcción de un futuro mejor en la sociedad. El plan, impulsado desde la alta dirección, se concibe por y para los voluntarios y abarca un amplio abanico de acciones, especialmente en el área social, con iniciativas dirigidas a la formación de jóvenes y programas que cubren actividades de ayuda a los colectivos más desfavorecidos: promoción de valores, colaboración intergeneracional, acciones deportivas, de rehabilitación de espacios medioambientales, y otras como voluntariado online. El plan cuenta ya con seis programas en pleno desarrollo que engloban el trabajo de más de 800 voluntariosR a escala nacional y una amplia red de colaboradores que ayudan al despliegue eficaz de dichas actividades.

En el área de Educación y Formación y, con el compromiso de atender las nuevas demandas formativas, se viene desarrollando un programa de becas en colaboración con las refinerías de Petronor, A Coruña y Tarragona para fomentar los estudios de Formación Profesional entre los jóvenes del entorno. En la última edición, se han beneficiado de las ayudas más de 65 jóvenes. Asimismo, a través de las Cátedras Repsol, y con el propósito de completar la formación de posgrado y contribuir a fomentar la investigación, se colabora con las Escuelas Técnicas Superiores de Ingenieros de Minas e Ingenieros Industriales de la Universidad Politécnica de Madrid y con la Universidad Rovira i Virgili de Tarragona.

Por otro lado, con objeto de investigar, adquirir conocimiento y promover la competividad y el desarrollo regional, se ha puesto en marcha la Cátedra Repsol de Competitividad y Desarrollo Regional de la Universidad de Lleida.

En el ámbito educativo, otro de los objetivos de la Fundación es generar, difundir y promover el conocimiento científico. Con este fin, se ha puesto en marcha un convenio de colaboración con la Fundación Educativa Universidad de Padres, representada por el filósofo y escritor José Antonio Marina, para desarrollar un proyecto que contribuya a despertar, entre los jóvenes, el interés por la ciencia y la tecnología. Asimismo, en el marco del acuerdo que la Fundación Repsol mantiene con la Biblioteca Nacional de España, se patrocinaron una serie de actividades educativas y culturales para acercar la ciencia al público y estimular el interés por el saber científico, y se ha promovido la formación de especialistas sudamericanos en la conservación de su patrimonio cultural y bibliográfico.

La integración de las personas con discapacidad es una de las tareas en las que la Fundación está cada vez más implicada. A través de iniciativas culturales, deportivas y educativas se ha trabajado para lograr un modelo social que permita la igualdad de oportunidades y facilite la inserción laboral y social de este colectivo. Así, en colaboración con la Fundación ONCE, se continuó con el programa "Tu Formación no tiene límites. Desarrolla tu Futuro" y se ha desarrollado en seis universidades de España el programa "Campus inclusivos de verano. Campus sin límites", en el que han participado un total de cincuenta alumnos con distintos tipos de discapacidad.

En este marco de compromiso de la Fundación con este colectivo, se inscribe Recapacita, un proyecto para sensibilizar a la sociedad sobre las dificultades y las barreras que las personas con discapacidad se encuentran en su vida diaria. La carpa de Recapacita ha recorrido ocho ciudades españolas (Puertollano, Tarragona, Santander, A Coruña, Arteixo, Bilbao, Murcia y Madrid) con un balance final de 17.000 visitantes.

La Fundación Repsol fue galardonada en 2011 con los premios Prodis y Discapnet como reconocimiento a su labor en la integración de las personas con discapacidad.

En Investigación y Estudios Sociales, la Fundación ha realizado el estudio *Aspectos Sociales a la Movilidad Sostenible,* que muestra una radiografía de los hábitos y comportamientos de la sociedad española relativos a la movilidad y de los impactos que producen los actuales modelos de comportamiento. En el Observatorio Social de la Energía se ha actualizado el *Indicador Social Repsol de Eficiencia Energética,* que analiza los hábitos, creencias, conocimientos y aptitudes de la sociedad española ante el consumo de energía e identifica mecanismos y herramientas sociales para potenciar la eficiencia energética.

En los países en los que la compañía está presente, la Fundación lleva a cabo programas que promueven el desarrollo comunitario y la mejora de la calidad de vida, actuando con proyectos específicos y adecuados a las necesidades de cada zona. Así, en Perú se está desarrollando un programa dirigido a jóvenes con escasos recursos de Pachacútec y Arequipa, para hacer posible su acceso al sistema educativo y favoreciendo su posterior inserción laboral.

También en Perú se finalizó la construcción de la escuela Luisa Astrain. Durante el primer año de actividades académicas se matricularon 375 alumnos. Con esta iniciativa, la localidad de Pachacútec podrá generar oportunidades a 1.000 escolares desde su infancia, permitiendo a los niños en situación de extrema pobreza el acceso a una educación de calidad.

En Colombia, la Fundación ha contribuido a la construcción y equipamiento del Centro Integral de Desarrollo Infantil (CIDI), en Cartagena de Indias para dar respuesta a la problemática sanitaria identificada en la zona y reducir la mortalidad infantil ofreciendo atención médica a bebés.

