



2010

Informe de Gestión Consolidado 2010 Repsol YPF

Información general y económico-financiera	171
Entorno macroeconómico.....	171
Actividades del Grupo.....	173
Plan Horizonte 2014.....	173
Resultados.....	175
Situación financiera.....	176
Factores de riesgo.....	178
Áreas de negocio	184
Upstream.....	185
Gas Natural Licuado (GNL).....	198
Downstream.....	201
YPF.....	210
Gas Natural Fenosa.....	221
Áreas corporativas	224
Gestión de personas.....	224
Innovación y tecnología.....	231
Responsabilidad corporativa.....	232
Medio ambiente.....	237
Energía sostenible y cambio climático.....	237
Comunicación.....	238
Gestión de intangibles.....	240
Patrocinio deportivo.....	241
Nueva sede de Repsol.....	242
Contenido adicional del Informe de Gestión	242

Información general y económico-financiera

Entorno macroeconómico

El año 2010 ha marcado el inicio de la recuperación económica global después de la crisis de 2008-2009, conocida ya como la *Gran Recesión*. La economía mundial ha crecido un 5,0% durante 2010 y las previsiones indican que en 2011 se registrará un alza del 4,4%. No obstante, la economía global aún está haciendo frente a las consecuencias de la crisis y el proceso iniciado de recuperación no está exento de riesgos y debilidades.

Después de una primera mitad del año en la que la recuperación avanzó con más fuerza de lo esperado - gracias al repunte de los inventarios y de la inversión fija que supuso un fuerte incremento del comercio internacional - se entró en una fase caracterizada por una mayor moderación en el crecimiento.

Esta moderación comenzó a hacerse patente en la segunda mitad del año, reflejándose en una ralentización tanto de la producción industrial como de las exportaciones globales, si bien un consumo mayor de lo esperado en Japón y Estados Unidos, fomentado por los programas de estímulo implementados por ambas economías, sostuvieron el crecimiento económico en el periodo por encima de lo previsto.

Durante el año se han consolidado las distintas velocidades regionales observadas ya a lo largo de la crisis y en todo el proceso de recuperación. Las economías avanzadas han experimentado un crecimiento del 3,0% en 2010 y las previsiones apuntan a que en 2011 será del 2,5%, mientras que las economías emergentes crecieron al 7,1% y se prevé que en 2011 lo hagan al 6,5%. De igual forma, a finales de 2010, en algunas economías emergentes la actividad industrial superó los niveles de actividad anteriores a la crisis, mientras que en un gran número de economías avanzadas todavía no se habían recuperado los máximos históricos.

De esta dispar evolución han derivado diferentes retos de política económica. Si bien en las economías desarrolladas el consumo privado ha comenzado a afianzarse, el crecimiento económico moderado podría no ser suficiente para enfrentarse al elevado desempleo. Estos países aún tienen que lidiar con los excesos del periodo anterior a la crisis con reformas pendientes del sistema financiero y, en las economías más endeudadas especialmente en la zona euro, han de afrontar retos de sostenibilidad fiscal.

Por el contrario, muchas economías en desarrollo han recuperado su nivel de actividad económica y en algunos casos se encuentran cerca del pleno empleo. Su favorable evolución las ha hecho objeto de fuertes entradas de capital, que sumadas a la boyante marcha de la economía, han provocado la aparición de presiones inflacionistas e incluso de síntomas de sobrecalentamiento. Por este motivo, en algunas economías se ha comenzado la retirada parcial de los estímulos destinados a hacer frente a la crisis.

Respecto a las principales economías, Estados Unidos alcanzó en 2010 un crecimiento del 2,9%, evitando el temido *double dip* o recaída en la recesión. No obstante, el rebote de la actividad a finales de 2009 y principios de 2010 se sustentó en gran medida en factores transitorios, como ayudas públicas, y un ciclo expansivo de inventarios.

A mediados de año, se produjo una desaceleración económica que se materializó en un repunte del desempleo y un desplome de las ventas de viviendas, despertando el temor a una posible recaída en la recesión. Las autoridades estadounidenses reaccionaron con el anuncio de nuevas políticas expansivas monetarias y fiscales. Éstas se concretaron, por una parte, en el anuncio de un programa de compra de deuda pública por parte de la Reserva Federal, conocido como "relajación cuantitativa 2", y por otra, en un acuerdo bipartidista para extender exenciones fiscales durante los dos próximos años equivalentes a 800.000 millones de dólares. Estas medidas lograron una aceleración del crecimiento en la recta final de 2010. Sin embargo, aún se mantienen importantes debilidades, relativas al sector inmobiliario y al elevado desempleo.

La reactivación de la actividad mundial a lo largo del año también alcanzó a la zona euro, que cerró 2010 con un crecimiento del 1,8%, mientras que las previsiones para 2011 se sitúan en el 1,5%. La economía alemana sigue siendo el motor de la recuperación de la región, que no obstante se mantiene débil debido a las tensiones que han afectado especialmente a la periferia de la Eurozona y al elevado desempleo.

A lo largo de 2010, la estabilidad financiera internacional se vio alterada por las dudas sobre la sostenibilidad de las cuentas públicas de algunos países de la región, especialmente Grecia e Irlanda. El temor a la posibilidad de que no pudieran hacer frente a las necesidades de financiación de su deuda soberana y la repercusión que esto tendría sobre la moneda única, motivaron la creación del Mecanismo Europeo de Estabilización Financiera y la aprobación de ayudas financieras a dichos países. La persistencia de riesgos de contagio hacia otras economías de la zona euro motivó que el Banco Central Europeo prolongara la política monetaria expansiva.

A pesar de estas medidas, las dudas sobre la sostenibilidad de la deuda pública en varios países y sobre los costes que supondría para los tenedores de bonos una eventual reestructuración de su deuda mantienen elevados los diferenciales de tipos de interés de la deuda de estos países frente a la deuda alemana.

Por su parte, el Producto Interior Bruto (PIB) de España descendió un 0,1% en 2010, si bien las tasas de crecimiento trimestrales positivas apuntan al inicio de una lenta recuperación económica.

Durante el primer semestre del año, el consumo privado experimentó una mejora, vinculada fundamentalmente a medidas de carácter transitorio. Sin embargo, la persistencia de un elevado nivel de desempleo y el freno de la oferta crediticia mantuvieron la atonía de la demanda interna, lastrando con ello al conjunto de la actividad económica.

El sector exterior supuso la principal fuente de dinamismo durante el año. La paulatina recuperación de los principales socios comerciales de España sirvió de impulso al sector exportador, evitando un retroceso más acusado de la actividad y del empleo.

Los episodios de Grecia e Irlanda tuvieron un fuerte impacto en la percepción de los mercados sobre la deuda pública española, provocando un fuerte aumento del riesgo país y encareciendo el acceso a la financiación del sector público y privado.

Las dudas sobre la capacidad de la economía española para retomar tasas positivas de crecimiento y el abultado déficit público registrado en 2009 (-11,1% del PIB) provocaron que el Gobierno iniciara la implantación de una serie de medidas de ajuste del déficit público y reformas estructurales, a fin de aportar la máxima credibilidad a la senda de consolidación fiscal.

Ajena a esta evolución, Latinoamérica está experimentando, a grandes rasgos, una fuerte y veloz recuperación económica, gracias al repunte de precios de las materias primas y a unas condiciones de financiación relativamente favorables. La región ha experimentado una expansión del PIB del 5,9% en 2010, que se espera que se modere hasta el 4,3% en 2011.

Esta positiva evolución tiene su reflejo en unas primas de riesgo que, en el caso de algunas economías latinoamericanas, han pasado a ser inferiores a las exigidas a economías desarrolladas. No obstante, algunas de sus principales economías están siendo objeto de fuertes flujos de entrada de capital, a los que han de hacer frente con una cuidadosa gestión macroeconómica.

El crecimiento en la región Asia-Pacífico ha recuperado el ritmo previo a la crisis y ha sorprendido por su solidez respecto a las debilidades de las economías avanzadas. Las economías emergentes asiáticas, con China a la cabeza, han crecido un 9,3% en 2010, y se prevé que en 2011 alcancen el 8,4%.

En la recta final de 2010, especialmente tras la decisión de la Reserva Federal de inyectar más dólares en la economía estadounidense, se ha producido un repunte de las presiones inflacionistas en países como China, Corea del Sur, India, Australia y Nueva Zelanda, que ha llevado a sus autoridades a subir los tipos de interés y adoptar políticas monetarias más restrictivas.

Recuperación de la demanda mundial de petróleo

El mercado del petróleo se caracterizó en 2010 por una recuperación de los fundamentos de oferta y demanda y, en consecuencia, de los precios, que estuvieron significativamente influenciados por el contexto económico-financiero global.

En lo que respecta a los fundamentos, 2010 representó un cambio frente a los dos años precedentes, que estuvieron marcados por la destrucción de casi 1,5 millones de barriles de demanda. Por el contrario, en 2010 se registró un incremento de la demanda global de petróleo superior a dos millones de barriles diarios, según las principales agencias oficiales internacionales de energía.

China, Estados Unidos y el resto de los países no pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) fueron los principales motores del crecimiento de la demanda, si bien China y Estados Unidos acumularon casi la mitad del crecimiento de la demanda global en 2010.

Durante 2010 también se mantuvo cierto exceso de oferta en el mercado, como consecuencia directa de dos factores. En primer lugar, de la política seguida por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que incrementó sus niveles de producción a razón de 2 millones de barriles diarios, por encima de las cuotas pactadas. En segundo lugar, de los altos niveles de inventarios arrastrados desde 2009, a pesar de que se observó una reducción paulatina de los mismos.

En lo que respecta al precio del crudo, éste experimentó una elevada volatilidad durante el año, situándose de media alrededor de los 80 dólares por barril (79,6 en el caso del crudo norteamericano West Texas Intermediate), lo que representa un incremento cercano al 29% respecto a 2009 o una subida de precio cercana a los 18 dólares.

La tendencia alcista del precio fue más evidente durante la última mitad del año, y estuvo fuertemente influenciada por factores macroeconómicos y financieros. En este sentido, un factor clave fue la relajación monetaria adoptada por Estados Unidos en los últimos meses de 2010 mediante medidas de expansión cuantitativa, que generaron un flujo de capitales hacia activos de alta rentabilidad (materias primas y petróleo), lo que contribuyó al incremento del precio del crudo.

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 refinación, 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 2010 el Grupo poseía una participación del 79,81 % en YPF, S.A., que se integra por consolidación global en los Estados Financieros; 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 2010 el Grupo poseía una participación del 30,13 % en Gas Natural Fenosa, que se integra por consolidación proporcional.

Plan Horizonte 2014

En 2010, la compañía presentó a los mercados el plan Horizonte 2014, que establece las prioridades del Grupo para el periodo 2010-2014. El notable éxito exploratorio alcanzado durante los años 2008 y 2009, y los cambios que tuvieron lugar en el sector por la crisis financiera, motivaron una actualización de los objetivos y las bases del Grupo, que permitirán acometer la próxima fase de crecimiento.

Las grandes líneas estratégicas que gobiernan cada negocio son:

- Upstream: motor de crecimiento de la compañía
 - La presencia de Repsol en áreas geográficas de elevado potencial exploratorio 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. Adicionalmente, la compañía continuará con su apuesta por el crecimiento orgánico y la actividad de exploración en nuevas áreas de interés para el Grupo.
 - 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 una tasa de reemplazo de reservas estimada superior al 110% en los próximos cinco años.

- Downstream: optimización y mejora de la rentabilidad
 - Los proyectos de ampliación y mejora de las refinerías de Bilbao y Cartagena se encuentran en una fase muy avanzada, y está prevista su entrada en operación a finales de 2011. Esta puesta en marcha impulsará los márgenes de explotación y consolidará la posición integrada de la compañía y su liderazgo en este negocio en España.
 - A partir de 2012, 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 2010 se ha impulsado el cumplimiento del plan Horizonte 2014 a través de la inversión de 5.106 millones de euros. Las principales iniciativas del ejercicio consistieron en la delineación de los grandes descubrimientos exploratorios (en países como Brasil y Venezuela); en los avances en la fase de construcción de los proyectos de refino en España (Cartagena y Bilbao); la puesta en operación de grandes proyectos como Peru LNG; y la explotación eficiente de los activos productivos de Repsol (Shenzi en el Golfo de México, I/R en Libia, Trinidad y Tobago, Bolivia y Canaport en Canadá).

Los últimos descubrimientos realizados en África occidental y Latinoamérica, y la adquisición de nuevo dominio minero en Latinoamérica, Noruega, Omán, Argelia, Indonesia y Angola, sientan las bases para la generación del futuro crecimiento.

Asimismo, las compañías participadas por el Grupo avanzaron durante 2010 en sus respectivas líneas estratégicas:

 - YPF, apoyándose en la recuperación de los precios en Argentina, focalizarse en la explotación de campos maduros (principalmente a través de la mejora del factor de recuperación), y el avance en la gestión comercial y la optimización operativa,
 - y Gas Natural Fenosa, definiendo el nuevo marco estratégico para los próximos años tras la compra e integración de Fenosa.

Resultados

Los resultados del Grupo en los años 2010 y 2009 son los siguientes:

RESULTADOS DE REPSOL YPF	Millones de euros	
	2010	2009
Resultado de explotación	7.621	3.244
Upstream	4.113	781
GNL	105	(61)
Downstream	1.304	1.022
YPF	1.453	1.021
Gas Natural SDC	881	748
Corporación, ajustes y otros	(235)	(267)
Resultado financiero	(1.008)	(468)
Resultado antes de impuestos y participadas	6.613	2.776
Impuesto sobre beneficios	(1.742)	(1.130)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	76	86
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	0	12
Resultado consolidado del ejercicio	4.947	1.744
Resultado atribuido a intereses minoritarios	(254)	(185)
Resultado atribuido a la sociedad dominante	4.693	1.559

El resultado neto de Repsol YPF en el ejercicio de 2010 se situó en 4.693 millones de euros, lo que supone más del triple del resultado obtenido en el ejercicio anterior (1.559 millones de euros). El resultado de explotación fue de 7.621 millones de euros, frente a los 3.244 millones del ejercicio anterior, lo que supone un incremento del 134,9%. El EBITDA se cifró en 9.196 millones de euros, un 36,3% más que en 2009. En lo que respecta al beneficio por acción, éste fue de 3,84 euros.

Los resultados de 2010 ponen de manifiesto una mejora en todas las áreas de negocio y permiten, en buena medida como consecuencia del acuerdo con la compañía China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec), que se alcance un resultado histórico para el Grupo.

El mencionado acuerdo merece una mención destacada. En diciembre de 2010 Repsol y Sinopec alcanzaron un acuerdo estratégico para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil, para lo cual se formalizó una ampliación de capital de Repsol Brasil, S.A. ("Repsol Brasil", que en febrero de 2011 ha cambiado de nombre para denominarse Repsol Sinopec Brasil S.A., "Repsol Sinopec Brasil"), que fue suscrita íntegramente por Sinopec, por importe de 7.111 millones de dólares (5.389 millones de euros). 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) aumentó un 426,6%, pasando de los 781 millones de euros de 2009 a 4.113 millones a 31 de diciembre de 2010. 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, el resultado del área de Upstream en 2010 es superior al de 2009, fundamentalmente como consecuencia de los mayores precios de realización del crudo y del gas, y de un aumento de la producción en el período.

El negocio de Gas Natural Licuado (GNL) en 2010 ha generado un resultado de 105 millones de euros gracias a unos mayores márgenes y volúmenes de comercialización de GNL respecto a 2009, año en que esta área generó un resultado de explotación negativo de 61 millones de euros (cifra que incluía las pérdidas derivadas de resoluciones arbitrales como la emitida en el asunto Gassi Touil).

El resultado de explotación del área de Downstream (Refino, Marketing, Gases Licuados del Petróleo, Trading y Química) se situó en 1.304 millones de euros, frente a los 1.022 millones

del ejercicio anterior, lo que supone un incremento del 27,6%. El resultado de explotación valorando los inventarios a coste corriente de reposición (CCS), en lugar de hacerlo a coste medio, se cifró en 806 millones de euros, un 23,1% superior a los 655 millones obtenidos en 2009, principalmente por la recuperación del negocio químico y el mejor resultado en refino.

Por su parte, YPF cerró 2010 con un resultado de explotación de 1.453 millones de euros, lo que supone un incremento del 42,3% en comparación a los 1.021 millones de euros correspondientes a 2009. El aumento es consecuencia de la aproximación de los precios de los combustibles en las estaciones de servicio a las paridades internacionales en dólares, de los mayores ingresos provenientes de aquellos productos que, si bien son vendidos en el mercado interno argentino, su precio está relacionado con la cotización internacional, así como de los efectos de los mayores ingresos derivados de las exportaciones.

El 30% de Repsol en Gas Natural Fenosa generó un resultado de explotación de 881 millones de euros, un 17,8% superior al obtenido en el ejercicio anterior, que se debe sobre todo a la incorporación del 100% de Unión Fenosa desde el 30 de abril de 2009 y a las plusvalías obtenidas en el subsiguiente proceso de desinversiones.

El resultado financiero neto acumulado del Grupo consolidado al cierre de 2010 fue negativo en 1.008 millones de euros, frente a los 468 millones negativos del ejercicio anterior. La diferencia obedece fundamentalmente al aumento de gastos por inversiones en régimen de arrendamiento financiero (gasoductos y buques metaneros) y a las diferencias de cambio, que en 2009 permitieron considerables ganancias debido a la depreciación del dólar frente al euro, mientras que en el 2010, el dólar se apreció frente al euro, lo cual incide negativamente en el resultado financiero por posiciones con riesgo de tipo de cambio.

El Impuesto sobre Sociedades devengado ascendió a 1.742 millones de euros, lo que situó el tipo impositivo efectivo en el 26,3% (40,7% en 2009). Dicho tipo resulta inusualmente bajo como consecuencia de las operaciones atípicas realizadas en el año (operación con Sinopec, ventas de Refap y CLH, etc.).

Situación financiera

Al cierre de 2010, 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 1.697 millones de euros a 31 de diciembre de 2010, frente a los 4.905 millones del ejercicio anterior, lo que supone una reducción del 65%. La buena evolución de los negocios, así como la desinversión en la Refinería Alberto Pasqualini (Refap) en Brasil, la venta de más de un 4% del capital de YPF al mercado y, muy significativamente, la ampliación de capital en Repsol Brasil, han sido las causas de esta disminución.

La deuda financiera neta del Grupo consolidado al cierre de 2010 se situó en 7.224 millones de euros, lo que representa una disminución de 3.704 millones respecto al 31 de diciembre de 2009, que fue de 10.928 millones de euros.

Durante 2010 las inversiones han alcanzado la cifra de 5.091 millones de euros⁽¹⁾. Estas inversiones se explican con mayor profundidad en los apartados relativos a cada una de las áreas de negocio de este Informe de Gestión.

Durante el ejercicio, las desinversiones ascendieron a 4.972 millones de euros⁽²⁾. De esta cifra, cabe destacar, además de la entrada de fondos por la operación con Sinopec, la venta al mercado de un 4,23% de las acciones que Repsol poseía en YPF por un importe total de 489 millones de euros. Asimismo, incluye las ventas de la participación del 30% que Repsol poseía en la Refinería Alberto Pasqualini (Refap), del 5% de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH) y del 25% en Bahía de Bizkaia Gas (BBG). Estas operaciones se detallan en cada una de las áreas de negocio de este Informe de Gestión.

Durante 2010, excepcionalmente, se realizó un único pago de dividendos (0,425 euros por acción como dividendo complementario de 2009) debido al adelanto en el pago por parte de Repsol YPF, S.A. del dividendo a cuenta de 2009 a diciembre de ese ejercicio. Adicionalmente, el Consejo de Administración del Grupo autorizó un dividendo a cuenta del ejercicio 2010 por importe de 0,525 euros por acción, lo que supone un incremento del 23,53% respecto al del dividendo aprobado para el ejercicio 2009, y que se ha pagado en enero de 2011.

(1) Esta cifra no incluye inversiones financieras en el ejercicio de 2010 por importe de 15 millones de euros.

(2) Esta cifra no incluye desinversiones financieras en el ejercicio de 2010 por importe de 88 millones de euros.

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

La autorización tiene una duración 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 pasada Junta General Ordinaria, celebrada el 14 de mayo de 2009.

Durante 2010, Repsol YPF no realizó compras ni enajenaciones de acciones propias. A 31 de diciembre de 2010, ni Repsol YPF, S.A. ni cualquiera de sus sociedades filiales mantienen acciones de la sociedad dominante.

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 cubren el 78% de la totalidad de su deuda bruta y el 63% de la misma incluyendo las acciones preferentes. En el caso de Repsol YPF ex Gas Natural Fenosa, dichos recursos cubren la totalidad de deuda bruta y más del 80% si se incluyen las acciones preferentes.

Las inversiones financieras 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), y ascienden a 8.177 millones de euros, de los cuales 7.807 millones corresponden a Repsol YPF, sin incluir Gas Natural Fenosa. Asimismo, el Grupo tiene contratadas líneas de crédito comprometidas no dispuestas por importe de 4.666 millones de euros (ex Gas Natural Fenosa), frente a los 3.860 millones de euros al cierre de 2009 (ex Gas Natural Fenosa). Para el total del Grupo consolidado, el importe de líneas de crédito comprometidas no dispuestas era de 5.690 y 4.680 millones de euros a 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente, de las cuales el 79% vencen con posterioridad al 31 de diciembre de 2011.

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.

Millones de euros, excepto los ratios	31 de diciembre			
	Grupo Consolidado		Grupo Consolidado ex Gas Natural Fenosa	
	2010	2009	2010	2009
I Deuda financiera neta	7.224	10.928	1.697	4.905
II Acciones preferentes	3.748	3.726	3.568	3.548
III Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes	10.972	14.654	5.265	8.453
IV Capital empleado	36.958	36.045	30.777	29.346
Deuda financiera neta entre capital empleado (I/IV)	19,5%	30,3%	5,5%	16,7%
Deuda financiera neta incluyendo acciones preferentes entre capital empleado (III / IV)	29,7%	40,7%	17,1%	28,8%

El ratio de deuda neta sobre capital empleado para el Grupo consolidado ex Gas Natural Fenosa al cierre de 2010 se situó en el 5,5%, frente al 16,7% del ejercicio anterior. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se situó en el 17,1%, frente al 28,8% del ejercicio 2009.

El ratio de deuda neta sobre capital empleado del Grupo consolidado al cierre de 2010 se cifró en el 19,5%, frente al 30,3% a 31 de diciembre de 2009. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se situó en el 29,7%, frente al 40,7% de 2009.

A continuación se detalla la evolución de la deuda financiera neta durante los ejercicios de 2010 y 2009:

(Millones de euros)	Grupo Consolidado		Grupo Consolidado ex Gas Natural Fenosa	
	2010	2009	2010	2009
Deuda neta al inicio del periodo	10.928	3.481	4.905	2.030
EBITDA	(9.196)	(6.749)	(7.688)	(5.517)
Variación del fondo de maniobra comercial	1.693	590	1.316	461
Inversiones (1)	5.091	8.964	4.468	4.991
Desinversiones (2)	(4.972)	(1.037)	(4.293)	(400)
Dividendos pagados (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	806	1.935	759	1.894
Efectos tipo de cambio	617	125	535	112
Impuestos pagados	1.627	1.168	1.490	1.054
Variación del perímetro de consolidación (3)	(372)	1.809	(395)	–
Intereses y otros movimientos	1.002	642	600	280
Deuda neta al cierre del periodo	7.224	10.928	1.697	4.905

(1) En 2010 y 2009 existen inversiones de carácter financiero por importe de 15 y 39 millones de euros, respectivamente para el Grupo Consolidado, no reflejadas en esta tabla.

(2) Igualmente, en 2010 y 2009 existen desinversiones de carácter financiero por importe de 88 y 56 millones de euros, respectivamente para el Grupo Consolidado.

(3) En 2009 corresponde principalmente a la incorporación de la deuda de Unión Fenosa y 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 ritmo de recuperación de la reciente crisis económico-financiera global está todavía sujeto a riesgos y a incertidumbres. El crecimiento de la economía mundial fue más lento en la segunda mitad de 2010 al debilitarse o agotarse el margen de maniobra de algunos factores que sostenían dicha recuperación, particularmente la reposición de inventarios y las políticas públicas anticíclicas de naturaleza fiscal y monetaria. Esta dinámica podría también predominar durante 2011, reduciendo los precios y los márgenes de la compañía respecto a los actuales, si bien se espera que la demanda mundial de petróleo y gas aumente debido a los países emergentes. El incremento de la deuda pública en casi todos los países como consecuencia de sus políticas anticrisis podría conducir a cambios fiscales y del marco regulatorio de la industria del petróleo y del gas.

Adicionalmente, una profunda reforma financiera, que está en proceso, podría tener importantes consecuencias para el conjunto de la economía. 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 2010, la cotización media del precio del crudo West Texas Intermediate (WTI) ascendió a 79,61 dólares por barril, frente a una media de 56,13 dólares por barril registrada durante el período 2001-2010, con un precio medio anual máximo de 99,75 dólares por barril en 2008 y un precio medio anual mínimo de 25,96 dólares en 2001. En 2010, el rango de cotizaciones para el crudo (WTI) se situó aproximadamente entre 68 y 92 dólares por barril.

La demanda también puede 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. Además, las condiciones contractuales a las cuales están sujetos los intereses petrolíferos y gasíferos de Repsol YPF reflejan, por norma general, 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 impuesto de sociedades, 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 y que regulan, entre otras cuestiones relativas a las operaciones del Grupo, las normas de calidad medioambiental de sus productos, las emisiones al aire y el cambio climático, la eficiencia energética, los vertidos al agua, la remediación del suelo y la contaminación de las aguas superficiales y subterráneas, así como la generación, el almacenamiento, el transporte, el tratamiento y la 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 a 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 nuestros proyectos de desarrollo, están localizados en aguas profundas y en otros entornos difíciles, tales como el Golfo de México, Brasil o la selva amazónica o en reservorios desafiantes, 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, podrían producirse daños personales, daños al medio ambiente, pérdidas de producción o destrucción de bienes y acciones legales y, dependiendo de la causa y la gravedad, daños a la reputación de Repsol YPF.

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, 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 inestabilidades políticas o económicas.

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 cambios 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.

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). Las reservas probadas se estiman en función de datos geológicos y de ingeniería que permiten determinar con certeza razonable si el crudo o el gas natural localizados en yacimientos conocidos se pueden recuperar en las actuales condiciones económicas y operativas.