En Bolivia, entre los proyectos de salud, destaca la consolidación y ampliación de la infraestructura del Hospital San José Obrero de Portachuelo, en Santa Cruz de la Sierra, un municipio con una situación sanitaria muy frágil y con indicadores críticos de mortalidad materna e infantil en menores de cinco años. Con ello se cubrirán las necesidades sanitarias de la población que sobrepasan la actual capacidad de atención del hospital.

La difusión de la cultura es un factor más de ayuda al desarrollo y progreso de la sociedad. A través de diversas iniciativas y en colaboración con otras instituciones, la Fundación acerca la literatura, la música, el teatro y el arte a los ciudadanos.

Estos programas y otras iniciativas son una muestra de la responsabilidad de la Fundación Repsol y de su contribución con la mejora sostenida de la sociedad y el bienestar social.

Fundación YPF

La Fundación YPF tiene como misión consolidar y acompañar el compromiso de YPF con el país a través de iniciativas educativas, sociales y culturales que generen oportunidades de desarrollo y contribuyan al crecimiento de Argentina. Entre sus objetivos están:

- Promover el desarrollo de la educación, la cultura y la inserción social y laboral de las comunidades en las que YPF trabaja.
- Ser un modelo de acción para las empresas y las organizaciones sin ánimo de lucro.
- Articular entre lo privado y lo público incentivando la implantación de políticas que contribuyan al desarrollo sostenible del país.
- Fortalecer los vínculos entre YPF, sus empleados y la sociedad.
- Generar oportunidades laborales capacitando a jóvenes que han sido excluidos de la sociedad del conocimiento.
- Fomentar el desarrollo de la sociedad a través del poder transformador e integrador del arte, del impulso de valores y de la preservación del patrimonio histórico.
- Contribuir a la preservación y cuidado del medio ambiente.

La acción de la Fundación YPF se refleja a través de numerosas iniciativas educativas, sociales y culturales llevadas adelante con dedicación y motivación por parte del equipo humano que trabaja en la Fundación.

En educación, se inauguró el centro cultural Gregorio Álvarez para que los habitantes de Plaza Huincul y Cutral Có (Neuquén) disfruten de la variedad de actividades artísticas y culturales que ofrece este nuevo espacio. Se continuó trabajando en el fortalecimiento de la educación técnica y en diversos programas que permitan la inclusión social de los jóvenes a través de una capacitación en oficios orientada a generar oportunidades laborales.

La cultura y el arte impactan positivamente en la comunidad y estimulan su desarrollo; también afirman nuestra identidad. El espacio *Arte en la Torre,* las muestras itinerantes de artistas argentinos, el programa *Argentina Pinta Bien* y el ciclo cultural han permitido a la Fundación mostrar y promover el talento de los artistas argentinos y, al mismo tiempo, generar inquietudes en los jóvenes de todo el país.

Fundación Repsol YPF del Ecuador

Para profundizar en su firme compromiso social, Repsol decidió voluntariamente crear una fundación en Ecuador con el objetivo principal de trabajar por el desarrollo de las comunidades indígenas y mestizas ubicadas en territorios de influencia indirecta del bloque 16. La Fundación Repsol YPF del Ecuador se fundó el 11 de mayo de 2001.

A partir de un estudio de las condiciones socioeconómicas y culturales de la zona, se identificaron tres líneas prioritarias de intervención para mejorar las condiciones de vida de la población. La primera se relaciona con la educación y la inserción laboral; la segunda está orientada a la salud y la salubridad; y la tercera se refiere al fortalecimiento de las capacidades productivas y comerciales a nivel micro y local. Asimismo, cabe destacar que desde el año 2010 se ha implementado el Modelo de Negocios Inclusivos, el cual, además de generar beneficios empresariales, crea valor social y económico al integrar a personas de bajos ingresos en las actividades productivas de muchas compañías.

En 2011, la Fundación Repsol YPF del Ecuador participó en 20 proyectos de desarrollo social. De éstos, cabe señalar que ocho fueron ejecutados durante el ejercicio, los cuales conllevaron desembolsos, mientras que los 12 restantes fueron proyectos en seguimiento, en los que predominaron las labores de acompañamiento y asistencia técnica. Dentro de la fundación existe el convencimiento de que la sostenibilidad de las iniciativas apoyadas requiere de una inyección de fondos, pero una vez finalizado este proceso, es preciso continuar acompañando los proyectos a través de un seguimiento continuado hasta conseguir su total autonomía.

Un total de 11.095 personas se beneficiaron de la programación desarrollada por la Fundación Repsol YPF del Ecuador con fondos propios, con recursos aportados por las entidades contrapartes, aliados estratégicos y la propia comunidad.

Se mantiene el esfuerzo de generar propuestas para buscar financiación adicional, con la perspectiva de conseguir que entidades de cooperación multilateral y otras empresas se sumen a las iniciativas de apoyo a proyectos de desarrollo social y ambiental.

Seguridad y medio ambiente

La atención a la seguridad y al medio ambiente constituye para Repsol YPF un aspecto central de la gestión de sus actividades. Los principios de Repsol YPF en materia de seguridad y medio ambiente están definidos en su Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente, de aplicación en todas las actividades de la compañía. En ella, la compañía asume el compromiso de desarrollar sus actividades considerando como valores esenciales la seguridad, la salud de las personas y la protección del medio ambiente.

Adicionalmente, la seguridad es uno de los valores éticos de la compañía fundamentales e irrenunciables, que deben guiar todas las acciones y compromisos.

La base de la gestión de seguridad y medio ambiente es el sistema de gestión, constituido por un extenso cuerpo de normas, procedimientos, guías técnicas y herramientas de gestión que son de aplicación en todas las actividades de la compañía y que están en continua actualización para su adaptación a las mejores prácticas del sector.

El Comité de Dirección establece los objetivos y las líneas estratégicas de seguridad y medio ambiente, que son la base para la elaboración de los objetivos y planes de actuación de todos los negocios de la compañía. Estos planes contemplan las actuaciones necesarias para la mejora continua de la gestión, las inversiones y gastos asociados, y las adaptaciones a los nuevos requerimientos legislativos.

Adicionalmente, la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración tiene entre sus funciones conocer y orientar la política, las directrices y los objetivos de la compañía en materia de seguridad y medio ambiente.

En el Informe de Responsabilidad Corporativa 2011 de Repsol YPF se detallan las actuaciones más destacadas que se han llevado a cabo en el año para la mejora de la seguridad y la protección y conservación del medio ambiente, así como la evolución de los indicadores más relevantes.

Seguridad

El índice de frecuencia de accidentes con baja integrado (personal propio más contratista) descendió un 21% respecto al año anterior cumpliendo con el objetivo anual fijado. Este objetivo forma parte de los objetivos anuales de los empleados de Repsol YPF que disponen de retribución variable ligada a la consecución de objetivos.

La meta es conseguir cero accidentes en las actividades de Repsol. En los últimos cinco años se ha reducido el índice de frecuencia con baja integrado en más de un 60%. No obstante, durante 2011 se ha tenido que lamentar un total de cuatro accidentes mortales de personal de empresas contratistas en el transcurso de las actividades (dos de las muertes se produjeron en accidentes de tráfico).

El sistema de gestión de seguridad está alineado con la norma internacional OHSAS 18001 (Sistema de Gestión de Salud y Seguridad Laboral). Repsol impulsa la certificación progresiva de los centros de la compañía según dicho estándar como manera de promover la mejora continua y obtener una validación externa de los sistemas de gestión. Actualmente, están certificadas todas las refinerías y plantas químicas, prácticamente todas las instalaciones de lubricantes y especialidades, varios centros de exploración y producción y un número creciente de instalaciones de otras actividades. (Ver detalle de centros certificados en www.repsol.com).

Entre los hitos destacables de la seguridad en nuevos proyectos se encuentra el importante desafío para la compañía que han supuesto los proyectos de ampliación de la refinería de Cartagena y de reducción de producción de fuelóleo en la refinería de Petronor, ambos en España, debido a su gran magnitud. Para garantizar la seguridad en el desarrollo de estos proyectos, se han llevado a cabo numerosas actividades, entre las que se encuentran: la incorporación de las mejores prácticas de gestión de obra a nivel internacional, la gestión de los servicios generales necesarios para atender las necesidades de los trabajadores de las obras, el cumplimiento de las normas y estándares gracias al alto grado de coordinación entre los especialistas de Repsol y los profesionales de compañías externas, la realización de observaciones preventivas por técnicos especializados y el control y trazabilidad de los materiales y calidad de las soldaduras. En los proyectos han participado cerca de 22.200 personas pertenecientes a más de 700 empresas contratistas. Durante los más de 37 millones de horas totales trabajadas se ha conseguido un índice de frecuencia de 1,05; cabe destacar que este cifra es muy inferior a la media del sector de la construcción en España.

Medio ambiente

El sistema de gestión de medio ambiente está alineado con la norma internacional ISO 14001. Repsol impulsa la certificación progresiva de los centros de la compañía según dicho estándar como manera de promover la mejora continua y obtener una validación externa de los sistemas de gestión. Actualmente, se encuentran certificados todas las refinerías, plantas químicas, e instalaciones de lubricantes y especialidades, prácticamente todos los centros de exploración y producción y un número creciente de instalaciones de otras actividades. (Ver detalle de centros certificados en www.repsol.com).

Durante 2011, se llevaron a cabo inversiones ambientales significativas destinadas a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, a la minimización de las emisiones al aire, al aumento de la eficiencia energética, a la optimización en el consumo de agua, a la reducción de la carga contaminante de los vertidos y a la mejora en los sistemas de prevención de derrames aplicando las mejores prácticas disponibles y la innovación tecnológica. Asimismo, cabe destacar el esfuerzo realizado para la identificación, evaluación y corrección de las posibles situaciones de contaminación ocurridas en el pasado. En la nota 35 de las Cuentas Anuales Consolidadas se detalla la información relativa a activos, provisiones, gastos y actuaciones futuras de naturaleza ambiental.

Además, Repsol YPF ha sido reconocida por la revista *Newsweek* como la empresa con mejor desempeño ambiental del sector energía en el Green Ranking 2011. Este ranking valora las prácticas ambientales de las 500 principales compañías cotizadas en el mundo, teniendo en cuenta tres categorías: impactos ambientales, sistema de gestión ambiental y transparencia en el reporte ambiental. En esta edición se ha valorado muy positivamente la transparencia de la compañía en el reporte sobre cuestiones ambientales. Asimismo, se ha obtenido una alta calificación en la categoría de sistema de gestión ambiental, gracias a los programas, iniciativas y certificaciones que son implantados en toda la organización para cumplir con los compromisos expresados en la Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente.