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 nosotros controlamos 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 en la tecnología disponible así como en 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 los países en los 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 parte de las contrapartes de los mismos, en cuyo caso sería necesario buscar otras fuentes de gas natural para hacer frente a posibles faltas de suministro por parte de cualquiera de las contrapartes, 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 2010 y de 2009, aproximadamente el 19% y el 20%, respectivamente, de los activos de Repsol YPF estaban ubicados en Argentina, tratándose fundamentalmente de actividades de exploración y producción. Asimismo, del resultado de explotación, en torno al 20% a 31 de diciembre de 2010 y al 33% 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 el año 2003 hasta el año 2008, desacelerándose en 2009 a raíz de la crisis financiera internacional. En 2010, después de un proceso de recuperación y según estimaciones preliminares, se ha alcanzado un crecimiento de aproximadamente el 9%. 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;
- incremento de los impuestos sobre las exportaciones de hidrocarburos;
- 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;
- la necesidad de obtener la prórroga de las concesiones, una parte de las cuales expiran en 2017;
- interrupciones y huelgas sindicales;
- la evolución del tipo de cambio del peso argentino.

En los últimos años se han impuesto gravámenes a las exportaciones de hidrocarburos (ver nota 2, "Marco Regulatorio - Argentina" de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2010). 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 una parte de su producción de gas natural originariamente destinada a la exportación en el mercado local, 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

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

Repsol YPF mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos disponibles que cubren el 78% de la totalidad de su deuda bruta y el 63% de la misma incluyendo las acciones preferentes. En el caso de Repsol YPF ex Gas Natural Fenosa, estos recursos disponibles cubren la totalidad de su deuda bruta y más de un 80% si se incluyen las acciones preferentes.

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 terceros 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 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. Para mitigar el riesgo de tipo de cambio en el resultado, y cuando así lo considera adecuado, Repsol YPF puede contratar derivados para aquellas divisas en las que existe un mercado líquido y con razonables costes de transacción.

Repsol YPF también está expuesta a riesgo de tipo de cambio en relación con el valor de sus activos e inversiones financieras. Repsol YPF obtiene financiación en dólares y en otras monedas, bien de forma directa o bien sintéticamente mediante la contratación de derivados de tipo de cambio.

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 2010 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:

	2010	2009
Upstream:		
Producción neta de hidrocarburos (1)	125.653	121.768
GNL:		
Producción trenes licuación (2)(3)	5,1	4,7
GNL comercializado (3)	6,7	4,5
Downstream:		
Capacidad de refino (4)(5)	878	926
Europa (6)	776	776
Resto del mundo	102	156
Crudo procesado (7)(8)	34,4	35,1
Europa	28,7	28,7
Resto del mundo	5,7	6,5
Número de estaciones de servicio	4.447	4.428
Europa	4.182	4.186
Resto del mundo	265	242
Ventas de productos petrolíferos (7)(9)	38.613	39.429
Europa	32.429	32.970
Resto del mundo	6.184	6.459
Ventas de productos petroquímicos (9)	2.618	2.306
Por Región:		
Europa	2.263	2.000
Resto del mundo	355	306
Por producto:		
Básicos	874	567
Derivados	1.744	1.739
Ventas de GLP (9)	3.108	2.993
Europa	1.680	1.677
Resto del mundo	1.428	1.316
YPF:		
Producción neta de hidrocarburos (1)(10)	197.442	208.708
Capacidad de refino (4)(11)	333	333
Crudo procesado (8)(11)	15,4	15,7
Número de estaciones de servicio (12)	1.653	1.668
Ventas de productos petrolíferos (9)(11)	14.146	13.906
Ventas de productos petroquímicos (10)	1.563	1.479
Ventas de GLP (9)	340	362
Ventas de gas natural (3)	14,0	15,9
Gas Natural Fenosa:		
Ventas de distribución de gas natural (3)(13)	35,40	34,64
Ventas de distribución de electricidad(13)(14)(15)	54.833	34.973

(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%)]; Perú LNG (20%). De esta producción, 1,4 bcm en 2010 y 0,8 bcm en 2009 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 (kbb/d).

(5) La información de 2010 no incluye el 30% de Refap (Brasil), ya que fue vendida en diciembre de 2010.

(6) La capacidad reportada incluye la participación en ASES.

(7) La información de 2009 y 2010 incluye 30% de Refap (Brasil) hasta la fecha de su venta en diciembre de 2010.

(8) Millones de toneladas.

(9) Miles de toneladas.

(10) Datos correspondientes a Argentina, a excepción de la producción neta de hidrocarburos de 777 y 977 miles de barriles equivalentes (kbep) en 2010 y 2009, respectivamente, lo que corresponde a Estados Unidos.

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

(12) Incluye el 50% de estaciones de servicio "Refinor".

(13) Incluye el 100% de las ventas reportadas por Gas Natural Fenosa, aunque Repsol YPF tiene una participación del 30,01% de Gas Natural a 31 de diciembre de 2009 y del 30,13% a 31 de diciembre de 2010, y se contabiliza aplicando el método de integración proporcional.

(14) Gigavatios hora (GWh).

(15) En 2009 corresponde a las operaciones de Gas Natural desde la adquisición de Unión Fenosa en el mes de abril.

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
"kbb/d"	Miles de barriles
"kbb/d"	Miles de barriles por día
"kbep"	Miles de barriles equivalentes de petróleo
"km ² "	Kilómetros cuadrados
"Mbb"	Millones de barriles
"Mbep"	Millones de barriles equivalentes de petróleo
"Mm ³ /d"	Millones de metros cúbicos por día
"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 fuera de Argentina. 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 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. En estas últimas 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.

En este país, a los exitosos resultados exploratorios de los últimos años se une el importante acuerdo alcanzado con la compañía china Sinopec para la creación de una de las mayores empresas energéticas de Latinoamérica, valorada en 17.777 millones de dólares. Repsol posee un 60% de la compañía y Sinopec, el 40% restante. Esta transacción pone en valor el éxito de la actividad exploratoria desarrollada por Repsol en Brasil durante los últimos años, y supone el reconocimiento a la acertada estrategia y al esfuerzo inversor realizado, tanto en recursos humanos como técnicos y materiales, en particular en el offshore presalino 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 e Indonesia.

Dentro de la estrategia definida de diversificación geográfica, en 2010 ha destacado la entrada en áreas de alto potencial exploratorio en Indonesia, Noruega, Angola, Rusia y Omán.

En Noruega, Repsol obtuvo en enero de 2010 la adjudicación en la ronda APA 2009 de dos licencias de exploración (PL-541 y PL-557) en aguas del Mar del Norte y del Mar de Noruega. En junio se tomó una participación del 40% en la licencia PL-356, situada en la zona meridional del Mar del Norte, en el sector noruego. La compañía realizará en 2011 trabajos exploratorios para confirmar las buenas expectativas de estas áreas marinas de Noruega.

En el primer trimestre de 2010, Repsol acordó en Indonesia con la compañía Niko Resources Ltd la adquisición de una participación del 45% en los bloques exploratorios Seram y East Bula, y de un 50% en el área de estudio Seram Sur. En enero de 2011, la transacción fue formalmente aprobada por el gobierno indonesio. En mayo de 2010, Repsol obtuvo en la ronda de licitación 2010 de Indonesia tres bloques exploratorios (Cendrawasih II, III y IV) ubicados en el offshore de la isla de Papúa, con la compañía Niko Resources Ltd como socio. Repsol tiene un interés neto del 50% y es la compañía operadora en uno de estos bloques. Ambos son pasos decisivos para la apertura de nuevas áreas con alto potencial exploratorio en este país con gran tradición petrolera.

El año 2010 también fue para Repsol el del inicio de la actividad exploratoria en el offshore de Angola, con la entrada en bloques exploratorios de gas situados en la cuenca de Lower Congo. Adicionalmente, en enero de 2011 Sonangol anunció los resultados de la primera Ronda Exploratoria desde 2007. Repsol obtuvo la adjudicación de tres bloques en esta ronda: bloque 22 (en el que es operador con un 30%), bloque 35 (25% Repsol) y el bloque 37 (20% Repsol).

En Rusia, a mediados de año 2010 se acordó la adquisición, ratificada oficialmente por las autoridades rusas a principios de 2011, del 74,9% del capital social de la compañía CSJC EUROTEK-YUGRA, que posee los bloques exploratorios Karabashsky 1 y 2 en la cuenca de West Siberian.

En agosto, Repsol alcanzó un acuerdo con RAK Petroleum, petrolera pública de Emiratos Árabes Unidos, para la adquisición de un 50% de participación en el bloque 47 (Jebel Ham-mah) de Omán. Este acuerdo está sujeto a la aprobación de las autoridades gubernamentales de Omán. La compañía RAK continuará como operador del bloque, que se sitúa en el norte del país y consta de 4.964 kilómetros cuadrados.

La estrategia de diversificación en nuevos países ha venido dando sus frutos. Uno de ellos es el importante descubrimiento de crudo ligero realizado en 2010 en aguas de Sierra Leona, en concreto en el pozo Mercury-1. Este descubrimiento es el segundo de Repsol tras el sondeo Venus B-1, que se llevó a cabo en 2009, y es una clara indicación del potencial de un área prácticamente inexplorada hasta el momento y en la que Repsol es una de las compañías pioneras en su exploración.

En 2010 han tenido lugar nuevos descubrimientos exploratorios en Brasil (Creal B y Piracucá 2), Sierra Leona (Mercury-1) y Colombia (Calamaro-1), que se unen a las exitosas campañas de 2008 y 2009, en las que se realizaron más de 20 hallazgos, cuatro de ellos situados entre los mayores de esos años. Dichos descubrimientos tuvieron lugar en áreas geográficas de especial relevancia, como Brasil, Estados Unidos, Venezuela, Perú y Bolivia. También destaca en 2010 el resultado positivo del sondeo de evaluación Perla 2X en Venezuela.

La compañía está cumpliendo los compromisos adquiridos y materializando la próxima etapa de crecimiento, basada fundamentalmente en sus éxitos exploratorios, que están impulsando la creación de valor para sus accionistas. Dentro de este proceso de materialización del crecimiento futuro destacan los proyectos estratégicos en diferentes fases de desarrollo que se están llevando a cabo y que en 2009-2010 han recibido un impulso decidido en el Golfo de México estadounidense (Shenzi, ya en producción en 2009), Brasil (Guará, Carioca y Piracucá), 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 la exploración y producción offshore, 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.

Los objetivos de Repsol en sus operaciones offshore, especialmente en aguas profundas, continúan siendo fortalecer la implementación ya existente de las mejores prácticas y recomendaciones dentro de los estándares más exigentes de la industria, seguir cumpliendo estrictamente con todas las regulaciones y formar parte del grupo de mejores compañías tras el levantamiento de la moratoria en el Golfo de México.

El ratio de reemplazo de reservas probadas en el área de Upstream fue del 131% en 2010.

Al cierre del ejercicio, el área de Upstream de Repsol participaba en bloques de exploración y producción de petróleo y gas de 27 países, directamente o a través de sus subsidiarias. La compañía era el operador en 20 de ellos. Adicionalmente, Repsol tiene presencia en Rusia a través de la participación en la compañía rusa Alliance Oil, además de en los bloques exploratorios obtenidos en 2010, con lo que su área de Upstream está presente en la actualidad en 28 países.

	POZOS EXPLORATORIOS TERMINADOS								2010 (1)	
	Positivos		Negativos		En Evaluación		TOTAL		Brutos	Netos
	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		

	POZOS EXPLORATORIOS TERMINADOS								2009 (1)	
	Positivos		Negativos		En Evaluación		TOTAL		Brutos	Netos
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos		
Europa	2	2	-	-	-	-	2	2		
América del Sur	5	2	4	1	-	-	9	3		
Trinidad y Tobago	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de países de América del Sur	5	2	4	1	-	-	9	3		
América Central	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	1	*	1	*	-	-	2	*		
África	3	1	8	4	3	1	14	6		
Asia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	11	5	13	5	3	1	27	11		

(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								2010 (1)	
	Positivos		Negativos		En Evaluación		TOTAL		Brutos	Netos
	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		

POZOS DE DESARROLLO TERMINADOS	2009 (1)							
	Positivos		Negativos		En Evaluación		TOTAL	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Sur	23	3	4	1	1	*	28	4
Trinidad y Tobago	1	*	-	-	-	-	1	*
Resto de países de América del Sur	22	3	4	1	1	*	27	4
América Central	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	2	1	-	-	-	-	2	1
África	14	4	-	-	1	*	15	4
Asia	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	39	8	4	1	2	*	45	9

(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 2010					
	Dominio minero				Nº de pozos exploratorios en perforación (1)	
	Nº de bloques		Área neta (km²) (2)		Brutos	Netos
	Desarrollo	Exploración	Desarrollo	Exploración		
Europa	12	25	385	7.160	-	-
América del Sur	51	31	5.933	39.997	3	1
Trinidad y Tobago	7	-	2.363	-	-	-
Resto de países de América del Sur	44	31	3.570	39.997	3	1
América Central	-	1	-	4.492	-	-
América del Norte	7	280	479	5.159	-	-
África	16	19	2.208	57.785	2	1
Asia	-	6	-	17.814	1	*
TOTAL	86	362	9.005	132.407	6	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 2010:

(km²)	2010			
	Desarrollado(1)		No desarrollado(2)	
	Bruto(3)	Neto(4)	Bruto(3)	Neto(4)
Europa	31	24	12.785	7.521
América del Sur	973	297	107.951	45.633
Trinidad y Tobago	158	59	5.420	2.304
Resto de países América del Sur	815	238	102.531	43.329
América Central	-	-	11.231	4.492
América del Norte	18	5	10.719	5.633
África	612	170	116.053	59.823
Asia	-	-	47.324	17.814
TOTAL	1.634	496	306.063	140.916

(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.

Resultados

Resultado de explotación (millones de euros)	2010	2009	2010/2009
América del Norte y Brasil	2.911	63	4.521%
Norte de África	642	372	73%
Resto del mundo	560	346	62%
TOTAL	4.113	781	427%

El resultado de explotación de la actividad de Upstream en 2010 fue de 4.113 millones de euros, frente a los 781 millones obtenidos en el ejercicio anterior, lo que supone un incremento del 426,6%. El EBITDA ascendió a 2.478 millones de euros, frente a los 1.699 millones de 2009. 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 el citado beneficio, el resultado de la actividad de Upstream es superior en 2010, fundamentalmente debido a los mayores precios de realización del crudo y del gas, y al aumento de la producción en el período, pese a los mayores costes en exploración y a los efectos derivados de la decisión de discontinuar el proyecto Persian LNG.

El precio medio de venta de la cesta de líquidos de Repsol fue de 72,6 US\$/barril (54,7€/barril), frente a los 56,7 US\$/barril (40,7€/barril) de 2009. El precio medio del gas se situó en los 2,7 dólares por mil pies cúbicos, lo que supone un incremento del 19% 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 3,0 dólares por barril. Esta cifra es muy similar a la correspondiente al ejercicio 2009 (2,9 dólares por barril). En cuanto al coste de descubrimiento (*finding cost*) sobre reservas probadas, la media para el período 2008-2010 ha sido de 44,1 dólares por barril.

Descubrimientos

En 2010, la compañía ha participado en nuevos descubrimientos, lo que supone continuar con los exitosos resultados exploratorios de 2008 y 2009. Estos descubrimientos se han realizado en Brasil (con los sondeos Creal B y Piracucá 2), Sierra Leona (sondeo Mercury-1) y Colombia (sondeo Calamaro-1). También destaca en 2010 el resultado positivo del sondeo de evaluación Perla 2X en Venezuela, que ha confirmado y mejorado el gran potencial del área.

Algunos de los descubrimientos de esta etapa histórica de la compañía desde el punto de vista exploratorio se han localizado en áreas tan importantes como Brasil, Estados Unidos, Venezuela, Perú, Bolivia y Argelia, y han permitido la materialización de proyectos estratégicos de desarrollo que garantizan el crecimiento orgánico de la compañía en el futuro.

Adicionalmente, dentro de los trabajos de desarrollo del Área Río Grande en Bolivia, Repsol realizó en 2010 un descubrimiento de gas en el pozo RGD 22.

En Brasil, en junio de 2010 finalizó la perforación del sondeo Creal B, que resultó positivo en el objetivo presalino, lo que podría incrementar significativamente el potencial de reservas remanentes en este importante campo del offshore brasileño. El campo Albacora Leste, en el que Repsol participa con un 10%, se encuentra en producción desde abril de 2006.

En mayo de 2010, en el bloque de desarrollo BM-S-7 Piracucá, situado en el offshore de Brasil, en concreto en la cuenca de Santos, se concluyó el sondeo exploratorio Piracucá-2, con resultado positivo. Se trata del tercer sondeo positivo perforado después de los dos de 2009 (Pialamba y Piracucá-1). Tras los positivos resultados exploratorios y de evaluación de 2009, confirmados en 2010 con el sondeo Piracucá-2, se decidió iniciar los trabajos de desarrollo del bloque con el objetivo de su puesta en producción en el año 2015.

En noviembre de 2010 se anunció el segundo descubrimiento en aguas profundas de Sierra Leona, esta vez con el sondeo Mercury-1, lo que confirma el elevado potencial de un área muy poco explorada hasta la fecha y en la que Repsol puede considerarse una de las compañías pioneras. El sondeo descubridor se encuentra en el bloque SL-07B-10, a una profundidad de 4.862 metros, bajo una lámina de agua de 1.600 metros. La columna de hidrocarburos encontrada alcanza los 41 metros. Repsol, junto con sus socios Anadarko y Tullow, está evaluando los positivos resultados obtenidos y analizando la perforación de nuevos sondeos para materializar la viabilidad comercial de la zona. El pozo Mercury-1 fue perforado unos 64 kilómetros al sureste del descubrimiento Venus B-1, realizado en 2009.

A finales de año se produjo un descubrimiento exploratorio en Colombia con el sondeo Calamaro-1, en el bloque Rondón, ubicado en la cuenca de Llanos.

El 12 de abril de 2010, Repsol anunció la finalización con resultados positivos del sondeo de evaluación Perla 2X, en el bloque Cardón IV, situado en aguas de Venezuela. Este sondeo, perforado con una lámina de agua de 60 metros, atravesó un espesor neto de hidrocarburos (*net pay*) de 840 pies (260 metros). Con los resultados de este sondeo se confirmaron al alza las expectativas de recursos recuperables de gas en el bloque, que se estimaron en 8 trillones de pies cúbicos (TCF) de gas tras el descubrimiento con el sondeo Perla 1X en 2009. De hecho, tras la perforación del sondeo Perla 2X, el Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela (MPPEP) aprobó la nueva estimación de recursos, que asciende a 9 TCF, lo que confirma al megacampo Perla como el mayor descubrimiento de gas de la historia de Repsol y uno de los más importantes en Venezuela.

En la fase de exploración, Repsol opera el bloque Cardón IV al 50% con la compañía italiana ENI. En la futura fase de desarrollo del bloque, que se está definiendo, PDVSA, la compañía petrolera nacional de Venezuela, tomaría un 35% en el proyecto, junto con Repsol (32,5%) y ENI (32,5%).

En agosto de 2010, Repsol, dentro del consorcio YPFB Andina, anunció en Bolivia un importante descubrimiento de gas en el Área de Río Grande con el pozo de desarrollo RGD 22. Esta área, que está en producción desde el año 1968 en formaciones geológicas diferentes a la descubierta en 2010, se encuentra 55 kilómetros al sureste de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra. Repsol realizó este descubrimiento de gas dentro de los trabajos de profundización de pozos existentes para el incremento de la producción en este campo. Se estima que el hallazgo aporta unos recursos totales de 1 TCF de gas, cantidad que equivale a diez meses de consumo de gas en España. Dado que el campo Río Grande ya tiene la infraestructura necesaria, los recursos añadidos se podrán poner en producción en un breve plazo de tiempo.

Las pruebas de producción en el pozo RGD 22 arrojaron un caudal de 6 millones de pies cúbicos/día y 160 barriles de condensado. Las perforaciones futuras permitirán definir con más exactitud el tamaño del hallazgo.

En enero de 2011, la compañía anunció el resultado positivo del sondeo de evaluación Carioca NE, en el prolífico bloque BM-S-9, en aguas profundas de Brasil.

Producción

La producción de hidrocarburos de Repsol (sin tener en cuenta YPF) se cifró en 344.256 barriles equivalentes de petróleo/día en 2010, lo que supone un incremento del 3,2% respecto a 2009. Este aumento se origina principalmente en Perú por la puesta en marcha de la planta de Perú LNG en junio de 2010, en Estados Unidos tras la puesta en marcha de Shenzi en marzo de 2009, en Libia por el incremento de cuota y en Venezuela por la incorporación de Barúa Motatán, parcialmente compensada con la venta de Barrancas, ambas en febrero 2010. Todo ello compensado parcialmente con la menor producción en Argelia, principalmente por el cambio de coeficiente en 2010, en base a la aplicación de los términos contractuales y en Brasil (por el declino de Albacora Leste). Aislado el impacto de los mayores precios de referencia en los contratos PSC (Production Sharing Contract), la producción hubiera aumentado un 6% respecto a 2009.

Es de destacar en Brasil que el 25 de Diciembre de 2010 comenzó la prueba de producción de larga duración (Extended Well Test) del yacimiento Guará en el bloque marino BM-S-9. La duración prevista para esta prueba es de cinco meses.

PRODUCCIÓN NETA DE LÍQUIDOS Y GAS NATURAL POR ÁREA GEOGRÁFICA PARA 2009 Y 2010

	2010			2009		
	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	390	96	25	380	93
Bolivia	2	33	8	2	32	8
Brasil	3	1	3	4	1	4
Colombia	2	–	2	2	–	3
Ecuador	6	–	6	6	–	6
Perú	3	23	7	3	10	4
Trinidad y Tobago	6	282	56	6	277	55
Venezuela	4	51	14	2	60	13
América Central	–	–	–	–	–	–
América del Norte	10	3	11	8	3	9
Estados Unidos	10	3	11	8	3	9
África	16	12	18	15	24	19
Argelia	1	12	3	2	24	6
Libia	15	–	15	13	–	13
Asia	–	–	–	–	–	–
PRODUCCIÓN TOTAL NETA	53	407	126	49	409	122

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

POZOS PRODUCTIVOS POR ÁREA GEOGRÁFICA	A 31 de diciembre de 2009 (1)			
	Petróleo		Gas	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Europa	8	6	5	4
América del Sur	1.089	379	161	65
Trinidad y Tobago	102	71	54	18
Resto de países de América del Sur	987	308	107	47
América Central	–	–	–	–
América del Norte	12	3	–	–
África	181	51	78	23
Asia	–	–	–	–
TOTAL	1.290	439	244	92

(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 2010, las reservas probadas de Repsol (sin tener en cuenta YPF), estimadas de acuerdo con la normativa de la U.S. Securities & Exchange Commission (SEC), ascendían a 1.100 millones de barriles equivalentes de petróleo (Mbep), de los cuales 376 Mbep (34%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 724 Mbep (66%), a gas natural.

En 2010, la evolución de las citadas reservas fue positiva, con la incorporación de 165 Mbep, destacando Perú (114 Mbep), Trinidad y Tobago (15 Mbep) y Libia (14 Mbep).

Estas reservas se localizan principalmente en Trinidad y Tobago (36%). Un 46% 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 5% en el Golfo de México (Estados Unidos) y aproximadamente un 1% en España.

Inversiones

El área de negocio de Upstream invirtió en 2010 un total de 1.126 millones de euros, lo que supone mantener el esfuerzo inversor del año anterior (1.122 millones de euros en 2009). La inversión en desarrollo representó el 50% del total y se realizó principalmente en Trinidad y Tobago (16%), Bolivia (14%), Brasil (13%), Perú (12%), EE.UU. (10%), Ecuador (9%) y Libia (7%). Las inversiones en exploración representaron un 38% de la inversión total y han sido realizadas fundamentalmente en Brasil (76%) y EE.UU. (8%).

Desinversiones

El acuerdo alcanzado en el mes de octubre entre Repsol y Sinopec para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción en Brasil ha supuesto una desinversión por importe de 4.267 millones de dólares (3.234 millones de euros). El importe de la desinver-

sión corresponde al porcentaje de participación del Grupo en la liquidez incorporada en la sociedad como consecuencia de la ampliación de capital. Tras la citada operación, el Grupo consolida por integración proporcional el 60% de participación que posee en Repsol Sinopec Brasil.

Adicionalmente, en 2010 se ha recibido un anticipo de 70 millones de euros por el acuerdo de venta a Enagás de la participación del 82% que Repsol poseía en el almacenamiento de gas natural subterráneo de Gaviota, enajenado por un importe total de 87 millones de euros (de esta cifra, 16 millones de euros están condicionados a la aprobación por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio del proyecto de ampliación). Esta venta, pendiente de la aprobación definitiva de la transacción por las autoridades competentes, significa un paso más en la estrategia de desinversión gradual en activos no estratégicos llevada a cabo por Repsol.

Actividades en los principales países

Norteamérica

En los últimos cuatro años, Repsol ha fortalecido significativamente su presencia en aguas profundas del Golfo de México, en Estados Unidos, con su participación en el importante proyecto de petróleo de Shenzi y con la obtención de un buen número de nuevos bloques exploratorios, cuyo potencial comenzó a hacerse patente 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, donde Repsol participa con un 28% y que está en producción a través de su propia plataforma desde marzo de 2009, 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 diez pozos a través de esta plataforma. En los próximos meses se espera continuar con la terminación de la perforación de los demás pozos de desarrollo, tras el levantamiento en octubre de 2010 de la moratoria de perforación en aguas profundas del Golfo de México impuesta a finales de abril de 2010 por parte del Departamento de Interior de Estados Unidos.

La citada moratoria se levantó el 12 de octubre de 2010 y en Shenzi se reanudaron las operaciones de perforación para la inyección de agua en el yacimiento en noviembre de 2010. En la actualidad se está completando la revisión de los procedimientos operativos y de los sistemas de gestión para estar en disposición de cumplir de manera estricta con las nuevas exigencias regulatorias para la perforación de sondeos adicionales de exploración y producción. En 2010 se alcanzaron a través de la plataforma Shenzi niveles de producción superiores a los 105.000 barriles de petróleo/día. El plan de inversiones futuras tiene como objetivo mantener un *plateau* anual de producción en el rango de los 100.000 a 120.000 bep/día para los próximos cinco años e incluye un proyecto de recuperación secundaria vía inyección de agua que estará operativo a mediados de 2012. El desarrollo del Flanco Norte de Shenzi se encuentra en una fase más inicial, aunque el positivo resultado de los trabajos de perforación en 2009 amplió el potencial esperado de esta área. El primer sondeo de delimitación de estas formaciones está previsto para 2011.

El sondeo de evaluación del descubrimiento Buckskin, que estaba previsto perforar en 2010, se prevé que se iniciará en 2011. Este retraso se debe a la moratoria de perforación impuesta en 2010 en Estados Unidos, si bien no afecta a la fecha estimada de puesta en producción del campo, en 2017. Este sondeo de evaluación ayudará a definir el plan de desarrollo futuro del campo. Repsol, como operador del proyecto en su fase exploratoria, realizó en 2009 este importante descubrimiento. Con una profundidad total de unos 10.000 metros, se trata del pozo más profundo operado hasta la fecha por Repsol y de uno de los más hondos perforados en la zona.

Repsol obtuvo en marzo de 2010 la adjudicación de 16 nuevos bloques exploratorios en la ronda 213, en el Golfo de México; cinco con un 100% de participación y el resto en asociación con Ecopetrol (cinco con una participación del 60%, otros tantos con el 40% y un bloque más al 50%). Estos bloques se encuentran en las cuencas de Mississippi Canyon, Garden Banks, Walker Ridge y Keathley Canyon. Además de los 16 bloques mencionados, Repsol también obtuvo participación, por acuerdo con las compañías adjudicatarias, en dos más ofertados en la ronda 213, en Mississippi Canyon y Keathley Canyon.

En Alaska, Repsol participa con un 20% en 71 bloques adyacentes offshore en el Mar de Beaufort, junto con las compañías Shell Offshore Inc. y Eni Petroleum US LLC. Se están realizando estudios para establecer su potencial exploratorio. La compañía también tiene el 100% de 93 bloques offshore en el Mar de Chukchi.

Estos activos, sumados a los logrados en los últimos años, conforman una amplia y sólida cartera de proyectos exploratorios en Estados Unidos de más de 275 bloques. La participación de la compañía en estas rondas se enmarca en la estrategia de diversificación y crecimiento en países de la OCDE.

En Canadá, Repsol continuó en 2010 ampliando su conocimiento geológico de las áreas disponibles para poder definir el valor de las oportunidades que se están presentando en el país. La compañía ya participa actualmente en tres bloques de exploración en el offshore de Newfoundland (Terranova) y Labrador. Dos de estos bloques se sitúan en la zona de Central Ridge/Flemish Pass y otro en Jeanne d'Arc Basin. Adicionalmente, en la Ronda Exploratoria llevada a cabo a finales de 2010, Repsol obtuvo un 25% en los bloques NL 10-01 y NL 10-02, en el área Jeanne d'Arc Basin, a la espera de la ratificación oficial de las autoridades gubernamentales canadienses.

Latinoamérica

Brasil

En 2010 se ha producido un hito de gran importancia dentro de la estrategia en esta área clave para la compañía. En octubre se anunció la alianza entre Repsol y Sinopec en Brasil para crear una de las mayores compañías energéticas privadas de Latinoamérica. La Junta de Accionistas de Repsol Brasil aprobó el 28 de diciembre de 2010 una ampliación de capital de 7.111 millones de dólares suscrita en su totalidad por Sinopec, dando lugar a una empresa con un valor de 17.777 millones de dólares. Tras la operación, Repsol mantiene el 60% del capital social de la compañía y Sinopec, la mayor petrolera china, el 40% restante. La aportación de fondos de esta operación permitirá a la compañía afrontar las inversiones necesarias para el total desarrollo de sus activos en Brasil, incluyendo algunos de los mayores descubrimientos del mundo, como los obtenidos en los bloques de Guará y Carioca. Repsol y Sinopec continuarán con sus planes de expansión en Brasil y participarán, conjuntamente o por separado, en futuras rondas de licitación en el país. Esta transacción, realizada entre dos compañías líderes, pone en valor el éxito de la actividad exploratoria realizada por Repsol en Brasil durante los últimos años.

El offshore brasileño es una de las mayores áreas de crecimiento en reservas de hidrocarburos del mundo. El acuerdo alcanzado entre Repsol y Sinopec es una muestra del gran interés internacional por el momento histórico que atraviesa Brasil, y particularmente por la actividad en el presalino de la cuenca de Santos.

Repsol es una de las compañías 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, entre los que destaca especialmente el bloque BM-S-9, en la cuenca de Santos, con los descubrimientos de Guará, Carioca, Iguazú Norte y Abaré Oeste, 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).

En el área de Guará finalizó en agosto de 2010 el pozo de evaluación Guará Norte, con resultado positivo, lo que confirma el elevado potencial de reservas de este campo. Durante 2010 se llevaron a cabo los trabajos previos para la realización de una prueba extensa de producción (EWT) que durará 5 meses, con inicio en diciembre de 2010. También se concretaron acuerdos para la contratación de una plataforma de perforación (*rig*) adicional a la existente y para la construcción de una futura segunda unidad de producción (FPSO). Todos estos trabajos están encaminados a iniciar el desarrollo de esta área, con el objetivo de comenzar su producción en 2013.

En el área de Carioca, en 2010 comenzó la perforación del pozo de evaluación de la zona nordeste de la estructura para obtener datos definitivos que permitan definir el plan de desarrollo del campo y su futura puesta en producción, además de la realización de pruebas extensas de producción (EWT), previstas en 2011, y la perforación de un sondeo adicional. La compañía anunció en enero de 2011 el resultado positivo de este sondeo de evaluación (Carioca NE).

En el bloque BM-S-9 existe un potencial exploratorio que se evaluará en los dos próximos años. En 2009 ya se realizaron otros dos descubrimientos exploratorios (Iguazú Norte y Abaré Oeste), por lo que las expectativas del resto del bloque también son elevadas.

En 2010 se continuó con el plan de desarrollo aprobado en 2009 para el campo Piracucá (bloque BM-S-7), con el objetivo de ponerlo en producción en el año 2015. En mayo de 2010 terminó con resultado positivo el sondeo exploratorio Piracucá-2 en este bloque del offshore de Brasil, que se une a los dos sondeos de exploración y evaluación que resultaron positivos en 2009 y que fundamentaron el desarrollo actual del campo.

Repsol tiene una participación del 10% en Albacora Leste (cuenca de Campos), que está en producción desde abril de 2006. En este importante campo de petróleo en aguas profundas de Brasil finalizó en junio de 2010 la perforación del sondeo Creal B, que resultó positivo en el objetivo presalino.

Los importantes descubrimientos exploratorios realizados en 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 y representan uno de los proyectos clave de crecimiento en el área de Upstream.

Bolivia

Los socios del importante proyecto de gas Margarita-Huacaya, una de las iniciativas estratégicas de la compañía, tomaron en 2010 la decisión de iniciar los trabajos para el desarrollo de la Fase I. Este proyecto clave se encuentra en los campos Margarita y Huacaya, 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 hallado en 2008 y que supuso uno de los cinco mayores descubrimientos realizados ese año en todo el mundo) consiste en elevar la producción de los niveles actuales (2,3 millones de metros cúbicos por día, Mm³/d) a un *plateau* intermedio de 8,3 Mm³/d en 2012, con la posibilidad de elevar la producción en una segunda fase a 14 Mm³/d en 2013. En el marco del plan de desarrollo, en julio de 2010 se anunció la firma del contrato de construcción de la nueva planta de procesamiento de gas en el campo Margarita para aumentar la capacidad actual de producción a 8,3 Mm³/d. Se estima que en un plazo de aproximadamente 20 meses desde la firma del contrato finalicen los trabajos de construcción de la planta.

En agosto de 2010, dentro del programa de perforación de desarrollo del Área de Contrato de Río Grande, unos 55 kilómetros al sureste de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, Repsol realizó un descubrimiento de gas en el pozo RGD 22, culminando con éxito un proyecto de profundización de pozos existentes con el objetivo de aumentar la producción de hidrocarburos en el país. El hallazgo aporta unos recursos totales de 1TCF de gas. Estos recursos podrán ser puestos en producción en un breve plazo de tiempo, ya que el campo Río Grande cuenta con la infraestructura necesaria.

Perú

En junio de 2010 se inició el suministro de gas natural procedente del campo Camisea, en el que Repsol posee un 10%, a la planta de licuación de Peru LNG, donde la compañía cuenta con una participación del 20%. El campo Camisea está conformado por los bloques 56 y 88, y su producción está destinada al mercado local y al abastecimiento de la planta de licuado Peru LNG. El bloque 88 tiene dos yacimientos: San Martín (en producción desde 2004) y Cashiriari (en producción desde 2009). El bloque 56 inició la producción del yacimiento Pagoreni en 2008.

Durante 2010 empezaron los trabajos del plan de desarrollo temprano de la zona sur del importante descubrimiento realizado en 2008 con el sondeo Kinteroni (uno de los mayores del mundo en 2008), en el bloque 57, que se localiza en la cuenca Ucayali-Madre de Dios, en la selva central del país, a 50 kilómetros del campo de gas y condensado de Camisea. Repsol, que cuenta con una participación del 53,84% en este bloque, es la compañía operadora.

El desarrollo temprano de la zona sur de Kinteroni incluye la perforación de 2 pozos nuevos y el reacondicionamiento del pozo descubridor de 2008. Antes del inicio de la fase de perforación se obtuvo en 2010 la aprobación del correspondiente Estudio de Impacto Ambiental. En agosto de 2010 se inició la perforación del primer pozo de desarrollo que finalizó en el cuarto trimestre de 2010. Durante 2011 se realizará el segundo pozo de desarrollo y el reacondicionamiento del pozo descubridor. Se prevé empezar a producir en 2012.

En octubre de 2010, Perupetro adjudicó, pendiente de la ratificación oficial, las licencias de exploración de los lotes 176, 180, 182 y 184, en la Faja Plegada Subandina, a un consorcio formado por Repsol (25% y operador), Ecopetrol (50%) e YPF (25%). Estas áreas completan el posicionamiento exploratorio de Repsol en la Faja Plegada Peruana. También en 2010 Repsol entró con un 30% en el bloque 101, operado por la compañía Talismán y situado en la cuenca de Maraón.

Venezuela

Durante 2010 se han producido dos importantes hitos relacionados con proyectos clave para la compañía: el descubrimiento realizado con el sondeo de evaluación Perla 2X, en el bloque Cardón IV, y la entrada en el proyecto Carabobo-1.

En abril se estimó que, con los resultados preliminares del sondeo de evaluación Perla 2X, los recursos recuperables de gas tras el gran descubrimiento del sondeo Perla 1X en 2009 (8

TCF), se veían confirmados e incluso superados. Repsol opera al 50% con la italiana ENI el consorcio descubridor del bloque Cardón IV, en el que se ubica el megacampo Perla, en aguas someras del Golfo de Venezuela.

El Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela (MPPEP) aprobó en junio el plan de evaluación del bloque Cardón IV, que contempla la perforación de los sondeos de delineación Perla 3X, terminado con resultado positivo en 2010, y Perla 4X, iniciado en 2010, y la perforación de otro sondeo opcional. Adicionalmente, el MPPEP aprobó la nueva estimación de recursos, que asciende a 9 TCF, tras la perforación del sondeo Perla 2X.

En febrero de 2010, un consorcio de compañías internacionales liderado por Repsol, con una participación del 11%, obtuvo del gobierno venezolano la adjudicación del proyecto Carabobo-1. Éste 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, una de las áreas con mayores reservas de hidrocarburos sin desarrollar del mundo. El área de Carabobo está situada en la zona este de la faja, que, según el US Geological Survey, podría tener un volumen recuperable de hasta 513.000 millones de barriles de crudo pesado. En este proyecto se estima alcanzar una producción de 400.000 barriles de petróleo al día durante 40 años, y se incluye la construcción de un mejorador de crudo pesado con capacidad para procesar alrededor de 200.000 barriles de petróleo/día.

En mayo de 2010 se firmó en Caracas la constitución de la empresa mixta Petrocarabobo S.A., encargada del desarrollo de las reservas de crudo pesado del proyecto Carabobo.

El proyecto Carabobo permitirá a Repsol incrementar su producción y sus recursos, en línea con los objetivos marcados. Parte del crudo pesado del 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 dichas instalaciones.

En febrero de 2010 se firmó la incorporación del área productiva Barúa-Motatán como activo a ser operado por la empresa mixta Petroquiriquire, S.A. Ya en 2009, la Asamblea Nacional Venezolana comunicó a través de la publicación en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela la aprobación del desarrollo de actividades por parte de la empresa mixta Petroquiriquire, en la que Repsol participa con un 40%, en el área en producción de Barúa-Motatán, localizada en la cuenca del Lago de Maracaibo. La producción de Barúa-Motatán se incorporó a Petroquiriquire con fecha efectiva 10 de febrero de 2010. Con ello, Repsol hizo efectiva la Nota de Crédito recibida durante el proceso de migración de los Convenios Operativos a Empresa Mixta.

Trinidad y Tobago

En este país, Repsol continúa siendo una de las principales compañías privadas en términos de producción y reservas de petróleo y gas, junto con BP, con la que comparte la propiedad de la sociedad bpTT. Esta empresa, participada en un 30% por Repsol, opera una extensa área productora de hidrocarburos en el offshore del país y en 2010 alcanzó una producción total media diaria de más de 470.000 bep.

Adicionalmente, Repsol es el operador del bloque marino TSP, con una participación del 70%.

Otros países

En la ronda exploratoria celebrada en 2010, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) de Colombia adjudicó dos bloques offshore (Cayos-1 y Cayos-5), pendientes de ratificación oficial, al consorcio formado por Repsol (35%), Ecopetrol (50%) e YPF (15%). En enero de 2011, Repsol firmó un acuerdo con la compañía colombiana Ecopetrol y la brasileña Petrobras para adquirir una participación en el bloque exploratorio offshore Tayrona, localizado en aguas del Caribe colombiano, próximo a la Península de La Guajira. Tras el acuerdo, Repsol cuenta con una participación del 30% en el bloque, mientras que Ecopetrol tiene otro 30% y Petrobras, que continuará como operador, el 40% restante. La operación está sujeta a la aprobación de la ANH.

En Guyana, Repsol realizó en 2010 los trabajos previos orientados a la perforación del prospecto Jaguar-1X, previsto para el segundo trimestre de 2011. El sondeo se encuentra en el bloque marino Georgetown y Repsol es el operador del mismo, con el 15%, siendo los restantes socios YPF (30%), Tullow Oil (30%) y CGX Energy (25%).

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 todas las limitaciones establecidas por la administración estadounidense para operaciones de perforación en Cuba. Esto, junto con el resto de los trabajos preparatorios realizados durante 2010, permitirá el inicio de la perforación del sondeo exploratorio Jagüey en la segunda mitad de 2011.

En Ecuador, el 23 de noviembre de 2010 se acordó la modificación del contrato de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 16, para adoptar el modelo de contrato de prestación de servicios. El nuevo contrato, que tendrá vigencia hasta 2018, tiene efectos desde el 1 de enero de 2011. Asimismo, el 22 de enero de 2011 se ha suscrito el contrato de prestación de servicios del Bloque Tivacuño.

África

Repsol tiene una importante presencia en el norte de África, sobre todo en Libia y Argelia, donde participa en importantes proyectos que garantizan un crecimiento sostenido y rentable en los próximos años. Asimismo, está consolidando su presencia en África occidental, especialmente en Sierra Leona, donde en 2010 se ha realizado un importante descubrimiento con el sondeo Mercury-1, y participa en bloques exploratorios en Liberia, Angola y Guinea Ecuatorial.

Libia

En 2010 se concluyeron trabajos importantes dentro del plan de desarrollo del campo "I/R", que entró en producción en junio de 2008 y que se espera que alcance su máximo potencial de producción una vez terminadas las instalaciones permanentes, entre 2012 y 2013, con un *plateau* de producción de 75 kbb/d. Este campo está situado en la prolífica cuenca de Murzuq, en los bloques NC186 y NC115, ambos participados por Repsol. Descubierta en 2006, el campo "I/R" es uno de los grandes hallazgos exploratorios logrados por la compañía, el más importante en Libia de la última década y uno de los proyectos clave de crecimiento definidos por Repsol.

Así, en 2010 se pusieron en operación las cuatro estaciones recolectoras (manifolds) que contempla el plan de desarrollo del campo, además de la línea definitiva de exportación de crudo hacia las instalaciones centrales del bloque NC115. Las instalaciones para la inyección de agua en el campo se terminaron en 2010 y a finales del ejercicio se comenzó la inyección.

En mayo de 2010 se puso en producción el campo K, situado en el bloque NC186, cuyo plan de desarrollo fue aprobado por la compañía nacional libia NOC en diciembre de 2008. El campo está produciendo a través de dos pozos.

Argelia

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 desarrollará las actividades exploratorias está formado por Repsol (52,5%) como operador, la italiana Enel (27,5%) y la franco-belga GdF-Suez (20%).

La adjudicación de este nuevo bloque, que se produjo en diciembre de 2009, refuerza la posición de Repsol en Argelia, donde la compañía tiene una importante presencia en las áreas de Reggane, Tinfouye Tabenkort y Tifernine, y reafirma su apuesta por este país como área de crecimiento.

Respecto al importante proyecto de gas de Reggane, en 2010 se trabajó junto con las autoridades argelinas en los pasos finales para el lanzamiento del plan de desarrollo del bloque, cuyos trabajos se espera comenzar en 2011. El plan de desarrollo incluye la perforación y finalización de 74 pozos, la profundización de 10 pozos adicionales y la realización de trabajos para completar (workovers) otros 12 pozos ya existentes. El comienzo de la producción de gas está previsto para finales del año 2014 o durante 2015. 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%.

Sierra Leona

Repsol, junto a sus socios Anadarko y Tullow, realizó en 2010 un segundo descubrimiento en aguas profundas del país. El nuevo descubrimiento de hidrocarburos, realizado en el pozo Mercury-1, es una clara indicación del potencial de un área prácticamente inexplorada hasta el momento. Se perforarán nuevos pozos para determinar la comercialidad de la zona.

Este descubrimiento se suma al éxito del pozo Venus B-1, en el que en 2009 se encontraron gas e hidrocarburos líquidos a una profundidad de 5.639 metros. El pozo Mercury-1 fue perforado unos 64 kilómetros al sudeste de Venus B-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 un área de alto potencial que se seguirá explorando junto con sus socios.

Europa

Noruega

En enero de 2010, el gobierno noruego adjudicó en la ronda APA 2009 dos nuevas licencias de exploración en este país (PL-541 y PL-557), en concreto en aguas del Mar del Norte y del Mar de Noruega, a sendos consorcios en los que Repsol participa.

Repsol es el operador de la licencia PL-541, situada en el sector noruego del Mar del Norte. La compañía participa con un 50% en esta adjudicación, junto con la italiana Edison (35%) y la noruega Skagen (15%). De este modo, Repsol se constituye por primera vez como operador en la Norwegian Continental Shelf (NCS), lo que supone el reconocimiento de la capacidad de la compañía por parte de las autoridades noruegas, muy valorado en el sector.

En la segunda licencia, PL-557, localizada en el Mar de Noruega, Repsol participa con un 40%, junto con la austriaca OMV (50% y operador) y la noruega Skagen (10%).

Adicionalmente, Repsol tomó en junio de 2010 una participación del 40% en la licencia PL-356, operada por DetNorske, que mantiene un 60%, y que está localizada en la zona meridional del Mar del Norte, en el sector noruego.

Repsol inauguró en 2009 una oficina permanente en Oslo, en línea con su estrategia de diversificación geográfica y con el objetivo de incrementar la presencia de la compañía en este país.

España

Repsol avanzó durante el ejercicio en los trabajos para el desarrollo de los campos de petróleo descubiertos en 2009, Montanazo D-5 y Lubina-1, situados en aguas del Mar Mediterráneo. El plan de desarrollo contempla su puesta en producción en 2011 a través de la plataforma Casablanca, lo que permitiría prorrogar la producción de los campos de Repsol existentes en la zona (Casablanca, Boquerón, Rodaballo y Chipirón), así como ampliar el período de utilización de dicha plataforma.

En 2010, Repsol completó y entregó a las autoridades el Estudio de Impacto Ambiental, realizó la ingeniería de detalle de los equipos y solicitó el permiso de explotación.

En el año 2010, Repsol también obtuvo el bloque exploratorio Turbon en la cuenca Surpirenaica.

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 en España que no acomete Gas Natural Fenosa 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 2010 por la recuperación de la demanda de gas, tanto en Europa como en el Lejano Oriente. En el caso europeo, el incremento en el primer semestre ha sido del 10%, aproximadamente, sobre la del año anterior.

En cuanto a los precios, el ejercicio comenzó con el mercado americano y su índice de referencia, el Henry Hub (HH), marcando el precio de mercado y definiendo las operaciones de contado (*spot*) en la cuenca atlántica. Sin embargo, ya en el segundo trimestre del año, el mercado de Estados Unidos empezó a perder peso frente al mercado europeo y el National Balancing Point (NBP) empezó a servir de referencia para las operaciones de contado (*spot*), tanto en la cuenca atlántica como en la pacífica. El mercado aprovechó diferenciales de hasta 4,5 dólares por millón de Btu entre el NBP y el HH para ejecutar varios desvíos de las terminales americanas a Europa.

Se estima que el descenso del índice americano pueda estar relacionado con la disminución de los costes de producción del *shale gas*. El NBP se mantiene alto, sostenido por el declino de las reservas del Mar del Norte y por las ventas de gas del Reino Unido para el centro de Europa (siendo una alternativa a los contratos a largo plazo indexados a Brent).

En cuanto al mercado de generación eléctrica, el precio medio ponderado del pool eléctrico español fue de 37,0 euros por MWh en 2010, similar al registrado en 2009. La demanda peninsular de energía eléctrica finalizó el año en 259.940 GWh, un 3,2% superior a la del 2009.

Corregido el efecto de la temperatura, el crecimiento anual fue del 2,9% frente al descenso del 4,8% registrado en 2009.

En cuanto al balance de producción en España, el hecho más significativo ha sido el notable crecimiento de más de un 59% respecto al año anterior de la generación hidráulica, lo que ha permitido cubrir el 14% de la demanda frente al 9% en 2009. En el otro extremo se han situado los grupos de carbón y de ciclo combinado, que han acusado importantes disminuciones de producción respecto al periodo anterior del 34% y 17%, respectivamente.

Resultados

El resultado de explotación de la actividad de GNL en 2010 fue de 105 millones de euros, frente a los 61 millones negativos del ejercicio anterior. El EBITDA en 2010 se cifró en 277 millones de euros (150 millones en 2009).

La mejora de los resultados se explica fundamentalmente por unos mayores márgenes y volúmenes de comercialización de GNL en 2010, que se vieron parcialmente compensados por los efectos derivados de la decisión de discontinuar el proyecto Persian LNG. En el ejercicio 2009, esta área generó un resultado de explotación negativo, cifra que incluía las pérdidas derivadas de resoluciones arbitrales adversas, como la emitida en el asunto Gassi Touil.

Activos y proyectos

El año 2010 se caracterizó principalmente por la entrada en producción en junio de la planta de licuación Peru LNG, en Pampa Melchorita, en la que Repsol participa con un 20%, y de un gasoducto que se conectará con el ya existente en Ayacucho. 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, estando prevista su puesta en marcha en el segundo semestre de 2011.

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 abril de 2010, permite recibir cargamentos de los mayores metaneros diseñados hasta el momento.

En 2010 se ha firmado 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.

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 5,0 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 y su combustible principal es el gas natural procedente de BBC. 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 2010 una disponibilidad del 83% y un factor de carga del 46%, ambos parámetros muy por debajo de los de 2009 por la gran parada programada de octubre de 2010, al haberse alcanzado las 48.000 horas de funcionamiento, y a la parada no programada posterior por problemas encontrados en dicha revisión. Adicionalmente, hay que considerar la menor generación de ciclos durante el primer semestre del año por el aumento de generación renovable e hidráulica.

En 2010, Repsol ha vendido su participación del 25% en BBC; Enagás compró un 15%, y el Ente Vasco de la Energía (EVE) y un fondo de infraestructuras alemán un 5% cada uno. Esta sociedad tiene como activo una planta de regasificación con instalaciones de descarga de metaneros de hasta 140.000 metros cúbicos, dos tanques de almacenamiento de GNL de 150.000 metros cúbicos y capacidad de vaporización de 800.000 metros cúbicos normales por hora. Asimismo, se ha aprobado la ampliación con la construcción de un tercer tanque de 150.000 metros cúbicos y de la capacidad de regasificación en otros 400.000 metros cúbicos normales por hora.

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 ha firmado el contrato de servicios de riesgo.

Por otra parte, en enero 2011 ha finalizado la perforación del pozo Garoupa-2. Su evolución permitirá contrastar las expectativas de recursos de gas que posee el consorcio en dicho campo.

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%) 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. Se están realizando 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.

En mayo de 2010, Repsol notificó a National Iranian Oil Company (NIOC) y a Shell su intención de discontinuar su participación en el proyecto Persian LNG.

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.

Repsol comercializó en 2010, con el apoyo de la gestión de Stream, un volumen de GNL de 6,7 bcm, un 49% más que en 2009, procedentes en su mayor parte de Trinidad y Tobago y de la nueva planta de licuación de Peru LNG, que se puso en marcha en junio de 2010. El destino principal de los cargamentos es España y Canaport LNG, si bien se han realizado ventas tanto en la cuenca atlántica (Europa y América) como en la pacífica.

En cuanto a la flota de metaneros, al cierre de 2010 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 han sido incorporados durante 2010, en relación con la puesta en marcha del proyecto Peru LNG, uno con Naviera Elcano y tres con Knutsen OAS. Los cuatro buques tienen una capacidad nominal de aproximadamente 175.000 metros cúbicos de GNL cada uno e incorporan las últimas tecnologías existentes.

Adicionalmente, Repsol tiene arrendados otros dos metaneros durante 33 meses y suscribe asimismo otros arrendamientos puntuales de menor duración.

Inversiones

El área de negocio de GNL invirtió en 2010 un total de 82 millones de euros, lo que supone un descenso del 34% respecto a los 125 millones de 2009. Esta cantidad se destinó principalmente a la construcción del tercer tanque de la terminal de regasificación Canaport LNG, así como a los proyectos de Floating LNG Brasil y Angola LNG.

Desinversiones

En julio de 2010, Repsol ha vendido su participación del 25% en BBC a Enagás y otros accionistas minoritarios por un importe de 31 millones de euros.

Downstream

El negocio de Downstream del Grupo Repsol consiste en el suministro y trading de crudos y productos, refinado 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)	2010	2009	2010/2009
Europa	1.182	800	48%
Resto del mundo	122	222	-45%
TOTAL	1.304	1.022	28%

El resultado de explotación en el área de negocio de Downstream se cifró en 1.304 millones de euros, lo que supone un incremento del 28% respecto a los 1.022 millones del ejercicio 2009. Los factores más destacables en estos resultados son:

- Una recuperación de márgenes y volúmenes en el negocio químico.
- Un mejor resultado del negocio de refinado debido al aumento del margen de refinado de la compañía.
- Un buen comportamiento del negocio de marketing, con sólidos márgenes.
- El efecto de valorar los inventarios a coste medio, en lugar de a coste corriente de reposición (CCS) ascendió a 498 millones de euros en 2010, frente a los 367 millones de euros de 2009, debido al incremento del precio del crudo y sus productos derivados.