Este reconocimiento es resultado del esfuerzo conjunto de la compañía por mejorar en su desempeño ambiental y demuestra el compromiso de Repsol YPF como empresa referente en su sector.

Prevención de derrames

En Repsol YPF se adoptan las técnicas más avanzadas en la prevención y remediación de la contaminación, la gestión de los derrames accidentales y el mantenimiento de las instalaciones. En este sentido, la compañía dispone de una norma de gestión de derrames marinos y fluviales que establece las directrices básicas comunes para la gestión, prevención y respuesta ante incidentes producidos por derrames marinos y fluviales de hidrocarburos y sustancias nocivas y potencialmente peligrosas, en todas las actividades de la compañía.

Ante la ocurrencia de dos derrames en el litoral de Tarragona (España), a principios de 2011, Repsol YPF, como prolongación de las acciones que se venían llevando a cabo hasta la fecha, elaboró un Plan Integral de actuación en el área marítima de Tarragona. Su finalidad es contribuir a la mejora de la protección medioambiental, reforzando la calidad y seguridad de las operaciones de la compañía en el litoral y tiene asociada una inversión de 131 millones de euros en los próximos cuatro años, destinada principalmente a garantizar la integridad y la fiabilidad de las instalaciones de Upstream (plataforma Casablanca) y de downstream (pantalán y rack exterior), que Repsol YPF tiene en el litoral de Tarragona.

El alcance del plan en la plataforma Casablanca asciende a una inversión estimada de 50 millones de euros centrados en la ejecución de acciones encaminadas a conseguir la extensión de la vida de la plataforma y en la implementación de las mejores tecnologías disponibles. Por otra parte, en las instalaciones del pantalán y rack exterior se ha estimado realizar una inversión de 81 millones de euros que se centran en extender en el tiempo la fiabilidad de las instalaciones y en la implementación de mejoras tecnológicas que permitirán disponer de unas instalaciones con los mayores estándares de seguridad presentes en el mercado.

En el Informe de Responsabilidad Corporativa 2011 se detallan las actuaciones realizadas durante el año.

Seguridad en operaciones offshore

Repsol YPF cuenta con elevada experiencia en operaciones offshore y ha llevado a cabo operaciones en aguas profundas tanto en el Golfo de México como en otras partes del mundo. Como parte del ciclo de mejora continua, se revisan periódicamente los estándares y procedimientos de la compañía incorporando las lecciones aprendidas, las recomendaciones y las mejores prácticas internacionales.

En este sentido, Repsol YPF dispone de planes de respuesta ante emergencias para aquellos escenarios que puedan tener un impacto ambiental, incluyendo dentro de éstos los de respuesta a derrames de hidrocarburos.

Estos planes de contingencia se elaboran de acuerdo a los escenarios de más riesgo basados en regulaciones locales, normativa interna y las mejoras prácticas de la industria. Previamente son revisados y actualizados tanto al inicio de las operaciones de perforación como cuando se producen cambios que puedan afectar al normal funcionamiento de las operaciones. Dichos planes están sujetos a procesos de aprobación tanto interna como por parte de las autoridades gubernamentales apropiadas en el país de operación.

Antes de la puesta en marcha de las operaciones de construcción de pozos, se identifican todos los riesgos más significativos y se implantan acciones encaminadas a evitar el daño a las personas, el medio ambiente y las instalaciones, asegurándose de forma documentada que todos los aspectos técnicos han sido correctamente implementados y verificados. Adicionalmente, los servicios contratados están sujetos a supervisión e inspección periódica durante las operaciones con el fin de asegurar que las regulaciones locales, las normas internas y las mejores prácticas de la industria sean aplicadas.

Adicionalmente, Repsol YPF es miembro del *OSR (Oil Spill Response)*, *Clean Gulf Associates (CGA)* y otras mutuas o consorcios para la intervención en grandes derrames. Estos consorcios proveen de soporte técnico y equipamientos para emergencias ambientales.

Energía sostenible y cambio climático

Durante el año 2011 se ha revisado y actualizado la Estrategia de Carbono 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.

Tras la creación de la unidad de negocio de Nuevas Energías en 2010, que actualmente está ejecutando el despliegue de sus planes de acción, se considera necesario priorizar las actividades relativas a la reducción de intensidad de carbono en las operaciones de la compañía, focalizándose en los siguientes ámbitos:

- Eficiencia energética para reducir las emisiones de CO_2 y el consumo energético mediante la ejecución de planes sistemáticos que permitan el desarrollo de las oportunidades de reducción.
- Mercados de Carbono, centrados en la mitigación del déficit previsto en el régimen de comercio de emisiones de la Unión Europea (EU ETS), el desarrollo de proyectos de MDL y la obtención de Reducciones Certificadas de Emisiones (CER).
- Prospección y desarrollo de tecnologías que permitan la transformación de CO_2 hacia productos de valor añadido.
- Estrategia de biocombustibles para su investigación, desarrollo, producción, mezcla y distribución.
- Desarrollo de nuevas tecnologías para el transporte, que contribuyan a garantizar el suministro con combustibles más limpios y con menor impacto para el medio ambiente.
- Integración de la gestión del carbono a lo largo de toda la cadena de valor de la compañía.