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 776.000 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. Hasta el 14 de diciembre de 2010, fecha en que fue vendida esta participación, Repsol también poseía un 30% en la refinería Refap (Brasil), que dispone de una capacidad total de 190.000 barriles de petróleo/día.

Entorno y actividad de refino

En 2010, la actividad y los resultados de la división de Refino siguieron estando muy influenciados por la crisis económica internacional. Durante 2009 se produjo una reducción de la demanda de productos petrolíferos, especialmente de los destilados medios, lo que debilitó notablemente sus diferenciales de precios con el crudo, erosionando los márgenes de refino. Asimismo, la menor demanda de productos petrolíferos condujo a una reducción de la oferta de crudos pesados, ya que los países productores maximizan la producción de crudos ligeros para compensar la reducción de ingresos. Esta menor disponibilidad de crudos pesados estrechó los diferenciales de crudos pesados y ligeros, presionando igualmente a la baja los márgenes de refino, especialmente en aquellos esquemas de alta capacidad de conversión, como el de Repsol.

La Agencia Internacional de la Energía ha revisado al alza la demanda de productos petrolíferos en 2010, tras dos años (2008 y 2009) de continuas caídas. El incremento de demanda se produce fundamentalmente en países emergentes, con China e India a la cabeza. En los mercados europeos continuó la caída en 2010 y seguirá esta tendencia en 2011. Este comportamiento de la demanda en la zona OCDE ha provocado el cierre de refinerías poco competitivas en 2009 y 2010, o su transformación en instalaciones de almacenamiento.

El inicio de la recuperación de la demanda de productos petrolíferos a nivel global, que lleva asociado un incremento en la demanda de crudo, junto con la disminución de la capacidad de refino por cierre de refinerías, ha provocado una mejora de los diferenciales de crudos y productos ligeros-pesados en 2010 respecto al año anterior, que se ha traducido en una modesta recuperación de los márgenes de refino durante el ejercicio.

El índice de margen de refino en España se situó en 2010 en 2,5 dólares por barril, superior al de 2009 (1,3 dólares por barril), gracias a la mejora de los diferenciales anteriormente apuntada. En cuanto a Perú, el margen de refino anual se situó en 4,2 dólares por barril, frente a los 4,1 dólares por barril de 2009.

La siguiente tabla muestra la capacidad de refino de las refinerías en las que Repsol tenía participación a 31 de diciembre de 2010:

	Destilación primaria	Índice de conversión (2)	Lubricantes
CAPACIDAD DE REFINO (1)	(Miles de barriles por día)	(%)	(miles de toneladas por año)
España			
Cartagena	100	–	155
A Coruña	120	66	–
Puertollano	150	66	110
Tarragona	186	44	–
Bilbao	220	32	–
TOTAL REPSOL (ESPAÑA)	776	43	265
Perú			
La Pampilla	102	24	–
TOTAL REPSOL	878	40	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 ASES.A.

(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 34,4 millones de toneladas de crudo, lo que representa un descenso del 2% respecto a 2009. La utilización media de la capacidad de refino fue del 73,6% en España, frente al 74,5% del año anterior. En Perú, el grado de utilización fue inferior al de 2009, pasando del 76,7% al 71,2% en 2010.

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

PRODUCCIÓN	2010	2009
Materia prima procesada (1) (2)		
Crudo	34.410	35.135
Otras materias primas	7.321	6.350
TOTAL	41.731	41.485
Producción de refino (2)		
Destilados intermedios	18.668	18.922
Gasolina	9.084	7.090
Fuelóleo	6.081	6.230
GLP	1.166	956
Asfaltos(3)	1.478	1.768
Lubricantes	275	103
Otros (excepto petroquímica)	2.250	1.552
TOTAL	39.002	36.621

(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 2009 y 2010. El 14 de diciembre de 2010 dicha participación ha sido vendida.

(2) Miles de toneladas.

(3) 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 ASES.A.

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	2010	2009
Oriente Medio	22%	22%
Norte de África	19%	16%
África occidental	11%	10%
Latinoamérica	25%	27%
Europa	23%	25%
TOTAL	100%	100%

VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS	2010	2009
Miles de toneladas (1) (2)		
VENTAS POR ÁREAS GEOGRÁFICAS		
Ventas en Europa	32.429	32.970
Marketing propio	20.963	21.169
Productos ligeros	17.850	17.781
Otros productos	3.113	3.388
Otras ventas	5.591	6.222
Productos ligeros	3.889	4.320
Otros productos	1.702	1.902
Exportaciones	5.875	5.579
Productos ligeros	1.688	1.849
Otros productos	4.187	3.730
Ventas resto del mundo	6.184	6.459
Marketing propio	1.822	1.854
Productos ligeros	1.469	1.509
Otros productos	353	345
Otras ventas	3.383	3.406
Productos ligeros	2.517	2.443
Otros productos	866	963
Exportaciones	979	1.199
Productos ligeros	357	659
Otros productos	622	540
VENTAS TOTALES	38.613	39.429
VENTAS POR CANALES DE DISTRIBUCIÓN		
Marketing propio	22.785	23.023
Productos ligeros	19.319	19.290
Otros productos	3.466	3.733
Otras ventas	8.974	9.628
Productos ligeros	6.406	6.763
Otros productos	2.568	2.865
Exportaciones	6.854	6.778
Productos ligeros	2.045	2.508
Otros productos	4.809	4.270
VENTAS TOTALES	38.613	39.429

(1) Exportaciones: expresadas desde el país de origen.

(2) "Otras ventas" incluyen ventas a operadores y bunker.

Repsol continúa con su ambicioso plan de inversiones, que incrementará la capacidad de refino, aumentará el nivel de conversión y mejorará la seguridad, el impacto medioambiental y la eficiencia de sus instalaciones. A medio y largo plazo, la reactivación de la economía mundial, de la que se han dado signos positivos en 2010, y que se irá consolidando en 2011, según las previsiones de diversos organismos internacionales, garantiza la rentabilidad de los proyectos emprendidos por la compañía.

Este plan de inversiones tiene como proyectos clave la ampliación y aumento de conversión de la refinería de Cartagena, y el de aumento de conversión en la refinería de Petronor (URF). Durante 2010 se avanzó en el desarrollo de estos proyectos según los planes establecidos, lo que, en ambos casos, permite mantener la previsión de puesta en marcha de las nuevas instalaciones en el tercer trimestre de 2011. Con estas inversiones, la capacidad de conversión de Refino España, medida como FCC equivalente, pasaría del 43% al 63%.

La ampliación de la refinería de Cartagena es una de las iniciativas clave del Horizonte 2014. La inversión prevista, que se estima en 3.262 millones de euros, convertirá este complejo en uno de los más modernos del mundo y duplicará su capacidad hasta los 220.000 barriles/día. El proyecto incluye, como unidades principales, un hidrocracker, un coker, unidades de destilación atmosférica y a vacío, y plantas de desulfuración e hidrógeno. Durante 2010 se consiguió un gran avance en el proyecto, conforme a lo planificado. Unas 6.000 personas trabajan en las obras, que se prevé que finalicen en 2011, con la puesta en marcha en el tercer trimestre del año. Una vez en operación, generará cerca de 700 puestos de trabajo. Este proyecto permitirá maximizar la producción de combustibles limpios para el transporte. Más del 50% de los productos del complejo serán destilados medios, lo que contribuirá a reducir de manera significativa el déficit de estos productos en España.

En el marco del plan de integración de personas con capacidades diferentes del Grupo Repsol, se ha marcado un objetivo de incorporación de alrededor de cien personas con discapacidad en los diversos complejos industriales. En esta línea, Repsol realizó en 2010 un estudio en el Complejo Industrial de Puertollano, en colaboración con FSC Inserta (Fundación Once), para evaluar sesenta puestos de trabajo que podrán ser ocupados por personas con discapacidad.

Marketing

A través de una estrategia plurimarca –con Repsol, Campsa y Petronor en España, y Repsol en el resto de los países donde está presente el área de Downstream–, la compañía comercializa su gama de productos mediante su 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 de productos petrolíferos (sin incluir GLP) disminuyeron un 2,2% en 2010 respecto al ejercicio anterior y se situaron en 38.613 miles de toneladas. Este descenso se debió a la contracción de la demanda, que fue especialmente acusada en España. En Europa se produjo un descenso del 1,6% y en el resto del mundo, del 4,3%.

En cuanto al marketing propio, las ventas de productos claros en España disminuyeron un 0,4%, mientras que en el resto de países se incrementaron un 5,3%.

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 2010 se continuó con una estricta política de control del riesgo de crédito, que tuvo su reflejo positivo en la cuenta de resultados de la división.

A finales de 2010, Repsol contaba con 4.447 estaciones de servicio en los países adscritos a la división de Downstream. En España, la red estaba compuesta por 3.600 puntos de venta, de los cuales el 72% tenía un vínculo fuerte y el 26% eran de gestión propia (un total de 932 estaciones de servicio). En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal (424), Italia (158) y Perú (265).

Los puntos de venta (estaciones de servicio y unidades de suministro) del negocio de Downstream a 31 de diciembre de 2010 eran los siguientes:

Puntos de venta	Controladas por Repsol (1)	Abanderadas (2)	TOTAL
España	2.583	1.017	3.600
Perú	116	149	265
Portugal	266	158	424
Italia	51	107	158
TOTAL	3.016	1.431	4.447

(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 España, la vigencia máxima de los contratos es de cinco años.

Repsol comercializa gasolina en España bajo las marcas Repsol, Campsa y Petronor, con la siguiente distribución a 31 de diciembre de 2010:

Marca	Puntos de venta
Campsa	328
Repsol	2.932
Petronor	313
Blancas	27
TOTAL	3.600

Repsol continuó implantando en 2010 los compromisos adquiridos con la UE en 2006, entre los que destaca la posibilidad de rescate del vínculo concedida a los titulares de derechos reales que, a su vez, sean arrendatarios de estaciones de servicio.

En 2010 se ha lanzado la tarjeta de pago REPSOL MÁXIMA, que proporciona un descuento del 2% en combustibles y del 5% en las tiendas de todas las estaciones de servicio de Repsol, Campsa y Petronor.

El crecimiento de la actividad internacional está permitiendo compensar la disminución de los mercados tradicionales. Por ejemplo, en el negocio de Lubricantes, Repsol ha alcanzado un acuerdo con el grupo industrial malayo UMV para la fabricación y distribución de lubricantes de Repsol en Malasia, China y otros países de la región.

Fiel a su compromiso con la sociedad, Repsol continuó impulsando proyectos de integración de personas con capacidades diferentes. A finales de 2010, la compañía empleaba a 246 personas discapacitadas en el área de Marketing, lo que supone un 3,5% de la plantilla.

Gases licuados del petróleo (GLP)

Repsol es una de las principales compañías de distribución minorista de GLP del mundo y la primera en España y Latinoamérica. Está presente en nueve países de Europa y Latinoamérica. Las ventas de GLP en 2010 ascendieron a 3.108 miles de toneladas, lo que supone un incremento del 3,8% respecto a 2009. Por su parte, las ventas totales en España aumentaron un 0,9% en comparación con el ejercicio anterior. 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 243 agencias distribuidoras. Del total de las ventas minoristas de GLP en España, las ventas de envasado representaron el 61% en 2010.

	Miles de toneladas	
Volumen de ventas de GLP	2010	2009
España	1.503	1.489
Latinoamérica	1.428	1.316
Argentina	332	303
Bolivia	10	10
Chile	199	200
Perú	497	411
Ecuador	368	372
Otros (1)	22	20
Resto del mundo	177	187
TOTAL	3.108	2.993
Volumen de ventas de GLP		
Envasado	1.761	1.770
A granel, canalizado y otros (2)	1.347	1.222
TOTAL	3.108	2.993

(1) Brasil

(2) Incluye ventas al mercado de automoción, de operadores de GLP y otros.

Los márgenes comerciales del GLP en 2010 fueron inferiores a los del año anterior, fundamentalmente en el canal de envasado en España y debido a 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 y en todo el año 2010; de continuar el crecimiento de los precios internacionales del GLP, o de mantenerse en los niveles actuales, también lo tendrá en 2011.

En Portugal, Repsol distribuye GLP envasado y a granel al cliente final y suministra a otros operadores. En 2010 alcanzó unas ventas de 162.000 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 332.000 toneladas.

Entre el 28 de septiembre y el 1 de octubre de 2010 se celebraron en Madrid el Congreso Mundial de GLP, el Congreso Anual de la Asociación Europea de GLP y el Congreso Anual de la Asociación Iberoamericana de GLP, en los que Repsol tuvo una participación muy activa. En dichos eventos se puso de manifiesto la importancia del GLP en la lucha contra el cambio climático y en la mejora de la calidad del aire, así como su papel como combustible sostenible destinado a liderar las energías alternativas.

Repsol está desarrollando en los últimos años varios programas de investigación, desarrollo e innovación centrados en el GLP como carburante y combustible alternativo. Como ejemplos, 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 CO₂; la aplicación Autogas, donde el GLP es utilizado como carburante de automoción proporcionando ventajas medioambientales por las menores emisiones comparado con otros combustibles habituales; y 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 Sines (Portugal) y en Puertollano y Tarragona (España), en los que existe un alto nivel de integración entre la química básica y la química derivada, así como con las actividades de refino. 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, éste 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 2010 experimentó una notable mejora respecto al año anterior, volviendo a valores positivos. La mejor situación, tanto en lo referente a la demanda como a los márgenes y la implantación de fuertes medidas de reducción de costes, optimización y ajustes de la producción en las plantas, permitieron revertir la situación de pérdidas de 2008 y 2009, aunque el negocio continúa en un ciclo bajo.

Las ventas a terceros en 2010 ascendieron a 2,6 millones de toneladas, frente a los 2,3 millones de toneladas de 2009, lo que supone un incremento del 13,5%.

Como muestra de la integración eficiente con la actividad de refino, Repsol adquirió en junio la sociedad Neste Oil Portugal, propietaria de la planta de etil ter-butil éter (ETBE) ubicada en el complejo en Sines, con una capacidad de producción de 50.000 toneladas anuales.

En diciembre, Dynasol, filial del Grupo Repsol, ha firmado un acuerdo con la sociedad china Shanxi Northern Xing'an Chemical Industry (Xing'an) por el que ambas compañías constituirán una empresa conjunta para fabricar y comercializar caucho sintético en China. La construcción de esta nueva planta aumentará la capacidad de producción de Dynasol en un 50 %, convirtiéndole en un productor global con plantas en Europa, América y Asia.

Adicionalmente, durante 2010 han continuado los trabajos de ampliación del cracker de Tarragona, que han permitido alcanzar una capacidad de 702.000 toneladas anuales de etileno.

El resto de las inversiones se han destinado principalmente a la mejora y optimización de los activos existentes, a mejoras en la eficiencia, a la reducción de costes y a la mejora de los estándares de calidad, seguridad y medio ambiente.

MAGNITUDES OPERATIVAS (QUÍMICA)			Miles de toneladas
	2010	2009	% Variación 2010/2009
Capacidad			
Petroquímica básica	2.808	2.679	4,8
Petroquímica derivada	2.933	2.933	0,0
TOTAL	5.741	5.612	2,3
Ventas por productos			
Petroquímica básica	874	567	54,2
Petroquímica derivada	1.744	1.739	0,3
TOTAL	2.618	2.306	13,5
Ventas por mercados			
Europa	2.263	2.000	13,2
Resto del mundo	355	306	16,0
TOTAL	2.618	2.306	13,5

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 2010.

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN		TOTAL
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
Acilonitrilo/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. También desarrolla nuevos negocios relacionados con la reducción de emisiones de dióxido de carbono y los mercados del carbono, entre los que destaca la captura y almacenamiento del mismo.

En este contexto, el 4 de agosto de 2010, Repsol anunció la adquisición del 20% de AlgaEnergy, compañía líder en la investigación en microalgas. El acuerdo complementa y fortalece las líneas de investigación de Repsol en el uso de microalgas para la producción de biocombustibles de segunda generación, y su entrada en el capital de AlgaEnergy acelera y diversifica su estrategia en I+D+i en este campo. Con esta participación, Repsol toma parte en un proyecto empresarial con base tecnológica y de elevada calidad científica, para la selección, mejora, cultivo y comercialización de diferentes productos derivados de las microalgas, incluida la captura y fijación de dióxido de carbono, y la obtención de materias primas para la producción de biocombustibles. Paralelamente, Repsol continuará con el desarrollo de otras líneas de investigación en este mismo campo.

El 16 de septiembre, Repsol firmó el acuerdo de compra del 47% de Orisol, compañía internacional promotora de proyectos de energías renovables, que cuenta con un equipo profesional de reconocido prestigio en el sector.

El 13 de octubre, Repsol y el Ente Vasco de Energía (EVE) anunciaron la creación de la sociedad IBIL, gestor de carga de vehículo eléctrico. Participada al 50% por Repsol y el EVE, tiene su sede en Bilbao y su misión consiste en el desarrollo de red de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos y la comercialización de servicios de recarga (electricidad y de valor añadido) en los ámbitos vinculado y público; aspira a convertirse en líder en Euskadi en número de puntos de recarga en el ámbito público y referente tecnológico en el mercado en tecnologías de recarga de vehículos eléctricos.

El 28 de octubre, Repsol y el grupo mexicano KUO suscribieron la creación de una empresa conjunta, denominada KUOSOL, dedicada al desarrollo de bioenergía a partir del cultivo de jatrofa curcas, una oleaginosa de elevado contenido en aceite no comestible. KUOSOL estará constituida por Repsol (50%) y grupo KUO (50%), su sede estará en México y contará una inversión total estimada en 80 millones de dólares. Sus actividades incluyen desde la producción agrícola hasta la instalación industrial, y su objetivo es el aprovechamiento integral de la biomasa de plantaciones de jatrofa curcas, la producción de aceite como materia prima para biocombustibles y la generación de bioenergía, con elevados criterios de sostenibilidad.

Inversiones

En el área de Downstream, las inversiones ascendieron a 1.613 millones de euros, frente a los 1.649 millones del ejercicio anterior, lo que representa un descenso del 2%. La mayor parte de esta cantidad se destinó a los proyectos de refino en curso, 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

El 25 de marzo de 2010, Repsol, Petronor y BBK firmaron un acuerdo mediante el cual BBK adquirió un paquete accionario de un 5% en CLH que Repsol poseía de manera indirecta a través de Petronor. El precio de venta ascendió a 145 millones de euros. Repsol reduce así su participación en CLH al 10% y mantiene abierto un proceso competitivo para desinvertir otro 5% en la compañía logística.

En diciembre de 2010, Repsol ha vendido a Petrobras su participación del 30% en la sociedad Refinería Alberto Pasqualini (Refap), situada en el estado brasileño de Rio Grande do Sul, por un importe de 350 millones de dólares (261 millones de euros). Con este acuerdo, Repsol culmina el proceso de venta de activos de Downstream no integrados en Latinoamérica, iniciado en 2007.

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, refinación, logística, comercialización y productos químicos) asumidas por YPF y sus filiales. En esencia, la gran mayoría de las operaciones, propiedades y clientes de YPF están en Argentina.

En abril de 2010 se presentaron las líneas estratégicas de la compañía para el periodo 2010-2014, bajo el título "YPF, un proyecto de futuro". Se trata de un plan de acción basado en valores e ideas como la eficiencia, la calidad, la seguridad, la responsabilidad, la austeridad, el compromiso y la rentabilidad.

En el plan de acción que sustenta esta estrategia destaca el Programa de Desarrollo Exploratorio 2010-2014, que se presentó a finales de 2009 ante la Presidenta de Argentina, Cristina Fernández de Kirchner, y otras autoridades. La meta principal del programa consiste en obtener información de la totalidad de los bloques exploratorios que aún no han sido asignados por el gobierno argentino o las provincias a ninguna compañía y que podrían contener reservas de petróleo y gas. A través de este programa se plantea también la mejora del factor de recuperación de petróleo mediante la aplicación de nuevas tecnologías y el desarrollo de proyectos de gas no convencional, como *shale oil*, *tight gas* y *shale gas*. En el marco de este programa, se han firmado acuerdos con 12 provincias, aunque el objetivo de este proyecto es abarcar todo el país.

Resultados

El resultado de explotación de YPF alcanzó los 1.453 millones de euros en 2010, lo que representa un incremento del 42,3% respecto a los 1.021 millones del ejercicio anterior.

El aumento es consecuencia de la aproximación de los precios de los combustibles en las estaciones de servicio a las paridades internacionales en dólares, así como de las mayores cotizaciones internacionales de los productos, que impactan tanto en los ingresos derivados de las exportaciones (como el fuelóleo o los productos petroquímicos), así como en los provenientes de aquellos productos que, si bien son vendidos en el mercado interno argentino, su precio está relacionado con la cotización internacional, como petroquímicos, combustible de aviación y GLP.

La producción promedio anual fue de 541 kbep/día, frente a los 572 de 2009, lo que representa una disminución del 5,4%. El descenso ha sido del 7,9% en gas, y del 3,2% en la producción de líquidos, siendo en crudo de 1,6%. El menor descenso experimentado en la producción de crudo es consecuencia del esfuerzo inversor como respuesta al programa Petróleo Plus.

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 refinación y química.

Upstream

Es el área de negocio que explora, explota 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 26 bloques exploratorios onshore y offshore, con una superficie de más de 110.000 kilómetros cuadrados, operando directamente o bien asociado en 91 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.

Actividad de exploración y desarrollo

Las siguientes tablas muestran el número de pozos exploratorios perforados productivos y secos, y de pozos en evaluación por área geográfica durante 2009 y 2010:

	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

	A 31 de diciembre de 2009 ⁽¹⁾							
	Positivos		Negativos		En Evaluación		TOTAL	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	3	1	14	8	-	-	17	9
Estados Unidos	-	-	1	*	-	-	1	*
TOTAL	3	1	15	8	-	-	18	9

⁽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.

Las siguientes tablas muestran el número de pozos de desarrollo perforados, tanto positivos como negativos por área geográfica durante 2009 y 2010:

	A 31 de diciembre de 2010 ⁽¹⁾							
	Positivos		Negativos		TOTAL			
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	709	616	8	7	717	623		
Estados Unidos	-	-	-	-	-	-		
TOTAL	709	616	8	7	717	623		

	A 31 de diciembre de 2009 ⁽¹⁾							
	Positivos		Negativos		TOTAL			
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Argentina	494	402	18	18	512	420		
Estados Unidos	1	*	-	-	1	*		
TOTAL	495	402	18	18	513	420		

⁽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.

Dominio minero

La siguiente tabla muestra información del dominio minero desarrollado y no desarrollado de YPF por área geográfica a 31 de diciembre de 2010:

(km ²)	31 de diciembre de 2010			
	Desarrollado ⁽¹⁾		No desarrollado ⁽²⁾	
	Bruto ⁽³⁾	Neto ⁽⁴⁾	Bruto ⁽³⁾	Neto ⁽⁴⁾
Argentina	4.603	3.264	143.988	72.033
Guyana	–	–	8.400	2.520
Estados Unidos	117	16	1.161	672
TOTAL	4.720	3.280	153.550	75.224

(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.

Descubrimientos

En diciembre de 2010, se ha confirmado un importante descubrimiento de gas natural no convencional (*shale gas*) realizado en la cuenca de Neuquén; el volumen de este significativo descubrimiento se encuentra en evaluación. En la misma cuenca se ha realizado un importante descubrimiento de *shale oil* en la formación Quintuco con el pozo PSG x2, actualmente en producción. También en esta cuenca, al sur del área Loma La Lata, después de haber realizado 4 pozos exploratorios de *tight gas*, se ha verificado la existencia de gas no convencional con un volumen estimado de aproximadamente 4,5 TCF. Estos descubrimientos se inscriben dentro del Programa de Desarrollo Exploratorio 2010-2014 y se suman a otros proyectos exploratorios realizados en la cuenca de Neuquén, que han revelado indicios de un notable potencial de gas no convencional en dicha cuenca.

YPF ha firmado una acuerdo con la compañía minera Vale do Rio Doce para el desarrollo de un suministro de aproximadamente 1,6 millones de metros cúbicos/día de gas proveniente de la formación Lajas (Neuquén) para abastecer el proyecto minero en Mendoza. En la primera fase, Vale invertirá hasta 150 millones de dólares en sísmica 3D, perforación de pozos y en la construcción de un gasoducto, una vez realizadas estas inversiones YPF comenzará a participar del 50% del resto de inversiones. La firma de este contrato abre las puertas al primer desarrollo masivo de *tight gas* en Argentina.

Producción

La producción de hidrocarburos de YPF durante 2010 fue de 197,4 Mbep, un 5,4% inferior a la de 2009. La producción de líquidos ha ascendido a 107,3 Mbbl, siendo la de crudos de 88,1 Mbbl, y la de gas a 90,1 Mbep. Los paros gremiales y la menor demanda de gas recortaron la producción en 4,8 Mbep. En el descenso influyó el declino natural de los campos, dada su madurez. En crudo prácticamente se ha revertido el declino a través del esfuerzo inversor como respuesta al programa Petróleo Plus.

Como resultado de la actividad, con foco en la mejora del factor de recuperación, la producción de crudo en 2010 fue un 1,6% menor a la de 2009, revirtiendo así la tendencia de declinación histórica del 5%.

Los incentivos obtenidos a través del programa Petróleo Plus están ayudando al sostenimiento de la producción. En el marco del programa de incentivo Gas Plus, destinado a incentivar la producción de gas, YPF obtuvo durante el ejercicio la aprobación de los proyectos “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.

La siguiente tabla muestra la producción total de crudo y gas natural de YPF:

	2010			2009		
	Líquidos (Mbbl)	Gas (bcf)	TOTAL (Mbep)	Líquidos (Mbbl)	Gas (bcf)	TOTAL (Mbep)
Argentina	107	505	197	110	549	208
Estados Unidos	1	1	1	1	1	1
TOTAL PRODUCCIÓN NETA	107	506	197	111	550	209

La siguiente tabla muestra el número de pozos productivos por área geográfica a 31 de diciembre de 2010:

	A 31 de diciembre de 2010 (1)			
	Crudo (2)		Gas (3)	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Argentina	11.036	9.378	831	542
Estados Unidos	7	1	–	–
TOTAL	11.043	9.379	831	542

	A 31 de diciembre de 2009 (1)			
	Crudo (2)		Gas (3)	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Argentina	11.151	9.597	785	505
Estados Unidos	7	1	–	–
TOTAL	11.158	9.598	785	505

(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.