El Comité de Dirección de Repsol YPF es el responsable de la aprobación de la estrategia de carbono de la compañía y también de la evaluación de su puesta en práctica. Adicionalmente, desde 2005 la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración tiene entre sus funciones conocer y orientar la política, las directrices y los objetivos de la compañía en materia de seguridad y medio ambiente, incluidos los aspectos de cambio climático.

Repsol YPF ha fijado un objetivo estratégico de reducción de 2,5 millones de toneladas de CO_2 equivalente durante el periodo 2005-2013. Éste se despliega en objetivos anuales de reducción respecto a un escenario *business as usual*, los cuales son aprobados por el Comité de Dirección de la compañía y forman parte de los objetivos anuales de la mayoría de los empleados de Repsol YPF que disponen de retribución variable ligada a consecución de objetivos. Durante 2011 se ha producido una reducción de alrededor de medio millón de toneladas de CO_2 equivalente mediante acciones concretas de ahorro energético. La disminución acumulada como consecuencia de todas las acciones desplegadas entre 2006-2011 asciende a 2,1 millones de toneladas de CO_2 equivalente (mas de un 80% del objetivo estratégico).

En el ámbito de la eficiencia energética cabe destacar la certificación por una entidad externa, en julio 2011, del Sistema de Gestión Energética de la refinería de A Coruña conforme a la nueva ISO 50001. Se trata de la primera instalación del mundo certificada con estas características. La implantación de este sistema permite:

- Consolidar criterios y buenas prácticas de gestión energética en la refinería, aplicarlas de forma homogénea entre las áreas, sistematizar los métodos de trabajo, priorizar oportunidades de mejora y conseguir que estos criterios de eficiencia estén presentes en todas las actividades que se realizan.
- Disminuir el consumo energético, gracias a la incorporación de todas las actividades relacionadas con la gestión energética en un ciclo de mejora continua. Para ello, es fundamental disponer de herramientas para identificar, analizar e implementar oportunidades de ahorro, así como monitorizar de forma eficiente tanto los consumos energéticos como los procesos o actividades relacionados.

Este sistema se enmarca en el compromiso de Repsol YPF de utilizar eficientemente la energía en sus instalaciones con el propósito de preservar los recursos naturales, reducir las emisiones atmosféricas y contribuir a mitigar los efectos del cambio climático.

Tras el éxito de esta experiencia se ha decidido extender esta certificación a la refinería de Puertollano con la implantación de un Sistema de Gestión Energética para obtener la certificación ISO 50.001.

Comunicación

Repsol considera que la comunicación es un elemento clave en su relación con la sociedad y, para su adecuada gestión, pone a disposición de sus principales grupos de interés distintas herramientas online y offline con las que informar de manera eficaz y transparente sobre sus actividades y negocios. La compañía apuesta por una estrategia de comunicación basada en la cercanía, la veracidad y la rapidez como principios esenciales de la gestión de la Dirección General de Comunicación.

Accionistas e inversores

Estos colectivos tienen a su disposición numerosos medios para conocer el día a día de la compañía. Repsol cuenta desde su salida a Bolsa en 1989 con la Oficina de Información al Accionista (OIA) y con la Dirección de Relación con Inversores, a través de las cuales atiende a sus accionistas y analistas bursátiles. En los últimos años ha habido un incremento notable de cobertura de la compañía por parte de los analistas, hasta llegar a 41 analistas que siguen de manera efectiva la evolución de la compañía.

Para facilitar las necesidades de información de los accionistas, Repsol pone a su disposición la OIA, en la que los accionistas, bien personándose en sus instalaciones, a través del teléfono gratuito 900 100 100 o mediante correo postal o electrónico, pueden solicitar cuanta información puedan necesitar. La OIA atendió durante 2011 unas 50.000 llamadas (una media de 190 al día). Las consultas más habituales se centraron en la cotización de la acción, la Junta General, la política y las fechas de pago de dividendos y los hechos relevantes de la compañía.

Además, en la página web corporativa (www.repsol.com) se puede acceder a toda la información relevante sobre la compañía, así como a contenidos específicos en el apartado "Información para accionistas e inversores", que en 2011 tuvo más de 250.000 visitas. El portal también cuenta con varias direcciones de correo electrónico (siendo la genérica infoaccionistas@repsol.com) a la que se pueden dirigir consultas y solicitar publicaciones. En 2011 se recibieron en estos buzones más de 5.000 correos electrónicos en los que básicamente se solicitaba información sobre Repsol.

La Dirección de Relación con Inversores se comunica de forma fluida con los inversores institucionales y analistas bursátiles. A lo largo del ejercicio se realizó un *roadshow* (encuentros fuera de las oficinas de Repsol con inversores institucionales) en Europa, Estados Unidos y Asia, en el que participó la alta dirección, y otros 11 encuentros protagonizados por el equipo de relación con inversores. Adicionalmente, Repsol asistió a 12 conferencias sectoriales, tanto en Europa como en Estados Unidos, en el marco de las cuales también se organizaron reuniones con inversores institucionales. Si a lo anterior se añaden las visitas recibidas en las oficinas de la compañía, se alcanza un total aproximado de 600 inversores institucionales contactados durante 2011. Por último, la Dirección de Relación con Inversores organizó un *field trip* (visita enfocada a que los analistas e inversores institucionales conozcan un activo representativo de la compañía, con la asistencia de la alta dirección y la dirección local) en Argentina y Bolivia, al que acudieron 38 analistas que siguen la evolución de la compañía.

Medios de comunicación

La Dirección General de Comunicación tiene el objetivo de atender a los medios de comunicación bajo los principios de transparencia, inmediatez, rigor y veracidad de la información. Para ello, Repsol cuenta con distintos canales a través de los cuales gestiona las demandas informativas de los medios.

Las principales actividades llevadas a cabo por el Grupo Repsol en 2011 se dieron a conocer a los medios de comunicación a través de más de 60 comunicados, todos ellos disponibles en la Sala de Prensa de la web corporativa (www.repsol.com). A esta cifra hay que añadir los comunicados difundidos por los complejos industriales en España, los emitidos en los países donde opera la compañía, los vinculados con proyectos de patrocinio deportivo y los relacionados con negocios concretos, como los gases licuados del petróleo (GLP), o con la Fundación Repsol.

Con la finalidad de estrechar la relación con los profesionales de los medios de comunicación, durante 2011 se organizaron diversas ruedas de prensa y sesiones informativas. Entre ellas, cabe destacar la presentación por parte del presidente de Repsol, Antonio Brufau, de los resultados del ejercicio 2010, en la rueda de prensa que tuvo lugar el 24 de febrero de 2011, así como la atención a medios con motivo de la Junta General de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011.

Asimismo, los profesionales de la información participaron en la visita realizada por los príncipes de Asturias y de Gales al Centro de Tecnología Repsol con motivo de la celebración de un seminario hispano-británico sobre biocombustibles obtenidos a partir de algas (31 de marzo), en la inauguración de la primera estación de servicio sostenible del mundo (13 de abril) y en el primer vuelo español con biocombustible (3 de octubre), entre otros eventos.

Con motivo de la puesta en marcha de la ampliación de la refinería de Cartagena, que constituye la mayor inversión industrial de la historia de España, con más de 3.000 millones de euros, la Dirección General de Comunicación organizó diversas visitas a las nuevas instalaciones con medios de comunicación internacionales, nacionales, regionales y locales.

La página web de la compañía dispone de una Sala de Prensa para facilitar a los profesionales de la comunicación informaciones de interés acerca del Grupo Repsol y sus actividades. Además de notas de prensa, incluye archivos gráficos y multimedia, publicaciones, dossieres específicos y *newsletter* dirigidas a periodistas de todo el mundo.

En 2011 se presentó *News*, una nueva herramienta de relación con periodistas que nace para dar a conocer historias y proyectos de Repsol desde un punto de vista menos marcado por la actualidad informativa y con un enfoque más didáctico. *News* se difunde a más de 2.000 periodistas, entre los que ha tenido una gran acogida. También se inició la actividad en las redes sociales, en concreto en Twitter, donde se difunden todos los comunicados de prensa y los datos más llamativos de la compañía y del sector energético.

Otra de las novedades de 2011 consistió en la traducción al español y distribución del reconocido libro *How the energy industry works* entre periodistas, instituciones, universidades y asociaciones, así como en las oficinas de Repsol en todo el mundo. Se trata de una obra muy didáctica y, por tanto, de una herramienta de uso habitual para todo aquel que no sea experto en la industria energética.

Con el objetivo de dar respuesta a las peticiones informativas de los periodistas, la Dirección General de Comunicación pone a su disposición un correo electrónico (prensa@repsol.com), a través del cual se atendieron más de 4.000 consultas y solicitudes de información a lo largo de 2011. Esta cifra demuestra el gran interés de los medios de comunicación por las actividades de Repsol. Gracias a este canal, la compañía responde a diario, de forma rápida y eficiente, a las numerosas demandas de los periodistas.

Fruto del constante trabajo de la Dirección General de Comunicación, la Cámara Oficial de Comercio, Industria y Navegación de Barcelona concedió a Repsol en marzo de 2011 el Premio Llotja en reconocimiento a su compromiso por ofrecer información veraz, completa y accesible a periodistas, accionistas, analistas, inversores y al público en general, principalmente a través de sus Informes Anuales y de su página web.

Repsol en Internet

Con más de 10 años de experiencia en el mundo digital, el portal www.repsol.com es reconocido por su estrategia multicontenidos. A través de la misma, Repsol busca acercarse a los diferentes públicos con contenidos de interés que permitan el conocimiento y seguimiento de la compañía en tiempo real, así como la generación de relaciones de cercanía y diálogo a través de los cuatro blogs y su cada día más demostrada presencia en redes sociales.

Este reconocimiento llega de la mano de prestigiosas organizaciones, expertas en el medio y en la generación de relaciones de confianza, que otro año más han reconocido a Repsol entre los mejores. La consultora internacional KWD, que a través del ranking anual KWD webranking evalúa a cerca de 1.000 compañías de Europa, señala que Repsol han mantenido durante ocho años consecutivos el liderazgo español y además, en 2011 escala al top 5 de las mejores compañías europeas y la Asociación Española de Contabilidad y Administración de Empresas, que por sexta vez entregó a Repsol IX Premio AECA como empresa del Ibex 35 con mejor información financiera en Internet, entre otros.