(2) Pozos brutos y netos incluyen 1 pozo con múltiples terminaciones.

(3) Pozos brutos y netos incluyen 3 pozos con múltiples terminaciones.

Reservas

Al cierre de 2010, las reservas probadas de YPF, estimadas de acuerdo con la normativa de la SEC, ascendían a 992 Mbep, de los cuales 532 Mbep (54%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 460 Mbep (46%), a gas natural.

La evolución de las reservas de la compañía fue positiva, lográndose por primera vez en más de 10 años conseguir un reemplazo de reservas de petróleo del 100%. Esto se logró con la incorporación de 88 millones de barriles de petróleo.

Actividad

ACTIVIDAD PRESENTE DE YPF POR ÁREA GEOGRÁFICA						
	Dominio minero ⁽¹⁾				A 31 de diciembre de 2010	
	Nº de bloques		Área neta(km²) ⁽²⁾		Nº de pozos exploratorios en perforación ⁽³⁾	
	Desarrollo	Exploración	Desarrollo	Exploración	Brutos	Netos
Argentina	91	26	26.444	48.852	3	3
Guyana	–	–	–	2.520	–	–
Estados Unidos	5	50	16	672	–	–
TOTAL	96	76	26.461	52.043	3	3

(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.

Argentina

La actividad exploratoria en Argentina tuvo dos grandes focos en 2010:

Offshore

Aguas poco profundas: En 2009 finalizó la campaña de exploración del offshore poco profundo, donde todos los pozos perforados fueron abandonados por ser improductivos o no rentables. A partir de los resultados obtenidos en esta campaña de perforación, se decidió devolver el bloque GSJM-1 y parte del bloque E2, y en la actualidad YPF está reevaluando el área remanente, en busca de oportunidades para nuevos pozos exploratorios.

Aguas profundas: YPF es actualmente el operador de cuatro bloques:

- CAA40 y CAA46, en la cuenca de Malvinas (Argentina), a una profundidad de 480 metros. YPF posee una participación del 33,5%. El proyecto prevé el inicio de la perforación en el primer trimestre de 2011.
- 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%.
- Área 3, en la cuenca de Punta del Este (Uruguay), donde YPF posee una participación del 40%.

YPF también participa con un 30% en el bloque E3 de la cuenca Colorado. Adicionalmente, YPF participa con un 40% en el bloque Área 4, situado en la cuenca de Punta del Este. En estos dos bloques el operador es uno de los socios.

Onshore

Las actividades de exploración han continuado en áreas cercanas a los bloques productivos. Asimismo, la actividad exploratoria ha avanzado en seis líneas de actuación adicionales:

- **Shale gas:** La actividad del proyecto de *shale gas* se inició hacia finales de 2009 con el pozo PSG x-2, en el bloque Loma La Lata (LLL). Este pozo exploratorio dio lugar a un hallazgo de petróleo en la Formación Quintuco. Sin embargo, no alcanzó la formación Vaca Muerta. Este pozo fue seguido por otros cinco pozos. El LLLK.x-1 (Loma La Lata Karst.x-1, en el bloque LLL) ha sido perforado y terminado en la Formación Vaca Muerta, resultando descubridor de gas rico y condensado. Otro pozo en Vaca Muerta, el LLL-479 (Loma La Lata-479, en el mismo bloque), ha sido perforado y terminado, hallándose petróleo y gas. El LLL-482 ha sido perforado y está produciendo petróleo y gas desde el mismo intervalo. El pozo LLL.x-475 se ha perforado y será completado a principios de 2011. Por último, un pozo horizontal, el LLLK.x-2c, está siendo perforado cerca del pozo LLLK.x-1 para probar la productividad en un pozo horizontal.

En este ámbito, se pretende continuar con una intensa actividad exploratoria durante 2011, que incluye varios pozos cuyo objetivo primordial es determinar el potencial de la forma-

ción Vaca Muerta como reservorio no convencional de gas y crudo (*shale gas* y *shale oil*) en diferentes bloques de la cuenca Neuquina.

- **Shale oil:** A finales de octubre de 2010 comenzó la perforación del primer pozo de *shale oil* de Argentina (SOil.x-1, en el bloque Loma Campana), que se espera completar en 2011. Este es el primer pozo de un total de tres proyectados en este bloque, incluyendo dos pozos verticales y uno horizontal. El objetivo de este proyecto, como se menciona anteriormente, es probar la productividad de la formación Vaca Muerta como reservorio no convencional de hidrocarburos líquidos, usando tecnología puntera como microsísmica y estimulación hidráulica masiva.

- **Formación Quintuco:** Se continuó con los nuevos enfoques exploratorios desarrollados en estos reservorios tradicionales. Durante 2010 se perforaron cinco pozos descubridores: PSG x-2, La Caverna x-5, Loma Campana a-3, Los Gusanos x-1 y Los Gusanos x-2, y uno negativo (La Caverna x-3) en el bloque Bandurria. La compañía planea continuar con esta actividad exploratoria perforando cinco pozos adicionales en 2011.

- **Liásico Inferior:** En 2010 se lanzó una nueva campaña exploratoria en bloques maduros y se han registrado 55 kilómetros de sísmica 2D en el bloque Valle del Río Grande, en el que YPF tiene una participación del 100%.

- **Ramos xp-1012:** la Unión Temporal de Empresas (UTE) Ramos, operada por Pluspetrol Energy y participada por YPF en un 42%, completó la etapa de perforación durante 2009, alcanzando una profundidad final de 5.826 metros. Durante 2010 se han evaluado las formaciones Tarija y Tupambi, en el bloque inferior del campo, que han resultado negativas. En la actualidad se está evaluando la formación Santa Rosa.

- **Áreas fronterizas:** En 2010 se han registrado 386 kilómetros cuadrados de sísmica 3D en el bloque Los Tordillos Oeste, en Mendoza, en sociedad con Oxy, que tiene un 50% de participación. Durante el primer trimestre de 2011, se iniciarán dos pozos en los bloques Tamberías (provincia de San Juan) y Gan Gan (provincia del Chubut), en este último caso en sociedad con Wintershall. En noviembre de 2010 se ha solicitado el segundo período de exploración en el bloque Bolsón del Oeste (provincia de La Rioja), en el que se adquirió el compromiso de registrar 200 kilómetros de sísmica 2D y de perforar un pozo. En el bloque Río Barrancas finalizó la perforación del pozo Quebrada Butaco x-1, con una profundidad de 2.374 metros, cuyo resultado ha sido negativo. Se adquirieron un total de 580 kilómetros de sísmica 3D, 500 kilómetros de sísmica 2D, 4.100 kilómetros de gravimetría terrestre y magnetometría.

En 2010, YPF ha completado 14 pozos exploratorios en Argentina (8 de ellos operados, 7 de ellos ubicados en la cuenca Neuquina y uno en la cuenca Noroeste). De este total, seis fueron pozos descubridores (todos operados por YPF). La inversión total en exploración en Argentina ascendió aproximadamente a 102 millones de dólares.

En cuanto a la actividad de desarrollo de yacimientos, se perforaron 742 pozos de desarrollo, que junto con las actividades de secundaria, reparación e infraestructuras, supusieron una inversión total en desarrollo de 1.222 millones de dólares. El tiempo total de construcción de pozos se redujo un 1% respecto al año 2009, con lo que la mejora acumulada desde 2008 es del 16%. Esta eficiencia de tiempos, junto con el ahorro de costes en diferentes etapas del proceso, permitió incrementar la actividad en más de un 39% en relación al año 2009.

Durante 2010, YPF continuó avanzando en la mejora de sus instalaciones y en la optimización de la producción de petróleo y gas. Con la sexta etapa del proyecto de compresión a baja presión en el yacimiento Loma La Lata, se obtuvo una producción de gas y presión en boca de pozo por encima de los pronósticos iniciales. Se llevaron a cabo nuevas simulaciones de reservorios e instalaciones, a fin de continuar en 2011 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:

- El proyecto de Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG, *Water Alternating Gas*) en Chihuido de la Sierra Negra, que ha finalizado y ha permitido concluir que una expansión no era económicamente factible. Los proyectos actuales están focalizados en la evaluación de las oportunidades de recuperación mejorada de crudo a través de métodos químicos (SP –*Surfactant Polymer*). Los trabajos de desarrollo y delineación se llevaron a cabo en Manantiales Behr, Cañadón Yatel, Barranca Baya, Desfiladero Bayo, Señal Picada y Cañadón Amarillo.

- Un proyecto piloto para evaluar las oportunidades de *tight gas* en la formación Las Lajas, en el área Cupen Mahuida. Mediante modelos de simulación, la compañía está realizando trabajos significativos por área para optimizar el factor de recuperación secundaria en Chihuido de la Sierra Negra, Los Perales y Cañadón Seco-Cañadón León.

- Un programa de evaluación dentro del yacimiento El Medanita (100% de YPF), que se ha implementado en los dos últimos ejercicios, especialmente en 2010, con el objetivo de analizar el potencial remanente del campo. Se han perforado 32 pozos para llevar a cabo un proyecto piloto de inyección de agua *infill* y 57 pozos de delineación dentro de la denominada Área Sur. Por el momento, los resultados parciales son esperanzadores. En 2011 se planea iniciar el nuevo desarrollo masivo del yacimiento y continuar con otro proyecto piloto de evaluación.
- Durante 2010 se han puesto en marcha en Santa Cruz diez proyectos de desarrollo integrales distribuidos en cuatro áreas de desarrollo: Las Heras, El Guadal, Los Perales y Cañadón Seco, formando una cartera de 82 proyectos. Los principales son Cerro Grande, Maurek, Seco León y Los Perales. Se han perforado 161 pozos en el marco de estos proyectos, alcanzando una inversión total estimada de casi 300 millones de dólares, incluidos sus recursos asociados. El objetivo principal de estos proyectos es obtener un desarrollo integral de las zonas mediante la construcción de nuevos pozos, la implementación de nuevos proyectos de recuperación mejorada de petróleo y el apoyo al desarrollo de instalaciones en la superficie de referencia. En 2011, estos proyectos continuarán su aplicación de acuerdo con las inversiones previstas.

En 2010, se ha iniciado el proceso de extensión de las concesiones situadas en las provincias de Mendoza, Santa Cruz, Río Negro y Tierra del Fuego (en esta última, con bloques en asociación con las empresas filiales de Apache Energía Argentina S.R.L. como socio no operador, la negociación de la extensión la lleva adelante el operador). Las autoridades han procedido a convocar a las empresas interesadas a negociar la mencionada extensión a través de la Convocatoria Pública N° 1268/10/907 en Mendoza, donde YPF ha notificado a la provincia su interés por renovar las áreas y ha presentado la documentación histórica correspondiente.

Áreas no operadas

En el bloque CNQ 7A, operado por Petro Andina Resources Argentina SA (PAR), en el que YPF tiene una participación del 50%, se completó la delineación de los reservorios de El Corcobo Norte, Jagüel Casa de Piedra, Cerro Huanul Sur y Puesto Pinto, y se ha iniciado su desarrollo. El proyecto piloto de inyección de agua en Cerro Huanul Sur ha finalizado con buenos resultados.

Se perforaron los pozos exploratorios Lo-x-1 y Lo-x-2. El primero se encuentra en evaluación y el Lo-x-2 está en espera de terminación.

En septiembre de 2010 ocurrió un incidente en la plataforma AM-2 del yacimiento Magallanes, operado por Siperol y ubicado en offshore, en el Estrecho de Magallanes. No hubo daños medioambientales, ni lesiones graves. A raíz de este siniestro, el campo estuvo fuera de producción hasta diciembre de 2010, y su producción estará completamente normalizada durante el primer semestre de 2011.

En el área Tierra del Fuego, operada por Apache Corp. y en la que YPF cuenta con una participación del 30%, se ha llevado a cabo actividad exploratoria en campos maduros. La interpretación de la sísmica 3D suministró herramientas para la generación de diversos proyectos de perforación, principalmente en el área sur del bloque. Durante 2010 se llevaron a cabo los proyectos Bajo Guadaloso (BGO-x-2001 y BGO-a-2002), Entre Lagos (EL-x-2001) y Bodega (BO-x-2001), en el área Los Chorrillos, resultando exitosos los dos primeros. La estrategia del operador es continuar con la actividad exploratoria en pequeñas estructuras geológicas en Los Chorrillos e iniciar actividades en el extremo sur, denominado sección Uribe.

Gas natural

Las ventas de gas natural de YPF se cifraron en 13.959 millones de metros cúbicos en 2010, lo que representa un descenso aproximado del 12% respecto a los volúmenes comercializados en 2009. La disminución más relevante de las ventas se notó sobre todo en el segmento de usinas, ya que durante 2010 no se compró gas de Bolivia a ENARSA para venderlo a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, S.A. (CAMMESA). En Argentina, la cuota de YPF en este mercado se situó en el 31,7%. El precio medio del gas natural vendido por la compañía se incrementó un 5% respecto al año anterior, especialmente por el aumento de los segmentos de industrias y usinas.

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 1.800 millones de metros cúbicos de gas (una cantidad un 125% superior a la del ejercicio anterior). De ese total, 1.100 millones de metros cúbicos fueron inyectados durante los cinco meses del invierno, a razón de 7,2 millones de metros cúbicos al día, aproximadamente.

Desde mayo de 2010, YPF-AESA operó la planta de inyección propano-aire (PIPA) de ENARSA. A lo largo de este periodo, inyectó un total de 30 millones de metros cúbicos de gas a la red, y procesó 24.300 toneladas de propano. Se cumplió así satisfactoriamente con todas las solicitudes de inyección recibidas. Durante el mismo periodo se capacitó de forma teórica y práctica al personal de ENARSA.

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 Escobar. Cada una de las empresas tendrá una participación del 50%, con YPF como operador de la UTE.

Este proyecto consiste en replicar en la zona de Escobar, sobre el río Paraná de las Palmas, la operación que se está realizando en Bahía Blanca, es decir, amarrar un buque regasificador a un muelle, regasificar el GNL e inyectarlo en fase gaseosa al sistema troncal de gasoductos. Para ello, es necesario construir un muelle en la zona de operaciones, montar un brazo de descarga de alta presión y construir y tender un gasoducto de interconexión.

Durante el primer año se estima inyectar un promedio de 5 millones de metros cúbicos de gas por día al sistema. A partir del segundo año, el caudal de inyección podrá alcanzar un promedio de 7 millones, aproximadamente. Se espera su puesta en marcha durante el primer semestre de 2011.

Estados Unidos

El campo de desarrollo Neptune inició su producción en julio de 2008 con 7 pozos productores offshore. Al cierre de 2010, la plataforma producía por encima de los 16.000 barriles gross de petróleo al día. En 2010 se decidió aplazar la finalización del pozo en los reservorios M9 y M10, y poner en producción el reservorio M12. Actualmente, se está evaluando la viabilidad técnica y económica de la terminación del pozo SB-02 a los objetivos de profundidad de los reservorios M9 y M10.

En octubre de 2010 se decidió renunciar a nueve bloques de OCS (Plataforma offshore continental) en el área The Alaminos Protraction, después de analizar los resultados de la evaluación técnica de los mismos.

Refino, logística y marketing

YPF posee tres refinerías: La Plata (en la provincia de Buenos Aires), Luján de Cuyo (en Mendoza) y Plaza Huinul (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 106.000 barriles por día y una capacidad de conversión equivalente; y Plaza Huinul 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 accionaria 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, 11 buques tanques, seis barcas, cuatro remolcadores, 16 terminales (nueve con puerto asociado), seis plantas de GLP, 54 aeroplantas y 1.105 camiones.

YPF posee una red de 1.618 estaciones de servicio, 169 de las cuales son gestionadas directamente a través de la sociedad Opessa (100 % de participación) y cuenta con 8 bases propias de distribución de gasóleo para la actividad agrícola, identificadas como YPF Directos.

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 47,3 miles de metros cúbicos al día en 2010, lo que supone un descenso del 1,8% en comparación con 2009. Esta disminución se debió principalmente a una menor disponibilidad en el mercado de crudo, a las paradas programadas para mantenimiento en las refinerías de Luján de Cuyo y La Plata, y a los conflictos gremiales que afectaron a las operaciones de crudo proveniente de la cuenca del Golfo de San Jorge.

Pese a estos condicionantes, a lo largo de 2010 se han mantenido altos rendimientos de GLP, gasolinas y destilados medios, destacándose los rendimientos del combustible de aviación (JP1). En octubre de 2010 se dejó de producir gasolina normal, produciendo sólo gasolinas de alta calidad (Súper y N-Premium).

La producción de gasolinas para el mercado interno ascendió a 3,47 millones de metros cúbicos, lo que supone un incremento del 4,2% respecto al ejercicio anterior y un nuevo máximo en los últimos años.

Las tres refinerías de YPF, La Plata, Plaza Huin cul y Luján de Cuyo, aumentaron en conjunto un 0,9% los rendimientos de gasolinas y gasóleos respecto al ejercicio anterior, lo que permitió disminuir la importación de gasóleo.

En 2010 se incrementó un 48% la comercialización de IFO (bunker naval) respecto a 2009, pasando de una venta de 23 a 34 miles de toneladas al mes. 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 a aproximadamente el 40% en 2010.

Durante 2010, el total de crudo procesado en las refinerías de YPF ascendió a 111 millones de barriles de crudo (Refinor procesó aproximadamente 4,5 millones de barriles, siendo la participación del 50%), de los que el 80% provenían de campos de YPF y el resto fue comprado a otras compañías.

La siguiente tabla muestra la capacidad de las refinerías de YPF a 31 de diciembre de 2010:

Capacidad de refin o (1)	Destilación primaria (kbb/d)	Ratio de conversión (2) (%)	Lubricantes (miles de toneladas por año)
Argentina			
La Plata	189	69	256
Luján de Cuyo	106	110	–
Plaza Huin cul	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%, a excepción de 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)	2010	2009
Materia prima procesada		
Crudo	15,4	15,7
Otras materias primas	0,4	0,4
TOTAL	15,8	16,1

	A 31 de diciembre	
(miles de toneladas)	2010	2009
Producción de refin o:		
Destilados intermedios	7.067	7.128
Gasolina	3.762	3.994
Fuelóleo	1.440	1.246
GLP	674	566
Asfaltos	205	229
Lubricantes	181	157
Otros (excepto petroquímicos)	936	1.534
TOTAL	14.264	14.852

La utilización de la capacidad de refin o fue aproximadamente del 93,2%, comparado con un 94,9% en 2009.

La actividad logística aumentó un 5% 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 refin o y logística se cifraron en 282 millones de euros en 2010, lo que supone un incremento del 66% respecto al año anterior (170 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 la terminal San Lorenzo y en las refinerías. Estos trabajos culminaron con la construcción de instalaciones para la recepción y el procesamiento de bioetanol en las terminales de Luján de Cuyo, Montecristo, San Lorenzo y La Plata.

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 y San Lorenzo, continuando con el cronograma para las restantes plantas, al tiempo que se aprobaron las inversiones necesarias para la construcción de tanques destinados a reforzar la logística a fin de satisfacer la demanda del mercado con la importación de gasóleo y gasolina.

En noviembre de 2010 se puso en marcha el nuevo horno Topping III en la refinería Luján de Cuyo, que permitirá aumentar el procesamiento de crudos en 400 metros cúbicos diarios y mejorar la eficiencia energética de la unidad.

En línea con el objetivo de reducir el contenido de azufre en gasolinas y gasóleos para mejorar la especificación de calidad de combustible, se continuaron con los proyectos de inversión de hidrot ratamiento de gasóleo y gasolinas. En 2012, según la nueva legislación de la Secretaría de Energía, todas las empresas deberán dar cumplimiento a las nuevas especificaciones de combustibles; por este motivo, en la refinería de La Plata comenzó la construcción y el montaje de la nueva planta de hidrot ratamiento de gasóleo, con una capacidad de procesamiento de 5.000 metros cúbicos por día. Esta instalación permitirá obtener un gasóleo con 50 partes por millón (ppm) de azufre. Para cumplir este objetivo, en la refinería Luján de Cuyo se ha comprado una planta existente con una capacidad de 2.640 metros cúbicos por día. También en esta refinería se comenzó con el desarrollo de la ingeniería de detalle de una unidad de hidrot ratamiento de gasolinas.

En la refinería de La Plata se inició el desarrollo de la ingeniería de la nueva unidad de Coque "A", que aumentará la capacidad de procesamiento de 110 a 185 metros cúbicos por hora.

Hay que destacar la participación de YPF en el Programa Refin o Plus, que incentiva el incremento en la producción de combustibles mediante el reconocimiento de beneficios que deben aplicarse a obligaciones fiscales. Al respecto, ya han sido aprobadas solicitudes para cinco proyectos de inversión.

En línea con el objetivo de unificar y potenciar la imagen integral de la red bajo los conceptos de modernidad y racionalidad, YPF lanzó en 2010 el plan de mejoras de imagen de estaciones de servicio, con 47 implantaciones, la construcción de la estación Hito de Nordelta y la inauguración de la primera estación de la Red Camionera, ubicada en la localidad de Fighiera (Provincia de Santa Fé), en el marco del acuerdo YPF-Camión Club Argentino (CCA).

YPF potenció la sinergia con el campo mediante la creación de Agrocentros y el desarrollo del canje de granos de cereales. A través de los Agrocentros se comercializan productos como gasóleos, fertilizantes, agroquímicos, y se recibe como forma de pago granos de cereales (fundamentalmente soja y maíz), que luego se procesan, obteniendo harinas y aceite, que se destinan a la exportación. Parte del aceite, en esta nueva etapa, se destinará a la producción de FAME (éster metílico del aceite vegetal), que se agrega como un componente del gasóleo comercial producido (hasta un 5 % del volumen).

Durante el primer semestre de 2010, los precios en el mercado doméstico argentino fueron acercándose paulatinamente a los internacionales y a los de los países limítrofes. La Resolución 925/2010 congeló los precios de venta al público desde el 31 de julio hasta diciembre.

A partir de noviembre 2010, la compañía decidió segmentar claramente la calidad de sus gasolinas e identificar a partir de su nombre los atributos de cada una de ellas. En ese sentido, el nuevo nombre de la gasolina de mayor calidad (grado 3) es "N-Premium". Este producto se posicionó durante el año como líder del mercado, con una cuota del 61%.

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 con motorización EURO IV. El D-Euro ha alcanzado una cuota de mercado del 49% en el segmento Retail.

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

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 Huinul, que integra la refinería Plaza Huinul 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 2.000.000 de toneladas por año, destinada a segmentos de mercado como la modificación de naftas, resinas, detergentes, automotriz, agroquímico y fertilizantes, entre otros.

Durante 2010 se ha producido una recuperación de los precios internacionales en los principales productos consolidando la mejora evidenciada en el segundo semestre de 2009. El metanol registró un alza de precios debido a la postergación de proyectos de plantas nuevas y a un buen nivel de demanda en Estados Unidos y China.

La tendencia del anhídrido maleico (materia prima de los plásticos) mejoró sensiblemente, con un aumento de precios respecto a 2009. El alza destacada de precios se debió a un mejor nivel de demanda, sumado al cierre en enero de 2010 de una de las principales plantas europeas.

YPF mejoró el mix de ventas de aromáticos y metanol, incrementando las ventas en Argentina en un 18% respecto al año anterior. Se destinó un mayor volumen de aromáticos para el proceso de producción de gasolinas (*blending*) y se continuó con el desarrollo de las ventas de metanol en el mercado interno argentino al segmento de producción de biodiésel.

Asimismo, comenzó la construcción y el 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 hidrot ratamiento 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.

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 Huinul:	
Metanol	411.000
Bahía Blanca	
Ammonia/Urea	933.000

Gas Natural Fenosa

Resultados

A 31 de diciembre de 2010, Repsol posee el 30% del Grupo Gas Natural, que consolida por integración proporcional. El resultado operativo aportado por el Grupo Gas Natural Fenosa ha ascendido a 881 millones de euros en 2010, lo que supone un incremento del 17,8% respecto al ejercicio anterior, en el que aportó un resultado de 748 millones de euros.

La provisión adicional realizada por los riesgos derivados del contencioso con Sonatrach ha condicionado unos resultados cuya evolución se ha visto apoyada por la recuperación de la demanda energética en España, la aportación creciente de los negocios internacionales y los resultados por la enajenación de los activos de distribución de gas en la Comunidad de Madrid.

El EBITDA del ejercicio alcanzó los 1.507 millones de euros, frente a los 1.232 millones de euros de 2009, lo que representa un alza del 22,4% que responde, en gran parte, a la no incorporación de Unión Fenosa hasta el 30 de abril de 2009.

Los resultados obtenidos en el contexto mencionado 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.

Desde el 30 de abril 2009, Gas Natural consolida por integración global Unión Fenosa, S.A. y sus sociedades dependientes. En consecuencia, la cuenta de resultados consolidada de 2009 incorpora las operaciones de Unión Fenosa solamente desde esa fecha. En septiembre de 2009, Gas Natural completó la fusión por absorción de Unión Fenosa.

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

Distribución de gas

España

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

En 2010, las ventas de la actividad regulada de gas en España, que agrupa los servicios de acceso de terceros a la red de distribución de gas y de transporte secundario, han ascendido a 207.174 GWh, con un descenso del 9,8% respecto al año anterior. Esta disminución se debe a la venta de los activos de Cantabria, Murcia, Asturias, el País Vasco y la Comunidad de Madrid, que una vez descontados, han supuesto un crecimiento del 3,9%, debido al aumento del consumo en el mercado residencial motivado por un año climático frío y por una ligera recuperación del consumo industrial.

Gas Natural Fenosa ha continuado con la expansión de su red de distribución que se ha incrementado en 1.152 kilómetros en los últimos doce meses y alcanza 33 nuevos municipios en 2010. El número de puntos de suministro se ha incrementado en 84.000, un 16,8% inferior al mismo periodo del año anterior por el impacto de la crisis económica, a pesar de la recuperación en el cuarto trimestre de 2010. Ambos efectos no tienen en cuenta las desinversiones anteriormente comentadas.

Al cierre del ejercicio la red de distribución de gas ha alcanzado los 44.931 kilómetros, con un descenso del 5,6%, y el número de puntos de suministro se cifra en 5.274.000, un 7,4% inferior al año anterior, conforme a las desinversiones realizadas para cumplir con el Plan de Actuaciones aprobado por la Comisión Nacional de la Competencia (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 el ejercicio 2010, la cifra de puntos de suministro de distribución de gas ha alcanzado los 5.665.000. Se han mantenido las elevadas tasas de crecimiento interanual, con un incremento de 243.000 puntos de suministro, destacando Colombia, con un aumento de 152.000 puntos de suministro, superando la cifra de 2 millones de clientes.

Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica, que agrupa las ventas de gas y los servicios de acceso de terceros a la red, han ascendido a 200.995 GWh, con un incremento del 18,5% respecto a las ventas registradas en el mismo periodo del año anterior. Este aumento se produce básicamente en el mercado industrial y en el suministro a plantas de generación eléctrica en Brasil.

La red de distribución de gas se ha incrementado en 2.177 kilómetros en los últimos 12 meses, alcanzando los 64.492 kilómetros a finales de diciembre de 2010, con un crecimiento del 3,5%.

Italia

El negocio en Italia incluye además las ventas de gas a tarifa.

Gas Natural Fenosa en Italia ha alcanzado la cifra de 422.000 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, aumentando así esta cifra en un 1,9% respecto al 31 de diciembre de 2009.

La actividad de distribución de gas se ha situado en los 3.387 GWh, con una disminución del 3,1% respecto a la del año 2009, debido fundamentalmente a las diferentes condiciones meteorológicas. La red de distribución se ha incrementado en 204 kilómetros y ha alcanzado los 5.849 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. El 1 de julio de 2009 dejó de existir la denominada tarifa integral con la creación de las comercializadoras de último recurso, por lo que desde esa fecha no se realizan ventas de electricidad desde la actividad de distribución de electricidad en España. Los puntos de suministro de electricidad han experimentado un ligero incremento del 0,6% en 2010, hasta alcanzar la cifra de 3.719.000.

Latinoamérica

Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia, Guatemala, Nicaragua y Panamá. Las ventas de actividad de electricidad en Latinoamérica han alcanzado los 18.002 GWh, con un crecimiento del 49,3%, y la cifra de clientes ha registrado un aumento del 17,9% siendo relevante el importante crecimiento en Colombia debido a la actualización de censos en barrios desfavorecidos, así como en Nicaragua por la mayor efectividad de las campañas de contratación.

Moldavia

El negocio en distribución de electricidad en Moldavia 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 el sur del país. En un contexto de ralentización económica, la base de clientes ha aumentado un 1,1%, alcanzando los 816.000.

Electricidad

España

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

En 2010, la demanda eléctrica peninsular ha aumentado un 3,4% respecto al año anterior dado el incremento iniciado en el primer semestre del año, tras la importante caída registrada durante 2009. Corregido este incremento por laboralidad y temperatura, la demanda se incrementó un 2,9%.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 38.338 GWh durante 2010, de los cuales 35.809 GWh corresponden a la generación en Régimen Ordinario y 2.529 GWh a la generación en Régimen Especial. La cuota acumulada de Gas Natural Fenosa en generación de electricidad en Régimen Ordinario a 31 de diciembre de 2010 se sitúa en el 20,2%, ligeramente por encima de la del año anterior.

La producción hidráulica realizada en 2010 ha alcanzado 4.752 GWh, con un incremento respecto a 2009 como consecuencia de las características hidrológicas del comienzo del año. La generación de electricidad con ciclos combinados durante 2010 ha ascendido a 25.928 GWh, también superior a la registrada el año anterior. Por otro lado, la producción nuclear y la producción con carbón y con fuel también registran aumentos respecto a lo producido en 2009.

En la actividad de comercialización de electricidad, las ventas a lo largo de 2010 han sido de 40.559 GWh.

Latinoamérica

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

Actualmente, los activos en operación en México son la central de Hermosillo de 270 MW y la central de Naco Nogales de 300 MW, ambas situadas en el estado de Sonora; la Central de Tuxpan III y IV de 1.000 MW, ubicada en el estado de Veracruz; y la central de Saltillo, de 248 MW, situada en el estado de Coahuila; y la Central de Norte Durango de 450 MW que se encuentra en el estado de Durango, y cuya construcción finalizó en 2010.

La energía generada en Latinoamérica en el año ha sido de 19.147 GWh en 2010, con un factor de carga del 75,4% y una disponibilidad del 92,9%.

Resto (Kenia)

Incluye la generación de electricidad en Kenia. En 2010, la producción con fuel ha alcanzado los 645 GWh, muy superior a la registrada en 2009, debido a la ampliación de la capacidad de la planta en el tercer trimestre de 2009, en el que entraron en operación comercial 52 MW adicionales.

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 ha representado un volumen total de 109.792 GWh, cifra similar a la del año anterior. De esta cifra, 80.740 GWh han sido transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 29.052 GWh para Portugal y Marruecos.

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 ha adquirido una campaña sísmica durante el segundo trimestre de 2010 y se ha efectuado su procesado y posterior análisis como paso previo a las actuaciones de perforación previstas para 2011.

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 ha alcanzado los 184.744 GWh, con un aumento del 1,3% respecto al año anterior, fundamentalmente por un mayor consumo de gas para clientes residenciales e industriales, mientras que las ventas para generación de electricidad en ciclos combinados se mantienen. Por otro lado, el aprovisionamiento a terceros en el mercado español ha alcanzado los 66.141 GWh, con un aumento del 27,4%.

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 alcanza un volumen de 59.518 GWh, lo que supone el récord máximo de ventas en la trayectoria de la compañía. Adicionalmente, se ha gestionado una energía de 27.774 GWh en operaciones de ventas internacionales, lográndose igualmente valores máximos de transacciones en los mercados internacionales.

Inversiones

Teniendo en cuenta el 30% de Gas Natural Fenosa que posee Repsol, las inversiones durante el ejercicio alcanzaron los 636 millones de euros, frente a los 5.060 millones de 2009. Esta disminución se debe principalmente a que en 2009 se incluyen las inversiones por la adquisición de Unión Fenosa.

Gas Natural Fenosa ha destinado en 2010 un 23,4% de sus inversiones de inmovilizado a la actividad de generación eléctrica en España y un 20,3% a la distribución de electricidad en España.

Los principales proyectos de inversión en 2010 han sido la finalización de las centrales de ciclo combinado de Málaga y del Puerto de Barcelona, así como el desarrollo de proyectos de parques de generación eólica.

Áreas corporativas

Gestión de personas

Al cierre de 2010, Repsol contaba con una plantilla consolidada de 43.298 personas de más de 70 nacionalidades. De esta cifra, un total de 36.323 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 (46%) y Argentina (37%). También destaca la presencia en países como Portugal (3%), Perú (7,2%), Ecuador (2%) y Trinidad y Tobago (1%). El 51% de los trabajadores se concentran en el área de Downstream; el 7%, en Upstream y GNL; el 36%, en YPF; y el 6%, en áreas corporativas.

El 1% de la plantilla corresponde a personal directivo; el 6%, a jefes técnicos; el 47%, a técnicos; el 4%, a administrativos; y el 42%, a operarios. El empleo de carácter fijo supone el 91% del total y las mujeres representan un 27% del conjunto de la plantilla.

Cambio de la estructura organizativa

Uno de los cambios organizativos más significativos de 2010 ha estado orientado a promover, 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 CO₂. Algunos ejemplos son la creación de la Unidad de Negocio de Nuevas Energías, dentro de la Dirección General (DG) Downstream, de dos direcciones pertenecientes a la Dirección Corporativa (DC) Medios: la Dirección de Tecnología de Nuevas Energías, y la Dirección de Huella Ambiental y Unidad de Carbono, así como la creación del área de Desarrollo de Nuevas Energías en YPF.

Por otro lado, con el fin de impulsar aún más en la compañía el clima y la cultura de la organización que potencia la eficiencia y la generación de ideas, se crea dentro de la DG Personas y Organización, así como en los distintos negocios, direcciones responsables de dirigir el proceso de innovación y la generación y desarrollo de iniciativas, transformándolas en valor para el mercado.

Además, en 2010 hay que destacar el inicio del proyecto de transformación de YPF que, a partir de la revisión de sus procesos y estructuras, tiene como objetivo convertir a YPF en una organización más ágil, moderna y eficiente.

El 30 de diciembre de 2010, se aprobaron los siguientes cambios en el primer nivel directivo de la compañía, con efecto enero de 2011:

- Se incorporan a la DG Económica Financiera las funciones de la DC de Estrategia y Desarrollo Corporativo.
- Las direcciones de Auditoría y Control y de Control de Reservas, que dependen jerárquicamente de la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración de Repsol, han pasado a depender funcionalmente de la DG Secretaría General y del Consejo de Administración, en lugar de depender de la DG Económica Financiera, fortaleciéndose así su independencia.
- La Dirección de Relación con Inversores pasa a depender directamente de Presidencia.
- La DC de Comunicación y Gabinete de Presidencia pasa a ser DG de Comunicación y Gabinete de Presidencia, incorporándose al Comité de Dirección de la compañía.

Renovación del equipo directivo

El Grupo ha continuado con la dinámica de renovación de estructuras y de equipo directivo, orientada a disponer de los líderes que Repsol necesita para acometer los retos de la compañía y garantizar que en cada negocio y proyecto estratégico se dispone de las personas adecuadas.

Se ha reforzado el posicionamiento y la presencia de la compañía en todos los países donde opera, acompañando la estrategia de negocio en cada uno de ellos. Se han analizado las necesidades organizativas y de perfil directivo para asegurar que las estructuras organizativas responden a las necesidades de negocio, reforzando aspectos como la innovación, el desarrollo de negocio o la seguridad y el medio ambiente.

Todo ello ha dado oportunidades de carrera a personas con el perfil personal y profesional deseado, y ha posibilitado la renovación de parte del equipo directivo. Tras la incorporación de los 60 directivos nombrados durante 2010 (parte de ellos lo harán en enero de 2011), el nuevo equipo directivo es más diverso en género y en nacionalidades.

A mitad de diciembre, Repsol congregó en una convención mundial de dos jornadas, celebrada en Madrid, a todo su equipo directivo, con el lema "Juntos creamos futuro".

Diversidad, igualdad de oportunidades y conciliación

En 2010, el Comité de Diversidad y Conciliación de Repsol ha continuado impulsando en la compañía la cultura de respeto, que valora y fomenta la diversidad y facilita el equilibrio entre la vida profesional y personal de sus empleados.

Además de continuar con el desarrollo de los programas en los que ya se venía trabajando en años anteriores, la compañía ha decidido estructurar sus políticas y medidas de acuerdo al modelo de gestión de empresa flexible y responsable (EFR), y está realizando el diagnóstico de los elementos que contempla, como la calidad en el empleo, las medidas de flexibilidad, de apoyo a la familia, el desarrollo profesional o la igualdad de oportunidades. El trabajo se está desarrollando en el conjunto de la compañía.

En el ámbito de la diversidad, Repsol ha realizado avances importantes en el programa de integración de personas con capacidades diferentes y ha continuado con su impulso a las acciones encaminadas a garantizar la igualdad de oportunidades de todos los empleados.

En 2010 cabe destacar las actuaciones dirigidas a favorecer la incorporación de empleados con discapacidad en el ámbito industrial. Se han reforzado las acciones de sensibilización que se vienen realizando desde el inicio del programa, de forma que 990 personas han participado este año en alguna de las jornadas organizadas en distintos centros de la compañía. Asimismo, se publicó y distribuyó entre todos los empleados la guía *Superando barreras*, que recoge recomendaciones, sugerencias, mejores prácticas y pautas para facilitar la relación con las personas con capacidades diferentes que forman parte de la compañía, favoreciendo así su integración.

En diciembre de 2010 y como reconocimiento a su trayectoria en la integración social y laboral de personas con capacidades diferentes, Repsol recibió un premio por parte del Centro de Recuperación de Minusválidos Físicos (CRMF) del Imsero.

Además de reforzar su colaboración con la Fundación ONCE a través de la firma del segundo acuerdo INSERTA, ha establecido nuevos contratos de colaboración con la Fundación Seeliger y Conde, la Fundación PADEIA (A Coruña), el CRMF del Imsero, IVADIS y Afanias, entre otras.

En enero de 2011, Repsol ha obtenido el *Telefónica 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 cuenta a diciembre de 2010 con un total de 463 trabajadores con discapacidad en España, de los cuales 360 son empleados por contratación directa, y otros 103 por medidas alternativas (el 2,56% de la plantilla, de acuerdo al cómputo legal). Además, cuenta con 90 empleados con discapacidad en Argentina, 25 en Ecuador, 10 en Perú y 11 en Portugal.

En cuanto a la conciliación, Repsol sigue impulsando medidas que facilitan el equilibrio entre la vida personal y profesional de sus empleados, adaptándolas cuando es necesario a las especificidades de los negocios y a los entornos culturales en los que opera la compañía.

El teletrabajo se consolida y se extiende en Repsol como una de las medidas más aceptadas. A diciembre de 2010, hay más de 557 empleados con teletrabajo en España, de los cuales 20 participan en la prueba piloto que se está desarrollando en complejos industriales. Además, hay 120 empleados en Argentina y 14 en Portugal acogidos a esta modalidad de trabajo que ofrece flexibilidad espacial, una de las mayores demandas de los empleados en la encuesta de clima de 2006.

El teletrabajo, que comenzó como programa piloto en Repsol en 2008 y se fue ampliando en distintas etapas a lo largo de 2009, ha pasado a ser una modalidad de trabajo totalmente normalizada en la compañía, muy bien valorada tanto por los trabajadores que la practican como por sus jefes. Ambas partes destacan como factores críticos para el éxito, la planificación de las tareas y el aprovechamiento de los avances tecnológicos.

El colectivo de teletrabajadores está compuesto por personas provenientes de prácticamente todas las áreas de la compañía y de todos los grupos profesionales y rangos de edad.

Repsol YPF, S.A. ha sido una de las 36 compañías reconocidas con el Distintivo de Igualdad en la Empresa, entre las 600 participantes en 2010. Este distintivo está promovido por el Ministerio de Sanidad, Política Social e Igualdad del 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. Entre otros aspectos, el Ministerio ha valorado especialmente la labor realizada por el Comité de Diversidad y Conciliación, la existencia de un foro (Mesa de Igualdad del V Acuerdo Marco), donde los representantes de la empresa y de los trabajadores velan por estas materias, y la evolución observada tanto en la implementación como en la utilización de las medidas de conciliación.

En Argentina, YPF recibió por segundo año consecutivo el Premio *Hacia una empresa familiarmente responsable*, otorgado por la Fundación Proyecto Padres, que en su edición 2010 fue declarado de interés por la Cámara de Diputados de la Nación.

La atracción de los mejores

Repsol ha continuado recibiendo reconocimientos como una de las mejores empresas para trabajar, tal como confirmó el estudio MercoPersonas y el monitor Top Employer.

En línea con la actividad desarrollada en años anteriores, la compañía continúa implantando programas dirigidos a captar, motivar y comprometer a los mejores profesionales, ofreciéndoles un lugar atractivo para trabajar, garantizando y promoviendo la igualdad de oportunidades en su desarrollo profesional.

Entre las iniciativas más importantes iniciadas en 2010, cabe destacar la mejora del Programa de Bienvenida e Integración, dirigido a optimizar y homogeneizar los procesos de acogida de los nuevos empleados incorporados del mercado exterior, así como de aquellos que se mueven entre las distintas unidades de la organización. El objetivo es agilizar su adaptación al nuevo entorno de trabajo, garantizar su integración en la compañía y sus valores, así como la retención del talento. En este año se ha elaborado un nuevo marco corporativo de acogida e integración, como una propuesta de valor diferencial de Repsol para sus empleados.

De las nuevas incorporaciones gestionadas en 2010, destacan las acciones realizadas para la contratación de talento joven a través de los másteres del Centro Superior de Formación Repsol (CSFR) para los perfiles técnicos y del Plan de Nuevos Profesionales para perfiles de gestión (71 nuevos profesionales incorporados en España, Perú y Brasil).

También destaca la selección de candidatos para las bolsas de empleo de distintos perfiles (operarios de planta química, comerciales bilingües, etc.), la tecnificación de perfiles y el impulso a las contrataciones de personas con discapacidad en el entorno industrial.

Continuando en la línea de colaboración con las universidades y centros académicos y docentes, se han firmado más de 200 convenios, a través de los cuales se han acogido a casi 300 alumnos en prácticas. Entre ellos, el suscrito con la Universidad de Elche para promover "la mejor práctica del mundo", que ha permitido que un alumno con discapacidad esté haciendo sus prácticas en la Dirección de Sistemas de Información. Además, gracias a los acuerdos establecidos con fundaciones y centros de enseñanza, alumnos con discapacidad han accedido a distintas prácticas y becas ofertadas por la compañía, algunas de ellas en el entorno industrial.

Tras el éxito del programa piloto Plan Impulsa, basado en dotar de formación a los becarios de la organización, éste se ha seguido desarrollando a lo largo de 2010: más de 100 becarios de titulación superior se han beneficiado de formación online en idiomas y cursos de competencias genéricas, asistencia a conferencias, etc.

En 2010 se consolidó el Canal de Empleo en repsol.com entre los usuarios que buscan trabajo, incorporando la estrategia de la compañía en su adaptación a las personas con cualquier tipo de discapacidad.

Por otro lado, se ha seguido participando en foros, ferias de empleo, seminarios, etc., en muchos casos como referente en empleo de personas con discapacidad en distintas mesas redondas y ponencias.

Repsol ha tenido también destacada presencia en premios, consejos y jornadas de entidades sociales.

La gestión del talento

Uno de los objetivos de la compañía es combinar la necesidad de disponer de las competencias y capacidades adecuadas, adquiriendo de forma planificada las necesarias a futuro, con el compromiso de ofrecer oportunidades de desarrollo profesional a las personas gestionando adecuadamente su talento.

Para ello, durante 2010 se han consolidado los sistemas que la organización utiliza para evaluar y destacar el talento de sus empleados: el modelo de People Review y el esquema de desarrollo profesional en áreas técnicas.

People Review es un modelo de desarrollo con el que se identifica el talento y se planifican las acciones principales de desarrollo para las personas, que se ha aplicado a 3.712 profesionales en 2010.

Desarrollo profesional en áreas técnicas

Debido a que el conocimiento técnico constituye un factor importante para el crecimiento de los negocios de Repsol, así como para el desarrollo de las personas, los mapas de competencias técnicas y puestos tipo han continuado actualizándose durante 2010 mediante proyectos de revisión en diferentes áreas y negocios, y constituyen una pieza clave que permitirá gestionar de forma homogénea y eficaz el talento técnico desde una plataforma de conocimiento común para todos los empleados.

La compañía ha definido y aprobado en 2010 su propio modelo de carrera técnica como mecanismo de progresión profesional en áreas técnicas críticas, con el objetivo de atraer, retener y desarrollar el talento técnico necesario para reforzar su actividad actual e impulsar su estrategia a futuro. Este mecanismo ya ha sido implantado en todas las áreas de la compañía cuyo desarrollo está sustentado en este tipo de perfiles.

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 a la vez una formación 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 las políticas, modelos y actividades de formación y aprendizaje que garanticen la competitividad presente y futura de la compañía, en 2010 se diseñó y lanzó un nuevo Entorno Virtual de Aprendizaje (EVA Repsol) basado en las nuevas tecnologías de la información y de la web 2.0. A través de este nuevo entorno se facilita y potencia el acceso a formación online de calidad, bien de la oferta estándar de proveedores de mercado o de cursos y actividades de formación online diseñadas a medida para Repsol.

Adicionalmente, durante 2010 se han revisado y desarrollado nuevos procesos y sistemas para la gestión de la formación por y para el empleado y su jefe, acercando la formación de catálogo y los planes de formación al empleado para el contraste con sus necesidades de aprendizaje, mejora o de adquisición de nuevos conocimientos y capacidades.

En 2010 se han realizado más de 1.200.000 horas de formación dirigidas a más de 29.500 empleados a escala mundial.

Entre ellas, destaca la divulgación del “Estilo Repsol” a más de 700 jefes en 14 países. El “Estilo Repsol” constituye la seña de identidad del gestor de personas de Repsol; define los comportamientos y actitudes que la compañía espera y necesita para hacer realidad sus planes estratégicos. Ha supuesto unificar, simplificar e integrar los diferentes marcos de referencia sobre habilidades, competencias genéricas y comportamientos existentes en la organización e impulsar la cultura de liderazgo y gestión.

Para dar respuesta a las diferentes necesidades, en cada negocio se ha diseñado un programa específico a partir de un esquema de trabajo común, que parte de un diagnóstico de la situación.

Movilidad

En 2010 se ha consolidado el enfoque de la movilidad interna. El objetivo es impulsar el crecimiento profesional y el desarrollo de las personas a través de la asunción de nuevas funciones y retos, a la vez que se garantiza la máxima aportación de valor al negocio.

Para ello, se han puesto en marcha equipos con representantes de los distintos negocios y áreas de la compañía, conocidos como “Mesas de desarrollo y movilidad”, con el objetivo de generar oportunidades transversales de desarrollo para las personas.

En casos específicos, cuando lo que se necesita es presentar las oportunidades surgidas en un negocio, así como sus proyectos de futuro, y por otro lado, captar profesionales interesados en formar parte de estas iniciativas, se constituyen foros internos de empleo, conocidos como “proyectos puente”.

A lo largo de 2010 se han producido 5.892 movi­lidades internas en la compañía.

Carrera internacional

En Repsol, 708 empleados realizaron en 2010 su trabajo en países distintos a los de su contratación; ellos conforman el colectivo de empleados en asignación internacional.

El año 2010 se ha caracterizado por la necesidad de dar respuesta rápida a las necesidades que han surgido en relación a los nuevos proyectos que la compañía ha iniciado en distintos países, lo que ha requerido cambiar de país a 175 personas e incorporar a 64 profesionales con perfil internacional, que aportan a la compañía experiencia específica en áreas claves para afrontar los nuevos retos.

Una vez más, y como fruto de la experiencia con la que cuenta la compañía en la gestión de expatriaciones, Repsol ha sido reelegida para la presidencia del Foro Español de Expatriación (FEEX) para el periodo 2011-2013. Dicho foro, que cuenta en la actualidad con un total de 25 multinacionales españolas, es un amplio espacio de debate sobre los modelos de gestión de asignaciones internacionales, así como un lugar para compartir experiencias, buenas prácticas e iniciativas.

Evaluación del desempeño

Cuatro años después de la implantación del sistema de desempeño de Repsol, denominado Gestión por Compromisos (GxC), la compañía ha revisado y evolucionado el modelo para adaptarlo a las nuevas necesidades. Para ello, se ha tenido en cuenta la información recibida

a través de entrevistas individuales con la alta dirección, así como los resultados de las auditorías anuales, el estudio de clima, etc.

La evolución del sistema GxC refuerza los tres pilares sobre los que fue implantado –responsabilizar, reconocer y desarrollar–, y continúa otorgando al diálogo jefe-colaborador un papel fundamental en el proceso. Al mismo tiempo, supone una evolución y flexibilización del sistema de evaluación.

La implantación de las mejoras se ha hecho efectiva en la evaluación del ejercicio 2010, y ha estado acompañada por una importante campaña de comunicación a todas las partes involucradas.

La compañía cuenta además con un sistema de evaluación del desempeño dirigido exclusivamente a empleados de convenio, mediante el cual se evalúan sus habilidades y conocimientos. A la vez, es una herramienta para la identificación de puntos fuertes y áreas de mejora en las distintas competencias.

Esta evaluación se realiza a través de campañas según las necesidades de la organización. Durante 2010 se aplicó en Repsol YPF S.A., Repsol Butano y distintas sociedades de Marketing, abarcando un total de 2.055 empleados.

Innovación y mejora

Repsol impulsa la innovación como un valor fundamental de la gestión y así se refleja en su política de calidad.

Durante 2010 se ha realizado un proceso de reflexión y reposicionamiento de las actuales funciones de calidad y gestión del conocimiento; como resultado de este proceso, la compañía ha hecho una fuerte apuesta por impulsar e incorporar en la gestión la innovación y mejora, con la creación de áreas específicas en la corporación y en los negocios.

Basándose en la colaboración y el trabajo en equipo y haciendo de nexo de unión entre las diferentes áreas y negocios de la compañía, estas nuevas áreas liderarán la promoción de una cultura de innovación y mejora en Repsol, fomentando el intercambio de experiencias y buenas prácticas, así como la identificación de iniciativas transversales y multidisciplinares de alto impacto. Serán además responsables de impulsar su ejecución y del reporte de los resultados conseguidos.

Durante 2010 se ha llevado a cabo la primera evaluación del nivel de innovación, aplicando el modelo de innovación definido por el Club Excelencia en Gestión y la fundación COTEC.

Por otro lado, se ha continuado avanzando en el desarrollo de los programas clave del Plan Estratégico de Calidad. En el ámbito de las autoevaluaciones, es de destacar que más del 50% de la organización ha realizado, al menos, tres evaluaciones.

En 2010 se ha presentado a la European Foundation for Quality Management (EFQM) y a la Fundación Iberoamérica para la Calidad (Fundibeq) la metodología de autoevaluación propia de Repsol, tras su revisión iniciada en 2007, con la finalidad de asegurar el alineamiento del proceso de autoevaluación con la estrategia del negocio, la integración de las iniciativas de mejora, el seguimiento de los planes de acción, y conseguir que el vector calidad actúe como elemento de gestión del cambio. La metodología ha sido reconocida formalmente por la EFQM y la Fundibeq como una “buena práctica” de gestión.

Por otro lado, Repsol ha continuado trabajando durante 2010 en el despliegue de la gestión orientada a procesos para toda la compañía y en la utilización del benchmarking como herramienta para la mejora continua. La formalización de procesos y la identificación de indicadores y de métricas de rendimiento apoyan la toma de decisiones y ayudan a la identificación e implantación de mejoras para garantizar la consecución de los objetivos.

Gestión del conocimiento

El mercado competitivo en el que se mueve Repsol exige adaptarse a sus necesidades a través de una innovación constante. Por ello, se ha propuesto contribuir a esa adaptación a través de la creación de valor y capacidades innovadoras en la organización mediante técnicas y herramientas de gestión del conocimiento.

Las iniciativas de gestión del conocimiento en Repsol contribuyen a los resultados del negocio, a la mejora de la eficiencia y a la gestión por compromisos a través del diseño y despliegue de un modelo de desarrollo y transferencia de capacidades entre todas las unidades de negocio y áreas transversales de la organización. Así, se avanza hacia un marco común para la generación de capacidades innovadoras, alineado permanentemente con los objetivos estratégicos y cuyos resultados sean cuantificables para asegurar así la mejora continua.

Repsol aspira a conseguir que la gestión del conocimiento sea una parte indiferenciada e intrínseca de la actividad diaria de sus empleados y de sus procesos de trabajo y sistemas de

evaluación, contribuyendo tanto a la creación de un marco de mejora continua e innovación como de un entorno que fomente la participación, implicación y desarrollo de las personas que trabajan en la compañía. Repsol quiere que los empleados se sientan, a través de la gestión del conocimiento, profesionalmente enriquecidos y motivados, así como animados a nivel personal, a participar activamente en el progreso de la organización.