En 2011, repsol.com desarrolló tres líneas de actuación para obtener estos éxitos. En primer lugar, la creación de nuevo contenido digitalizado, audiovisual, interactivo y localizable en red, que facilita el conocimiento de Repsol, de sus marcas y productos y de su modo de trabajar. El nuevo canal de Innovación y Tecnología, el rediseño de Productos y Servicios y los renovados apartados de Conocer Repsol y Responsabilidad Corporativa son ejemplo de ello.

En segundo lugar, estando a la mano del usuario a través de la presencia en dispositivos móviles como los teléfonos inteligentes y tabletas con las aplicaciones de la Guía Repsol y la generación de contenido visible en estos entornos.

Y en tercer lugar, fomentando el diálogo y la interacción a través de una mayor apuesta por la web 2.0, en la que la apertura del *blog* de Innovación Tecnológica se suma al diálogo ya instituido por los blogs de Dani Pedrosa, Marc Márquez y Cuchara de Palo, así como también por la consolidación de los perfiles del Box Repsol y Guía Repsol que cumplen en 2011 el tercer año de vida en las principales redes sociales: Facebook y Twitter.

El resultado en cifras ha sido de un promedio mensual superior a las 70 millones de páginas vistas y cinco millones de visitas para web repsol.com y una abrumadora actividad en redes sociales que alcanza los 100.000 fans en Facebook y 22.000 seguidores en Twitter, lo que representa un incremento sobre 2010 del 67% y 400%, respectivamente.

Gestión de intangibles

Una buena parte del valor de las empresas reside en sus intangibles, constituyendo la marca y la reputación dos valores estratégicos claves para la diferenciación y la generación de confianza entre los diferentes grupos de interés.

Por ello, en Repsol se impulsa la gestión de estos intangibles desde la Dirección de Estrategia de Comunicación, Reputación Corporativa y Marca.

Estrategia de marca

La marca constituye un activo clave en la estrategia de Repsol: un intangible capaz de concentrar todos los valores de la compañía, hacer que se vivan en toda la organización y trasladarlos en cada una de las relaciones con los diferentes grupos de interés.

Por esta razón, en 2011 se ha iniciado el desarrollo del Plan Estratégico de Marca, que tiene como objetivo dotar a la marca de una personalidad fuerte, consistente y diferencial en su expresión verbal y visual, gestionar su implementación a través de todos sus puntos de contacto y en la comunicación a todas sus audiencias y crear una cultura interna plenamente alineada con la marca.

Repsol ha sido reconocida como una de las mejores marcas en España en la edición de los Premios *Superbrands* 2011. Esta organización reconoce la excelencia en el campo del *branding* como sinónimo de consolidación en el mercado, garantía de calidad y confianza para sus públicos en más de 80 países en todo el mundo.

También en 2011 Repsol consiguió situarse entre las diez mejores marcas españolas en el ranking que bianualmente publica Interbrand, empresa referente a nivel mundial en valoración de marcas. En la edición de 2011 la marca Repsol se situó en el octavo puesto, mejorando su posición respecto a 2009, cuando alcanzó la novena plaza. La apuesta por la internacionalización, la innovación, las nuevas tecnologías y la adaptación a los nuevos patrones de consumo son las principales características de las marcas que se sitúan a la cabeza del ranking.

Reputación

En Repsol entendemos la reputación corporativa como la capacidad para generar confianza, respeto y admiración entre todos sus grupos de interés. Esa confianza es un valor diferencial, demostrado en el hecho de que las empresas con mejor reputación son las de mayor valor. Una buena reputación las hace más competitivas porque impacta directamente en los resultados financieros, en la atracción y fidelización del talento, en la recomendación de los productos y en la capacidad para hacer frente a momentos de crisis.

Esto es especialmente relevante en sectores sensibles como el energético, siempre bajo la lupa por su trabajo directo con los recursos naturales y por su rol protagonista en el bienestar de las personas. Esto obliga a Repsol a actuar bajo estándares muy exigentes.

Como empresa pionera en materia de reputación, Repsol fue una de las cuatro empresas fundadoras del Foro de Reputación Corporativa y, en el año 2011, se convierte en uno de los patronos del *Corporate Excellence: Centre for Reputation Leadership,* un laboratorio de ideas en el que las grandes empresas españolas se unen para profesionalizar la gestión de la marca y la reputación corporativa a nivel global.

En Repsol se gestiona la reputación con el objetivo de impulsar la mejora constante de la organización y de su reconocimiento externo. Para ello se mide su reputación de manera continua y se ha comenzado a desplegar un Plan Estratégico de Reputación Corporativa. También se ha puesto especial énfasis en la gestión de la reputación online.

En 2011 Repsol mantiene y mejora sus posiciones en el *top ten* de los principales indicadores nacionales e internacionales de reputación, como el Monitor Español de Reputación Empresarial (MERCO) y *Fortune's World Most Admired Companies,* sectorial y por país.