Los empleados de Repsol, no importa dónde se encuentren ni en qué unidad o área funcional desarrollen su actividad, tendrán acceso a todo el conocimiento disponible (contenidos, personas y procesos), de forma que puedan localizar, en el momento en que lo necesiten, el conocimiento pertinente y la identificación y transferencia constante de buenas prácticas en todas sus áreas y procesos clave, contribuyendo a la creación de un entorno favorable para la innovación.

En el ámbito de la gestión del conocimiento y dentro del marco de su estrategia, se han continuado creando nuevas comunidades de práctica que, junto a las ya existentes, integran más de 26.000 personas de toda la compañía. En 2010 también se han llevado a cabo varios proyectos de retención del conocimiento de empleados y su transferencia a otros, en situaciones de jubilaciones, rotaciones, cambios, incorporación de nuevos profesionales, material de formación, etc., para asegurar la retención del conocimiento crítico. La metodología aplicada se apoya fundamentalmente en la recopilación de historias y experiencias personales (narrativas) que se registran y transmiten con medios audiovisuales.

Para acercar el conocimiento de la compañía a todos los empleados, a partir de la experiencia previa del proyecto piloto Moebius, se ha iniciado el análisis funcional del sistema de búsqueda semántica, cuya finalidad es poner al alcance de todos los empleados el conocimiento existente dentro de Repsol, en lo que se refiere a las personas, a los procesos de negocio y a todo tipo de contenidos. El análisis contempla, asimismo, el diseño de indicadores que permitan la medición de la aportación de conocimiento de los empleados, como elemento clave para hacer realidad el cambio cultural que esta iniciativa requiere.

En 2010 se ha realizado un proyecto de definición de arquitectura marco y de referencia para dar soporte al despliegue de la estrategia definida para la gestión del conocimiento en toda la compañía. Además, se han implantado los dos primeros portales de innovación en negocios, diseñados según el paradigma de la innovación abierta, que permite a los empleados canalizar sus propuestas de mejora e innovación. Tras la correspondiente evaluación, la compañía aspira a extender este tipo de portales a otros negocios. Un elemento diferenciador de este sistema es la utilización de la tecnología semántica, que optimiza todo el proceso de recogida, selección y evaluación de las ideas aportadas y favorece la creación de equipos de personas vinculadas por la afinidad de sus propuestas de mejora e innovación.

Relaciones laborales

Durante 2010 se han negociado en España acuerdos colectivos para adaptar temporalmente las plantillas de aquellos negocios cuya actividad se vio afectada por las condiciones de mercado.

El 29 de septiembre fue convocada por los sindicatos CC.OO y UGT una huelga general contra la reforma laboral aprobada por el Gobierno de España. El seguimiento en las empresas del Grupo Repsol fue del 9,79 %.

En relación con YPF, cabe destacar la participación en las mesas de diálogo convocadas por el gobierno argentino dentro del marco del denominado "Pacto Social" entre empresas, sindicatos y gobierno. Paralelamente, se establecieron las pautas de trabajo para la renegociación en 2011 de los convenios colectivos celebrados con el Sindicato Unido Petroleros e Hidrocarbúricos (SUPEH). También, con dicha organización sindical, se firmó una adenda a tales convenios, incorporando nuevos beneficios para el personal.

Salud laboral

En el ámbito de la salud, destacan las siguientes iniciativas desarrolladas en 2010:

- Auditoría de Cumplimiento de Normativa Interna de Salud: con las auditorías llevadas a cabo en los complejos industriales de Puertollano y Petronor, se ha culminado el proceso iniciado en 2009 en la Dirección Ejecutiva de Refino España.
- Se desarrolló la Norma de Evaluación de Impacto Social, Ambiental y de Salud, y se realizaron talleres para los empleados de los negocios en Madrid y en Buenos Aires, en colaboración con la Dirección de Seguridad y Medio Ambiente y con la Dirección de Responsabilidad Corporativa.
- Elaboración del denominado "Sistema de Gestión de la Salud", con el objetivo de homogeneizar las funciones y tareas de los servicios médicos.

- Campañas de Promoción de la Salud: en distintos países, como campañas de Detección Precoz de Cáncer de Colon y de Detección y control de la Hipertensión en España, de Prevención de Malaria y Hepatitis A en Ecuador, Venezuela y Colombia, de Prevención de enfermedades contagiosas en Ecuador, Colombia y Brasil, etc.

Innovación y tecnología

Repsol considera que la inversión en I+D+i 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 CO₂, 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 refinado de petróleo, sus productos, la petroquímica y las nuevas energías para diversificación de la producción y uso de la energía.

En 2010, Repsol invirtió 64 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 y universidades públicas y privadas, tanto nacionales como internacionales. La inversión destinada a este tipo de acuerdos fue de aproximadamente 8 millones de euros. Repsol participa en programas de financiación de I+D promovidos por diferentes administraciones. Durante 2010 formó parte de 29 proyectos impulsados por la Administración española, de 10 proyectos de la Unión Europea y de 15 proyectos de la Administración argentina.

Programas de I+D

Upstream. En esta área, Repsol 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 de la aplicación eficiente de esas tecnologías. Entre ellas destaca la tecnología geofísica desarrollada en el proyecto Caleidoscopio, que sitúa a Repsol a la vanguardia en la exploración en zonas complejas. El objetivo de elevar el grado de confianza de las imágenes del subsuelo y reducir la incertidumbre en la búsqueda de petróleo y gas se puede aplicar a miles de metros de profundidad en zonas difíciles y con grandes reservas, como el Golfo de México estadounidense y Brasil, donde espesas capas de sal ocultan los objetivos de las empresas petroleras.

Con aplicación tanto en la exploración de hidrocarburos como en el desarrollo y producción de los mismos, merecen destacarse nuevas metodologías analíticas y geoquímicas avanzadas para caracterizar sistemas petroleros con precisión o los modelos y metodologías propias para evaluar el aseguramiento de flujo de hidrocarburos en condiciones adversas, especialmente en producción offshore.

Otra de las líneas en Repsol es la aplicación de las tecnologías denominadas de recuperación mejorada, dirigidas a extraer más petróleo de los yacimientos ya en declino. Asimismo, la búsqueda de hidrocarburos no convencionales, cuyas reservas a escala mundial se estiman superiores a las explotadas hasta ahora, es un gran reto para la compañía, que requiere del desarrollo y la aplicación de tecnologías especiales.

GNL. Durante 2010, con la puesta en marcha de Peru LNG, Repsol consolida su posición relevante a nivel internacional en el sector del GNL. En esta área se desarrollan tecnologías de licuación para ser utilizadas en sistemas flotantes, lo que debe permitir poner en valor reservas de gas que hoy en día no se pueden explotar de forma económicamente competitiva. Repsol también mantiene una vigilancia tecnológica sistemática de vías alternativas de valorización de las reservas de gas, como la conversión del gas natural en combustibles líquidos.

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

Como ejemplo de desarrollos en esta área, pueden citarse los trabajos que han permitido procesar crudos no convencionales y biocombustibles, el coprocesamiento de biomasa en refinería, la innovación dirigida a la expansión internacional en lubricantes y al desarrollo de asfaltos de mayor calidad ambiental, el apoyo a aplicaciones del GLP para automoción y sistemas integrados de mayor eficiencia energética.

En petroquímica, las líneas de desarrollo tecnológico continúan de manera prioritaria orientadas a la obtención de nuevos productos diferenciados y especialidades, así como a la mejora de los procesos en su eficiencia global y en el ahorro de costes. En 2010 destacó la implantación industrial de nuevos catalizadores de poliolefinas y el desarrollo de productos para tubería, inyección y fibras con mejores propiedades, la fabricación industrial de grados de caucho hidrogenado de mayor valor añadido y el desarrollo de tecnologías para la producción de polioles de nueva generación para espumas de poliuretano, fertilizantes azufrados y bioparafinas.

En abril de 2010, simultáneamente a la creación de la Unidad de Negocio de Nuevas Energías, se ha puesto en marcha la Dirección de Tecnología de Nuevas Energías para impulsar y reforzar los proyectos de I+D y de demostración relacionados con las nuevas energías, entre otros, intensificando la actividad en el campo de la bioenergía, a través del desarrollo de proyectos en la cadena de valor de la producción de los combustibles de origen biológico renovable.

En el área de gestión de CO₂, la actividad se centra en el desarrollo de proyectos de captura y almacenamiento geológico de CO₂ y otras tecnologías alternativas como la fijación del CO₂ a través de biomasa. Adicionalmente, se inicia la actividad de exploración de tecnologías emergentes de generación eléctrica renovable y en sistemas de suministro de energía eléctrica, recarga y almacenamiento para vehículos híbridos y eléctricos.

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, tanto en el sector del petróleo y el gas como en otros ámbitos energéticos. Repsol realiza de forma sistemática estudios de prospección para identificar oportunidades derivadas de la evolución a largo plazo de las principales tecnologías en el sector energético y petroquímico.

Se pueden mencionar los estudios sobre bioenergía, los futuros motores de combustión y la electrificación del transporte, las energías renovables, la captura y almacenamiento de CO₂ o los biopolímeros. Estos estudios permiten a Repsol desarrollar nuevas competencias y orientar sus futuras líneas de trabajo.

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.

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. Durante 2010 ha colaborado en diversas acciones relacionadas con el Pacto Mundial. 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 consideramos mejor posicionada para lograr el objetivo de aumentar la transparencia financiera. En 2010, Repsol ha apoyado financieramente al Secretariado de la EITI y ha participado en diversas iniciativas para su difusión.

Asimismo, ha puesto en marcha su segundo Plan de Sostenibilidad 2012. Este plan se enmarca dentro del Sistema de Gestión de la Responsabilidad Corporativa de la compañía, en la fase de gestión de los cambios necesarios para maximizar las oportunidades sociales y ambientales, y se compone de actuaciones dirigidas a la revisión de procesos de la compañía y a la formación específica para los empleados.

Las 61 acciones del plan se agrupan en 9 programas estratégicos:

1. Incremento de la seguridad
2. Comportamiento ético y lucha contra la corrupción.
3. Respeto de los derechos humanos.
4. *Compromiso con nuestra gente.*
5. Inserción en la comunidad.
6. Energía sostenible y cambio climático.
7. Control y minimización del impacto ambiental.
8. Influir sobre nuestros proveedores, contratistas, subcontratistas, distribuidores, socios y clientes.
9. Rendir cuentas de nuestro desempeño social y ambiental.

Repsol va a seguir trabajando por hacer de la seguridad un rasgo característico de la cultura de la compañía, con iniciativas que incluyen la actualización de su sistema de gestión de riesgos y la mejora de la seguridad de los procesos, del transporte, del control de emergencias y del sistema de gestión de seguridad.

El comportamiento ético y la lucha contra la corrupción representan la base sobre la que necesariamente se apoya el resto de acciones. Aquí la compañía va a seguir contribuyendo al refuerzo del estándar ético de sus negocios, con iniciativas que aumentarán la capacidad de tomar decisiones éticas ante cualquier dilema, y que reforzarán el compromiso con la Norma de Ética y Conducta del Grupo. Repsol adoptará formalmente una Política de Fomento de la Transparencia, Anticorrupción y Soborno, y continuará impulsando la transparencia financiera en la industria extractiva.

A través del programa de respeto de los derechos humanos, reforzará el requerimiento de respetar los derechos humanos que ya está vigente en el código de conducta de la compañía, a través de la elaboración de una política de respeto de los mismos de aplicación mundial. Además, entre otras iniciativas, aumentará su capacidad de actuar y tomar decisiones a favor de los derechos humanos, incluso en situaciones poco habituales, con programas de formación específicos que quedarán incluidos en los itinerarios formativos de los profesionales de la compañía.

Otro de los programas es el de *Compromiso con nuestra gente*. Con este plan, Repsol va a abordar algunas iniciativas novedosas, en el ámbito de la protección de la igualdad de la mujer entre sus empleados; la conciliación de la vida profesional y personal; el impulso de las ideas innovadoras; y el fomento de la cultura de la salud.

El programa de inserción en la comunidad incluye acciones para conocer las expectativas de todos los grupos de interés de la compañía; y el desempeño social, con el objeto de poder mejorarlo. Repsol también va a trabajar en mejorar nuestras relaciones con las comunidades locales, porque considera que puede beneficiarlas más con el empleo y las compras que genera.

En cuanto a las iniciativas ambientales, la compañía continuará identificando oportunidades para mejorar su eficiencia energética y disminuir sus emisiones de gases de efecto invernadero. Asimismo, seguirá invirtiendo también en investigación y desarrollo de nuevos biocombustibles y otras energías alternativas, y en tecnologías para la captura y el almacenamiento de CO₂; y continuará trabajando para reducir sus emisiones al aire, optimizando la gestión del agua, mejorando la gestión de los residuos, reforzando el control sobre los derrames, y conociendo mejor los impactos en la biodiversidad.

Una de las áreas que se estrena con este plan es la que agrupa acciones para influir en los socios y en la cadena de valor hacia estándares más elevados de gestión ética, social y ambiental. Dado que la reputación va pareja, en buena medida, a la de nuestros socios, proveedores, contratistas, subcontratistas y distribuidores, Repsol promoverá entre ellos nuestros estándares éticos y socio-ambientales, y también fomentará el consumo responsable de energía entre nuestros clientes.

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 los grupos de interés a nivel local, Repsol ha publicado por segundo año consecutivo el Informe de Responsabilidad Corporativa de Repsol YPF Ecuador. Como novedad, el informe 2009 de Ecuador, publicado en 2010, ha sido verificado externamente por un experto independiente. Asimismo, en 2010 se ha publicado por primera vez un Informe de Responsabilidad Corporativa de YPF en Argentina.

La presencia de Repsol en los índices de sostenibilidad 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 compañía.

Por quinto año consecutivo, el desempeño de la compañía en materia de responsabilidad corporativa ha sido reconocido y siguió formando parte de los prestigiosos índices de sostenibilidad FTSE4Good y Dow Jones Sustainability Indexes. En este último, de las 112 petroleras analizadas a nivel internacional, Repsol es una de las 12 compañías que forman parte del índice mundial (DJSI World) y tan sólo 4 empresas europeas del sector de hidrocarburos (Oil&Gas) han sido incluidas en el índice europeo (DJSI Europe). Repsol es la segunda empresa del sector por puntuación en la dimensión ambiental y la primera en la dimensión social. Asimismo, ha obtenido por primera vez la máxima puntuación global en política y sistema de gestión ambiental y, además, ha alcanzado la máxima calificación del sector en los criterios de cambio climático, estándares para proveedores, diálogo con grupos de interés, impacto social en la comunidad, gestión de la relación con los clientes y transparencia.

Repsol ha revalidado en 2010 la permanencia en los Ethibel Sustainability Indexes (ESI), Global y Europeo, que reconocen a las mejores empresas en cada sector en cuanto a su desempeño en responsabilidad corporativa y sostenibilidad.

Fundación Repsol

La Fundación Repsol desarrolló en 2010 una gran variedad de proyectos en el marco de su compromiso de mejora sostenible de la sociedad.

Un área al que la Fundación está dedicando especial importancia es el de la ciudadanía responsable. En este ámbito de actuación se inscribe Ciudadano R, una iniciativa para promover una cultura de participación y de compromiso y fomentar valores de responsabilidad, solidaridad y respeto. En la edición de 2010, la caravana de Ciudadano R, una unidad móvil expositiva e interactiva con juegos y talleres, se desplazó por diferentes ciudades de España, sensibilizando a los más jóvenes sobre la importancia de realizar un uso responsable y eficiente de la energía y la necesidad de cuidar y respetar el medio ambiente. En su recorrido, la caravana recibió más de 37.700 visitas.

En el ámbito del Observatorio de Energía, la Fundación actualizó el Índice de Eficiencia Energética, que proporciona información global y desagregada sobre la evolución de la misma y su contribución a la reducción del consumo energético, y desarrolló un nuevo índice, el de Intensidad de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Este ofrece información por sectores de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la producción, distribución y uso de la energía en España y en la Europa de los 15.

En el campo de la educación y formación, además de los programas de becas y la colaboración con universidades y otras instituciones académicas, la Fundación apuesta por la investigación científica y la generación y difusión del conocimiento. En este sentido, destaca Movilab, un programa desarrollado junto con el Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC) para acercar la ciencia a los ciudadanos en general y, en particular, promover el interés de los escolares por las vocaciones científicas. Durante el curso académico, un laboratorio móvil instalado en el remolque de un camión recorre las principales capitales de provincia y diversas localidades de la geografía española mostrando talleres interactivos con técnicas pedagógicas y rigor científico.

Contribuir a la integración social y laboral de las personas con discapacidad es una de las tareas en las que la Fundación está cada vez más implicada, trabajando en iniciativas que abarcan la educación, la cultura y el deporte. Así, en el último trimestre del año se puso en marcha, en colaboración con la Fundación ONCE, el programa de sensibilización educativa "Tu formación no tiene límites. Desarrolla tu futuro", cuyo objetivo es fomentar el acceso a la universidad de las personas con discapacidad y normalizar sus procesos de integración laboral. Destaca también el programa de colaboración con la Fundación Bobath, por el que jóvenes afectados por parálisis y daño cerebral han accedido a una formación profesional reglada en Gestión Administrativa, lo que les permitirá tener una oportunidad de empleo. En 2010, tres alumnos del programa, que incluye prácticas en empresa, concluyeron con éxito sus estudios, obteniendo su título de técnicos. En el deporte, la Fundación apoya iniciativas que posibilitan la práctica de deportes de montaña y ciclismo adaptado a deportistas con diversos tipos de discapacidad en un ambiente normalizado, junto a familiares y amigos. Por otro lado, en colaboración con otras entidades, promueve talleres literarios y de teatro, específicos para este colectivo.

En esta línea de actuación, se enmarca "Recapacita", una iniciativa para sensibilizar a la sociedad de los problemas a los que se enfrentan las personas con distintos tipos de discapaci-

dad. "Recapacita" es un espacio interactivo que recrea un circuito de los sentidos, mostrando mediante una serie de actividades en las que los participantes se ponen en el lugar de una persona con discapacidad, las dificultades que este colectivo encuentra en la vida diaria.

En el ámbito de la cooperación internacional y la ayuda al desarrollo, la Fundación Repsol se ha implicado de forma activa en la reconstrucción de Haití. Además de la donación inicial de 100.000 euros y de la campaña de recogida de fondos entre los empleados y la población en general para ayudar a los afectados por el terremoto, la Fundación ha articulado un proyecto de ayuda global para contribuir al desarrollo y a la reconstrucción del país caribeño. Así, con la iniciativa "Árboles solidarios", se plantarán 29.000 árboles de especies locales para desarrollar un proyecto agroforestal que permitirá generar recursos de una manera sostenible y mejorar los recursos alimentarios y las condiciones socioeconómicas y medioambientales de las poblaciones de la sección comunal de Pichon, en el sureste de Haití. Adicionalmente, otros proyectos se centran en impulsar iniciativas locales que promueven la producción agrícola, pesquera y ganadera, así como la transformación y comercialización en los mercados locales de estos productos. Estos programas se están realizando en colaboración con Solidaridad Internacional.

En Senegal, en colaboración con la Fundación Por Una Sonrisa en África, se ha dotado de infraestructura a centros educativos y de salud de varias comunidades situadas al sur de Dakar, beneficiando de manera directa e indirecta a más de 6.000 personas.

En el marco del Año Internacional de la Biodiversidad, la Fundación ha contribuido a mejorar el conocimiento de la biodiversidad y de su importancia para la vida y el desarrollo económico realizando varias acciones, como las exposiciones en el Real Jardín Botánico de Madrid "Biodiversidad en España" e "Imágenes del paraíso. Las colecciones de Mutis y Sherwood", y la celebración de la I Jornada de Biodiversidad y Responsabilidad Social. Este foro de reflexión, celebrado en mayo de 2010, abordó la biodiversidad desde los puntos de vista económico, social, ambiental y científico, y puso de manifiesto su importancia en un modelo de desarrollo sostenible.

La difusión del arte y la cultura es otro factor que contribuye al desarrollo y al progreso de la comunidad. La colaboración de la Fundación con museos, instituciones y otras fundaciones de carácter cultural acercan la música, el teatro, el arte y la literatura a los ciudadanos.

La Fundación también promueve y desarrolla estudios sociales de interés general con el objetivo de profundizar en el conocimiento de las necesidades y problemas sociales más presentes en nuestra sociedad y contribuye a la generación y difusión de conocimiento, tanto a nivel divulgativo como a nivel experto. Sus líneas de investigación abarcan diversos campos temáticos: observatorio social de la energía, movilidad responsable y ciencia y sociedad. En el ámbito de la movilidad responsable, se presentaron en 2010 dos estudios complementarios: "La alimentación en los viajes por carretera. Hábitos y comportamientos", que analiza los principales hábitos y comportamientos alimenticios de los conductores y los acompañantes en los desplazamientos por carretera; y "Recomendaciones nutricionales durante los viajes", realizado en colaboración con la Fundación Española de la Nutrición para determinar las pautas más adecuadas de alimentación en los diferentes desplazamientos, teniendo en cuenta factores como distintos grupos de población, el tipo de trayecto, el medio utilizado o la época del año. Como complemento a estos estudios, se ha elaborado en colaboración con la Dirección General de Tráfico (DGT) un decálogo de buenas prácticas para una correcta alimentación al volante y contribuir a una conducción más segura.

La Fundación Repsol desarrolla actividades en países en los que la compañía está presente, con proyectos específicos y adecuados a las necesidades de cada zona. Así, en Ecuador promueve un programa de microcréditos en las provincias de Orellana y Sucumbios para mujeres con bajos ingresos y que están excluidas de los sistemas financieros formales, lo que les permite generar sus propios recursos de empleo.

En Perú, la Fundación ha puesto en marcha el Centro de Estudios y Desarrollo Humano Integral para jóvenes en riesgo de exclusión social en Arequipa y se han mejorado las infraestructuras educativas de Pachacútec con la construcción de un colegio de secundaria y de un aula de formación básica en el Centro de Estudios y Desarrollo Comunitario (CEDEC), posibilitando la incorporación de jóvenes en riesgo de exclusión social al sistema educativo. Asimismo, se ha iniciado la construcción de la Escuela Luisa Astrain para dar acceso a la educación a niños en situación de extrema pobreza.

En Bolivia, en ámbitos como el de la salud, se ha iniciado la construcción de un pabellón de pediatría y de emergencia que amplía la capacidad de atención del Hospital San José Obrero en Santa Cruz de la Sierra, un área con grandes necesidades en este campo. Igualmente, se ha continuado con el programa de viviendas saludables para combatir el mal de chagas en algunas comunidades del país.

Estos programas y otras iniciativas son un ejemplo del compromiso de la Fundación Repsol con la mejora de la sociedad y el bienestar de las personas.

Fundación YPF

Desde su creación en 1996, la Fundación YPF trabaja en el desarrollo de iniciativas relacionadas con la educación, la investigación científica, la preservación del patrimonio, la difusión de la cultura y la protección del medio ambiente, sobre todo en Argentina.

En 2009 se comenzó a trazar un camino de desarrollo social en zonas donde la compañía tiene actividad productiva. En 2010 se alcanzaron dos importantes metas: las inauguraciones del Centro Cultural Las Heras, en Santa Cruz, y del Museo del Petróleo y del Medio Ambiente, en La Plata.

En el campo de la educación, en 33 escuelas técnicas de Buenos Aires, Chubut, Mendoza, Neuquén y Santa Cruz, se fortaleció la educación media a través de capacitación docente con un alto nivel académico, equipamiento de nueva generación y material didáctico. El centro de interpretación móvil *Ciencia y Tecnología en Movimiento* se presentó en la Feria del Libro y recorrió escuelas y ferias de ciencias de diferentes puntos del país. Además, se dio apoyo a 200 estudiantes en sus estudios universitarios relacionados con la industria del petróleo y del gas; y a 69 profesionales en su labor científico-tecnológica de posgrado.

Con el fin de mejorar la inclusión laboral y social de las personas, se continuó con el programa de formación en oficios en las localidades donde opera la compañía. En 2010 se ha sumado una nueva iniciativa, el Programa Re-Conocer, que atiende la problemática de la discapacidad creando conciencia e implementando acciones para la inclusión educativa y laboral.

En el ámbito del desarrollo sostenible, la Fundación YPF trabajó en conjunto con diversas instituciones, como el Ecocentro, la ONG Aves Argentinas y Parques Nacionales, en la coordinación de proyectos de investigación y sensibilización sobre mejora ambiental y protección y conservación del entorno y de la biodiversidad.

En el plano cultural, junto con la comunidad Amijai y con el programa de mecenazgo de la ciudad de Buenos Aires, se convocó el Primer Concurso Internacional de Violín Buenos Aires 2010: 25 jóvenes violinistas de todo el mundo fueron evaluados por un prestigioso jurado internacional presidido por el Maestro Shlomo Mintz.

Por segundo año consecutivo, el Ciclo Cultural Fundación YPF presentó más de 100 obras de teatro y espectáculos musicales gratuitos para adultos y jóvenes en 13 localidades del país. Y con *Arte en la Torre*, un nuevo espacio para el arte contemporáneo en la sede de Buenos Aires, la Fundación YPF acercó al público la obra de importantes artistas argentinos.

Asimismo, se ha iniciado el programa *Muestras Itinerantes* con la exposición fotográfica *Vuelo de Cabotaje*, de Marcos López. En las provincias de Formosa y La Rioja se llevó a cabo el programa *Argentina Pinta Bien 2010*. Y se presentó *Los Caballos de San Martín*, esculturas realizadas con restos no utilizables de material industrial por parte de los participantes del Taller de Arte Metalúrgico.

En 2010 se ha trabajado activamente en la preservación del patrimonio argentino. El proyecto de conservación y restauración de la obra de Cándido López, la restauración del grupo escultórico de la fachada del Museo Etnográfico Juan Ambrosetti, la renovación de las coniferías del Teatro Colón y la recuperación del Museo Gauchesco y Parque Criollo Ricardo Güiraldes, dan cuenta de ello.

También se han editado dos libros sobre la historia del Rosedal de Palermo y del Patio Andaluz; se ha presentado el libro *Parques Nacionales Argentinos*, del artista Diego Ortiz Mugica, que se ha desarrollado junto con la Fundación Parques Nacionales y Telefónica; y se ha lanzado la segunda entrega de los diccionarios de léxicos, *La Academia* y *La Lengua del Pueblo*, con la Academia Argentina de Letras.

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 se ha

implementado en 2010 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 2010, la Fundación Repsol YPF del Ecuador participó en 22 proyectos de desarrollo social. De éstos, cabe señalar que 11 fueron ejecutados durante el ejercicio, mientras que los 11 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 11.865 personas se beneficiaron de la programación desarrollada por la Fundación Repsol YPF del Ecuador con fondos propios o con los recursos aportados por las entidades contrapartes, aliados estratégicos de la fundación y las propias comunidades.