Patrocinio deportivo

Durante el año 2011, Repsol participó en las competiciones de motor del más alto nivel mundial, como el Campeonato del Mundo de Motociclismo, que supone el mejor banco de pruebas para sus carburantes y lubricantes. Precisamente, la experiencia acumulada en el desarrollo de productos específicos para la alta competición es lo que permite a Repsol mantenerse como líder en investigación y desarrollo de productos capaces de responder a las mejores expectativas de sus clientes.

La temporada 2011 fue excepcional en lo relativo a títulos mundiales obtenidos por los pilotos de Repsol que participaron en competiciones internacionales. En MotoGP, Repsol ganó el Campeonato del Mundo de la mano de Casey Stoner. El Repsol Honda Team fue además Campeón del Mundo por equipos. El piloto australiano de Repsol ganó diez de los diecisiete grandes premios. Dani Pedrosa ganó en tres ocasiones y sólo la mala suerte ha impedido que llegara a final de temporada con opciones de luchar por el título. Por su parte, Andrea Dovizioso finalizó la temporada en tercer lugar. Como ejemplo de la supremacía del equipo Repsol, basta decir que en quince de los diecisiete grandes premios, dos de nuestros pilotos han estado en el podio.

En la categoría de Moto2 se estrenaba como debutante nuestro último Campeón del Mundo de 125cc, Marc Márquez. El piloto de Cervera no defraudó y, tras un complicado comienzo de la temporada, consiguió ganar siete carreras y llegar al final de la temporada como líder de la categoría. Un desafortunado accidente en la penúltima carrera terminó con sus opciones de conseguir el campeonato. A pesar de quedarse a las puertas del título, el piloto Repsol ha confirmado ser un fenómeno deportivo y mediático, lo que le convierte en un magnífico embajador de la marca, dentro y fuera de los circuitos.

Un año más, se logró el triunfo en el Campeonato del Mundo de Trial Indoor y Outdoor en la categoría masculina y el Outdoor en categoría femenina. Toni Bou ha ganado diez campeonatos del mundo. A sus 26 años, está a punto de convertirse en el piloto más laureado de la historia en esta especialidad. Por su parte, Laia Sanz se consolida, con once campeonatos del mundo, como la mejor en su categoría.

Repsol mantuvo el patrocinio personal de Marc Coma, que en enero se proclamó campeón del Dakar 2011 en categoría de motos.

En el Campeonato de España de Velocidad, que se ha convertido en la mejor cantera del Mundial, el equipo Repsol ha copado las tres primeras plazas en la categoría de 125cc.

Otros patrocinios

Repsol es una compañía comprometida con el deporte olímpico a través de su colaboración en el plan ADO, que ayuda a muchos jóvenes a cumplir su sueño de participar en unos Juegos Olímpicos. De ese modo, con el objetivo de Londres 2012, Repsol apuesta por consolidar el magnífico momento del deporte español.

Como novedad, este año el Grupo ha iniciado el patrocinio de un equipo de vuelo acrobático que ha logrado el Subcampeonato del Mundo, el Campeonato de España, y que ha participado en varias exhibiciones áreas.

Nueva sede de Repsol

La construcción de la nueva sede de Repsol comenzó en noviembre de 2008, quedando prácticamente finalizados los trabajos en 2011.

Durante el pasado ejercicio se finalizó la estructura sobre rasante y se ejecutó el 100% de la fachada; los trabajos de instalaciones se culminaron, encontrándose actualmente en fase de puesta en marcha. También se ha procedido, durante el mes de octubre, a la plantación de los árboles del jardín. Asimismo, se ha iniciado la ejecución de la obra de urbanización interior.

También se finalizó el proyecto de ejecución de la habilitación interior con el diseño de los distintos espacios tipo y se ha trabajado en el diseño y funcionamiento de los servicios más importantes, con la colaboración de los integrantes del Equipo Campus (formado por 54 representantes de las distintas direcciones del Grupo que canaliza las vías de participación y opinión de las áreas en el proyecto de cambio) y con los representantes sindicales. El grado de ejecución en obra de este proyecto de habilitación interior alcanza el 52%.

El índice de frecuencia de accidentes con baja, durante el año 2011, se mantiene por debajo de cinco, lo que constituye un hito en el sector de la construcción de edificios.

Finalmente, se ha trabajado con cada unidad para estudiar en detalle su implantación real en el campus empresarial, finalizándose el trabajo con una simulación de implantación, chequeo de funcionamiento de espacios y recogida de necesidades especiales.

A lo largo del mes de noviembre y primeros días de diciembre, cerca de 1.000 empleados han visitado la oficina piloto que expresamente se ha habilitado para la ocasión, así como los espacios más singulares del edificio.

Entre el mes de abril y junio de 2012 está previsto que comience la ocupación del Campus.

La futura sede de Repsol contará con una planta baja más cuatro alturas de oficinas y servicios. También dispondrá de dos plantas subterráneas de instalaciones y un aparcamiento con capacidad para unos 1.800 vehículos. El proyecto incluye más de 5.000 metros cuadrados donde se ofrecerán diferentes servicios a los empleados. Los edificios conformarán un anillo que permitirá disfrutar de un gran jardín arbolado de casi 10.000 metros cuadrados. Además, en el perímetro del campus empresarial se creará una nueva zona verde. Desde la fase de diseño del proyecto, Repsol ha apostado por la sostenibilidad.