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.

Medio ambiente

La atención al medio ambiente constituye para Repsol un aspecto central de la gestión de sus actividades. Este principio está asumido en la visión estratégica de la compañía, con el compromiso de "contribuir al desarrollo sostenible y a la mejora del entorno social, y respetar los derechos humanos, el medio ambiente y la seguridad".

Los principios de Repsol 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. Uno de los principios es el de incorporar criterios de seguridad y medio ambiente en todo el ciclo de vida de las actividades con el propósito de prevenir daños en las personas y en los bienes y minimizar el impacto sobre el entorno.

La base de la gestión de seguridad y medio ambiente es el sistema de gestión, que está constituido por un extenso cuerpo de normas, procedimientos, guías técnicas y herramientas de gestión que están en continua actualización para su adaptación a las mejores prácticas del sector. Se ha impulsado la certificación ISO 14001 en las instalaciones como manera de promover la mejora continua y obtener una validación externa de los sistemas de gestión. Actualmente, están certificadas todas las refinerías, plantas químicas, e instalaciones de lubricantes y especialidades, prácticamente todos los centros de exploración y producción y un número creciente de instalaciones de otras actividades. (Ver detalle de centros certificados en www.repsol.com).

Durante 2010 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. Adicionalmente, en el Informe de Responsabilidad Corporativa 2010 de Repsol se detallan las actuaciones más destacadas que se han llevado a cabo en el año para la protección y conservación del medio ambiente, así como la evolución de los indicadores más relevantes.

Energía sostenible y cambio climático

Durante 2009 y 2010 se ha desarrollado la Estrategia de Carbono para afrontar el desafío de proporcionar un suministro energético responsable. Tras la creación de la nueva unidad de negocio de Nuevas Energías (ver apartados Downstream e Innovación y Tecnología) y el despliegue de posicionamientos y planes de acción, se ha iniciado una nueva etapa de la Estrategia de Carbono de Repsol, para:

- Promover una cultura común de reducción de carbono y orientar el despliegue de iniciativas, tanto en los negocios de Upstream y Downstream como en los de Nuevas Energías.

- Identificar sinergias entre todos los negocios de cara a la reducción de carbono. La Estrategia de Carbono de Repsol está orientada a seis ámbitos de actuación:
- Eficiencia energética para reducir las emisiones de CO₂ y los costes operativos.
- Mercados de Carbono, centrados en la cobertura del déficit previsto en el régimen de comercio de emisiones de la UE (EU ETS), el desarrollo de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y la obtención de Reducciones Certificadas de Emisiones (CER).
- Prospección, desarrollo e implantación de tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂.
- 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.
- Búsqueda de oportunidades de negocio para la generación eléctrica renovable, estableciendo sinergias con las actuales operaciones de la compañía.

En el ámbito del cambio climático, cabe destacar los siguientes hechos durante 2010:

- Naciones Unidas ha aprobado el proyecto industrial de la refinería de YPF en La Plata (Argentina) como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), convirtiéndose en el primer proyecto de este tipo aprobado a nivel mundial. El MDL, instrumento contemplado en el Protocolo de Kioto, permite a las compañías desarrollar proyectos de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), favoreciendo así el desarrollo sostenible y la implementación de tecnologías limpias en los países donde se realiza la inversión. El proyecto permitirá una importante reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (aproximadamente 200.000 toneladas de CO₂/año) provenientes del aprovechamiento de unos gases residuales del proceso, que antes eran quemados en la antorcha. El uso de dicho gas en equipos de la refinería desplaza en parte el uso de los combustibles gas natural o fuelóleo.

Asimismo, para conseguir la aprobación del proyecto, fue necesario desarrollar una nueva metodología aprobada por Naciones Unidas en 2007 bajo el nombre de AM0055 "Baseline and Monitoring Methodology for the recovery and utilization of waste gas in refinery facilities". Actualmente, existen cuatro proyectos en el mundo que se están desarrollando aplicando esta metodología.

- Una vez más, la compañía ha sido incluida en el selectivo índice Climate Disclosure Leadership (CDL), en el que se encuentran las 51 mejores compañías industriales del mundo situadas en el FTSE Global Equity Index Series (Global 500) en materia de comunicación y transparencia ante el cambio climático. También ha sido calificada en el nuevo Climate Performance Leadership Index (CDPI), que reconoce a las 48 compañías con una estrategia más desarrollada en la gestión de los riesgos y oportunidades asociados al cambio climático y que están adoptando las mejores medidas relacionadas con su mitigación. Repsol es una de las dos únicas petroleras del mundo que están presentes en ambos índices, y también es una de las dos compañías españolas que están incluidas en los dos rankings.
- Adicionalmente, en marzo de 2010, Repsol fue premiada con el Emissions Tracking Carbon Verification Leaders Award 2010, en reconocimiento a la información facilitada por la compañía sobre la verificación y contabilización de sus emisiones de gases de efecto invernadero. Según este galardón, que otorga la Environmental Investment Organization (EIO), Repsol es una de las siete empresas, entre las 1.000 analizadas en este estudio, cuyo Informe de Emisiones ha sido totalmente aceptado y verificado y, además, es la única compañía energética que ha obtenido un reconocimiento completo.

Comunicación

Para Repsol, la transparencia y la cercanía en las relaciones con los diferentes grupos de interés de la compañía son el pilar fundamental de su estrategia de comunicación. Hoy en día, la sociedad demanda información accesible, por lo que Repsol no duda en atender esta necesidad de la forma más fluida y veraz posible, a través de distintas herramientas.

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, inversores institucionales 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 2010 unas 52.000 llamadas (una media de 200 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 2010 tuvo más de 200.000 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 2010 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 y Estados Unidos, en el que participó la alta dirección, y otros 20 encuentros protagonizados por el equipo de relación con inversores. Adicionalmente, Repsol asistió a diversas 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 500 inversores institucionales contactados durante 2010. 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 Perú, al que acudieron 23 analistas que siguen la evolución de la compañía.

Medios de comunicación

La política de relaciones con los medios de comunicación de Repsol se basa en los principios de transparencia, inmediatez, rigor y veracidad de la información que se transmite. La compañía trabaja siempre para que las demandas de información de los periodistas sean respondidas con la mayor rapidez posible, manteniendo un contacto fluido y continuo con los medios, que se considera fundamental para poder transmitir la evolución, actividad y gestión de una compañía que está presente en más de 30 países.

La DG de Comunicación y Gabinete de Presidencia de Repsol atiende a diario a medios generalistas y especializados, tanto del ámbito internacional como nacional, regional y local, para informar de todo aquello que los profesionales de este sector necesitan. Además, se mantiene una estrecha relación con los medios locales de aquellos lugares donde se emplazan los complejos industriales de la compañía.

Las principales actividades e iniciativas de Repsol se comunican a todos los medios de comunicación a través de comunicados de prensa. Repsol distribuyó en 2010 más de 70 notas de prensa sólo en España, a las que se unen otras difundidas por los complejos industriales en el ámbito local, las emitidas en los países donde opera la compañía y las vinculadas con los proyectos de patrocinio deportivo.

Para reforzar la relación con los medios de comunicación se organizan ruedas de prensa y reuniones informativas específicas. En este sentido, en 2010 destacó la rueda de prensa de presentación de los resultados del ejercicio 2009, que tuvo lugar el 25 de febrero de 2010, y la de presentación de los principales proyectos e inversiones contemplados en el plan Horizonte 2014 (29 de abril de 2010).

La página web de la compañía dispone de un espacio específico, la sala de prensa, que permite acceder de modo inmediato a información del Grupo. A través de este espacio se ponen a disposición de los medios de comunicación y del público en general los comunicados de prensa emitidos por Repsol, así como publicaciones, fotografías, vídeos y todo tipo de información relevante sobre la compañía. También se dispone de herramientas de gran utilidad, como un glosario de términos.

Repsol cuenta con un buzón de prensa (prensa@repsol.com) que facilita la relación con los distintos medios de comunicación. A través de este canal se atendieron durante 2010 más de 4.000 consultas y peticiones de información. Asimismo, a diario se dan respuesta a decenas de consultas planteadas a través del teléfono.

El compromiso de Repsol con la transparencia y el rigor informativo se vio recompensado en 2010 con dos galardones: en febrero, Repsol fue elegida como la empresa del sector energético que mantiene una mejor relación con la prensa española, según la segunda oleada del estudio KAR realizado por IPSOS. El 46% de los periodistas españoles encuesta-

dos señalaron a Repsol como la empresa del sector que mantiene mejores relaciones con la prensa.

La Cámara Oficial de Comercio, Industria y Navegación de Barcelona comunicó a mediados de noviembre que concedía a Repsol la 46 edición del Premio Llotja, que reconoce el esfuerzo de la compañía en vertebrar un sistema de información veraz, completo y accesible para los accionistas e inversores, así como para la sociedad en general.

Repsol en Internet

Para Repsol, la transparencia y la cercanía con los diferentes grupos de interés es una prioridad. En este sentido, el portal www.repsol.com constituye una herramienta fundamental.

En 2010, la compañía reafirmó su apuesta por el medio digital centrándose en tres grandes líneas de actuación. En primer lugar, la creación de nuevo contenido digitalizado que facilite el conocimiento de Repsol, de sus marcas y productos y se acerque a sus usuarios con contenidos exclusivos y de interés. En segundo lugar, apostando por nuevas plataformas como el iPad y el iPhone, en donde están disponibles aplicaciones de la Guía Repsol. Y en tercer lugar, fomentando el diálogo y la interacción a través de sus perfiles en las redes sociales.

En 2010, repsol.com alcanzó los 70 millones de páginas vistas y los 5 millones de visitas mensuales y fue reconocido, un año más, por organismos españoles y europeos expertos en comunicación digital: la Asociación Española de Contabilidad y Administración de Empresas, que entregó el VIII Premio AECA a la empresa del Ibex 35 con mejor información financiera en Internet, y la consultora internacional Hallvarsson&Halvarsson, que por séptimo año consecutivo posicionó a Repsol como la primera empresa española, manteniéndose así entre las diez mejores compañías europeas en efectividad y transparencia de webs corporativas.

En el ámbito de las redes sociales, Repsol afianzó su presencia centrada en la Guía Repsol y el patrocinio deportivo. Con perfiles en Facebook y Twitter, con más de 60.000 y 4.000 seguidores respectivamente, además de contar con un blog gastronómico y otros dos de los pilotos de Repsol Dani Pedrosa y Marc Márquez. En términos corporativos, se ha puesto en marcha un sistema de monitorización y escucha activa que permite conocer las percepciones de los diferentes grupos de interés en la red.

Estos resultados, y el constante interés de Repsol por consolidar la relación con los stakeholders, fomentar la interacción y atender directamente sus demandas de información a través de las múltiples posibilidades que ofrece el medio digital, han permitido que repsol.com consolide durante 2010 su liderazgo en transparencia y comunicación online en España y Europa.

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

En Repsol se entiende la marca en su sentido más amplio, abarcando desde la identidad visual hasta las diferentes formas de comunicación (comunicación interna, publicidad, marketing, relaciones públicas, patrocinios y mecenazgos). Y Repsol está convencida de su creciente importancia como elemento clave en la diferenciación del producto y servicio, la continuidad del liderazgo de cara a clientes y la sociedad en general, y la capacidad de atraer y retener capital humano.

Una identidad común óptimamente gestionada permite a la compañía presentar un mensaje unívoco y diferenciador ante sus audiencias, así como construir vínculos de pertenencia con ellas.

Son muchos los reconocimientos que la marca Repsol acumula a lo largo de su historia, ocupando posiciones destacadas en los rankings de marca de mayor prestigio como Interbrand y "Trusted Brands 2010".

Reputación

La reputación corporativa, entendida como la capacidad para generar confianza, respeto y admiración, es un factor clave para la gestión empresarial. El objetivo de su gestión es impul-

sar la mejora constante de la organización y de su reconocimiento externo.

Repsol es pionera en este ámbito, siendo una de las empresas fundadoras del Foro de Reputación Corporativa y habiendo adaptado entre sus herramientas de monitorización y gestión reputacional el modelo Reprtrak, estándar reconocido internacionalmente.

Para reforzar esta función, en el año 2010 Repsol ha creado un área específica que tiene como objetivos definir las políticas, estrategia y modelos de gestión de la reputación corporativa, así como monitorizar periódicamente su estado.

Repsol se mantiene dentro de las diez primeras posiciones en los indicadores nacionales e internacionales de reputación, como MERCO (Monitor Español de Reputación Empresarial) y Fortune's World Most Admired Companies, sector de hidrocarburos (Oil&Gas).

Patrocinio deportivo

Durante el año 2010, 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.

Siguiendo la trayectoria habitual, la temporada 2010 fue excepcional en lo relativo a títulos mundiales obtenidos por los pilotos de Repsol que participaron en competiciones internacionales. En MotoGP, Repsol consiguió el subcampeonato con Dani Pedrosa. El piloto español ganó cuatro grandes premios, batiendo su récord personal de victorias, y sólo la mala fortuna y una lesión cuando estaba en su mejor momento le impidieron luchar por el campeonato en las últimas carreras. Siete veces subió al podium el italiano Dovizioso que acabó la temporada en quinto lugar.

Pero la temporada 2010 será recordada como el año en el que Marc Márquez conquistó su primer campeonato mundial de 125. El piloto patrocinado por Repsol ganó diez grandes premios, convirtiéndose en el piloto español más joven en lograr un título mundial y en el segundo de la historia. El talento y el carisma de Marc han hecho que sus carreras tengan el mismo seguimiento y repercusión que tienen las de la categoría reina.

Además, 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 ocho campeonatos del mundo. A sus 25 años, es el segundo piloto más laureado de la historia. Por su parte, Laia Sanz, diez veces campeona del mundo y Premio Nacional del deporte Reina Sofía, ha sido campeona en la categoría femenina en su primera participación en el Dakar. De igual modo, Marc Coma, con el patrocinio personal de Repsol, ha ganado en tierras americanas su tercer Dakar en categoría de motos.

El equipo Repsol 2011

Repsol seguirá como principal patrocinador del equipo Honda. De hecho, se ha renovado el acuerdo por dos años más (2011 y 2012). La temporada que se inicia en Qatar el 20 de marzo de 2011 tendrá en el equipo Repsol Honda a tres de los cinco mejores pilotos del mundo. A Dani Pedrosa y Andrea Dovizioso se les une Casey Stoner, campeón en 2007 y uno de los favoritos para optar al título en 2011. La presencia del australiano en las filas del equipo ayudará a la proyección internacional de la marca Repsol.

Logicamente, la compañía seguirá suministrando sus productos para que el combustible y el lubricante utilizados estén a la altura del equipo Repsol.

Además, Marc Márquez subirá a Moto2, con un magnífico equipo técnico y humano diseñado para que el campeón de 125cc esté luchando en pocos años con su admirado Dani Pedrosa.

Otros patrocinios

Repsol también 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.

Nueva sede de Repsol

La construcción de la nueva sede de Repsol comenzó en noviembre de 2008 y durante 2010 los trabajos avanzaron a buen ritmo.

Se finalizó la estructura bajo rasante y se ejecutó el 80% de la estructura sobre rasante; los trabajos de instalaciones subterráneas alcanzaron un grado de ejecución del 70%. En 2010 se entregó al US Green Building Council (organismo certificador del sistema de calificación de sostenibilidad LEED) la documentación del proyecto, aceptando dicho organismo todos los créditos presentados, por lo que se espera alcanzar una calificación Oro en sostenibilidad.

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 del equipo de agentes del cambio y con los representantes sindicales.

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.

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 m² donde se ofrecerán servicios a los empleados. Los edificios conformarán un anillo que permitirá disfrutar de un gran jardín arbolado de casi 10.000 m². 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. Se prevé que la construcción e implantación de la mayor parte del proyecto de habilitación interior se concluya en 2011 y el resto, en los primeros meses de 2012.

Contenido adicional del Informe de Gestión

(Conforme a lo dispuesto en el artículo 116 bis de la Ley del Mercado de Valores)

A. Estructura del capital, incluidos los valores que no se negocien en un mercado regulado comunitario, con indicación, en su caso, de las distintas clases de acciones y, para cada clase de acciones, los derechos y obligaciones que confiera y el porcentaje de capital que represente.

El Capital Social de Repsol YPF, S.A. es actualmente de 1.220.863.463 euros, representado por 1.220.863.463 acciones, de 1 euro de valor nominal cada una de ellas, totalmente suscritas y desembolsadas, pertenecientes a una misma clase y, en consecuencia, con los mismos derechos y obligaciones.

Las acciones de Repsol YPF, S.A. están representadas por anotaciones en cuenta y figuran admitidas en su totalidad a cotización en el mercado continuo de las Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires). A la fecha del presente Informe de Gestión, las acciones de Repsol YPF, S.A. en forma de American Depositary Shares (ADSs), cotizan en la bolsa de valores de Nueva York (New York Stock Exchange – NYSE) si bien con fecha 22 de febrero de 2011 la compañía ha solicitado formalmente la exclusión de la cotización de los ADSs en dicho mercado. En este sentido, se estima que el último día de cotización de los ADSs en la NYSE será el próximo 4 de marzo de 2011.

B. Cualquier restricción a la transmisibilidad de valores.

En virtud de lo establecido en la Disposición Adicional 11ª de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, en su redacción dada por el Real Decreto-Ley 4/2006, de 24 de febrero, deberán someterse a autorización administrativa de la Comisión Nacional de Energía determinadas tomas de participación cuando se trate de sociedades que desarrollen actividades reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial.

La Sentencia del Tribunal Superior de Justicia de las Comunidades Europeas (TJCE) de 28 de julio de 2008 ha señalado que el Reino de España, al imponer este requisito, ha incumplido las obligaciones que le incumben en virtud de los artículos 43 (libertad de establecimiento) y 56 (libertad de movimientos de capitales) del Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea.

C. Participaciones significativas en el capital, directas o indirectas.

A la última fecha disponible, las participaciones más significativas en el capital social de Repsol YPF eran las siguientes:

Accionista	% total sobre el capital social
Sacyr Vallehermoso, S.A. (1)	20,01
Criteria Caixa Corp.	12,97
Petróleos Mexicanos (2)	4,81

(1) Sacyr Vallehermoso, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Vallehermoso Participaciones Mobiliarias, S.L.

(2) Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (*equity swaps*) con ciertas entidades financieras a través de los cuales se facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos de un porcentaje de hasta el 4,81% del capital social de la compañía.

D. Cualquier restricción al derecho de voto.

El artículo 27 de los Estatutos Sociales de Repsol YPF, S.A. establece que el número máximo de votos que puede emitir en la Junta General de Accionistas un mismo accionista, o las sociedades pertenecientes al mismo Grupo, será del 10% del Capital Social con derecho a voto.

Por otro lado, el artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000 establece ciertas limitaciones al ejercicio de los derechos de voto en más de un operador principal de un mismo mercado o sector. Entre otros, se enumeran los mercados de producción y distribución de carburantes, producción y suministro de gases licuados del petróleo y producción y suministro de gas natural, entendiéndose por operador principal a las entidades que ostenten las cinco mayores cuotas del mercado en cuestión.

Dichas limitaciones se concretan en las siguientes:

- Las personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en más de un 3% en el Capital Social o en los derechos de voto de dos o más operadores principales de un mismo mercado, no podrán ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso sobre dicho porcentaje en más de una de dichas sociedades.
- Un operador principal no podrá ejercer los derechos de voto en una participación superior al 3% del Capital Social de otro operador principal del mismo mercado.

Estas prohibiciones no serán aplicables cuando se trate de sociedades matrices que tengan la condición de operador principal respecto de sus sociedades dominadas en las que concurra la misma condición, siempre que dicha estructura venga impuesta por el ordenamiento jurídico o sea consecuencia de una mera redistribución de valores o activos entre sociedades de un mismo Grupo.

La Comisión Nacional de Energía, como organismo regulador del mercado energético, podrá autorizar el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso, siempre que ello no favorezca el intercambio de información estratégica ni implique riesgos de coordinación en sus actuaciones estratégicas.

E. Pactos parasociales.

No se ha comunicado a Repsol YPF, S.A. pacto parasocial alguno que incluya la regulación del ejercicio del derecho de voto en sus juntas generales o que restrinja o condicione la libre transmisibilidad de las acciones de Repsol YPF, S.A.

F. Normas aplicables al nombramiento y sustitución de los miembros del órgano de administración y a la modificación de los estatutos sociales.

• Nombramiento

La designación de los miembros del Consejo de Administración corresponde a la Junta General de Accionistas, sin perjuicio de la facultad del Consejo de designar, de entre los accionistas, a las personas que hayan de ocupar las vacantes que se produzcan hasta que se reúna la primera Junta General.

No podrán ser consejeros las personas incursas en las prohibiciones del artículo 213 de la Ley de Sociedades de Capital y las que resulten incompatibles según la legislación vigente.

Tampoco podrán ser consejeros de la Sociedad las personas y entidades que se hallen en situación de conflicto permanente de intereses con la Sociedad, incluyendo las entidades competidoras, sus administradores, directivos o empleados y las personas vinculadas o propuestas por ellas.

El nombramiento habrá de recaer en personas que, además de cumplir los requisitos legales y estatutarios que el cargo exige, gocen de reconocido prestigio y posean los conocimientos y experiencias profesionales adecuadas al ejercicio de sus funciones.

Las propuestas de nombramiento de Consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta, así como los nombramientos por cooptación, se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión

de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de dicha Comisión, en el caso de los restantes consejeros.

- **Reelección**

Corresponde a la Comisión de Nombramientos y Retribuciones evaluar la calidad del trabajo y la dedicación al cargo, durante el mandato precedente, de los consejeros propuestos a reelección.

Las propuestas de reelección de Consejeros que se eleven por el Consejo a la Junta se aprobarán por el Consejo (i) a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, en el caso de Consejeros Externos Independientes, o (ii) previo informe de dicha Comisión, en el caso de los restantes consejeros.

- **Cese**

Los consejeros cesarán en su cargo cuando haya transcurrido el periodo para el que fueron nombrados (salvo que sean reelegidos) y en los demás supuestos previstos en la Ley, los Estatutos Sociales y el Reglamento del Consejo de Administración.

Adicionalmente, los consejeros deberán poner su cargo a disposición del Consejo de Administración cuando se produzca alguna de las circunstancias siguientes:

- Quando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.
- Quando resulten gravemente amonestados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones o la Comisión de Auditoría y Control por haber infringido sus obligaciones como Consejeros.
- Quando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones:
 - Su permanencia en el Consejo pueda poner en riesgo los intereses de la Sociedad o afectar negativamente al funcionamiento del propio Consejo o al crédito y reputación de la Sociedad; o
 - Quando desaparezcan las razones por las que fueron nombrados. En particular, se encontrarán en este supuesto:
 - Los Consejeros Externos Dominicales cuando el accionista al que representen o que hubiera propuesto su nombramiento transmita íntegramente su participación accionarial. También deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar, si el Consejo lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, en la proporción que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus Consejeros Externos Dominicales.
 - Los Consejeros Ejecutivos, cuando cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese vinculado su nombramiento como Consejero.

El Consejo de Administración no propondrá el cese de ningún Consejero Externo Independiente antes del cumplimiento del periodo estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el Consejero (i) hubiere incumplido los deberes inherentes a su cargo; (ii) se encuentre en alguna de las situaciones descritas en los párrafos anteriores; o (iii) incurra en alguna de las circunstancias descritas en el Reglamento del Consejo merced a las cuales no pueda ser calificado como Consejero Externo Independiente.

También podrá proponerse el cese de Consejeros Externos Independientes de resultas de ofertas públicas de adquisición, fusiones u otras operaciones societarias similares que conlleven un cambio en la estructura de capital de la Sociedad, en la medida en que resulte preciso para establecer un equilibrio razonable entre Consejeros Externos Dominicales y Consejeros Externos Independientes en función de la relación entre el capital representado por los primeros y el resto del capital.

- **Modificación de los Estatutos Sociales**

Los Estatutos de Repsol YPF, S.A., disponibles en su página web (www.repsol.com), no establecen condiciones distintas de las contenidas en la Ley de Sociedades de Capital para su modificación, con excepción de la modificación del último párrafo del artículo 27, relativo al número máximo de votos que puede emitir en la Junta General un accionista o las sociedades pertenecientes a un mismo Grupo. Dicho acuerdo, así como el acuerdo de modificación de esta norma especial contenida en el último párrafo del artículo 22 de los Estatutos requieren, tanto en primera como en segunda convocatoria, el voto favorable del 75% del capital social con derecho de voto concurrente a la Junta General.

- **G. Poderes de los miembros del Consejo de Administración y, en particular, los relativos a la posibilidad de emitir o recomprar acciones.**

La Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2010 acordó autorizar al Consejo de Administración para aumentar el Capital Social, en una o varias veces, durante un plazo

de 5 años, en la cantidad máxima de 610.431.731 euros (aproximadamente, la mitad del actual Capital Social), mediante la emisión de nuevas acciones cuyo contravalor consistirá en aportaciones dinerarias.

Asimismo, la Junta General Ordinaria de Accionistas de la sociedad, celebrada el 30 de abril de 2010, autorizó al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones propias, en los términos indicados anteriormente en el apartado "Situación financiera" de este Informe de Gestión.

Finalmente, además de las facultades reconocidas en los Estatutos Sociales y en el Reglamento del Consejo al Presidente y a los Vicepresidentes del Consejo, los Consejeros Ejecutivos tienen otorgados a su favor sendos poderes generales de representación de la Sociedad, conferidos por el Consejo de Administración, y que se hallan debidamente inscritos en el Registro Mercantil de Madrid.

- **H. Acuerdos significativos que haya celebrado la sociedad y que entren en vigor, sean modificados o concluyan en caso de cambio de control de la sociedad a raíz de una oferta pública de adquisición, y sus efectos, excepto cuando su divulgación resulte seriamente perjudicial para la sociedad. Esta excepción no se aplicará cuando la sociedad esté obligada legalmente a dar publicidad a esta información.**

La compañía participa en la exploración y explotación de hidrocarburos mediante consorcios o *joint ventures* con otras compañías petroleras, tanto públicas como privadas. En los contratos que regulan las relaciones entre los miembros del consorcio es habitual el otorgamiento al resto de socios de un derecho de tanteo sobre la participación del socio sobre el que se produzca un cambio de control cuando el valor de dicha participación sea significativo en relación con el conjunto de activos de la transacción o cuando se den otras condiciones recogidas en los contratos.

Asimismo, la normativa reguladora de la industria del petróleo y del gas en diversos países en los que opera la compañía somete a la autorización previa de la Administración competente la transmisión, total o parcial, de permisos de investigación y concesiones de explotación así como, en ocasiones, el cambio de control de la o las entidades concesionarias y especialmente de la que ostente la condición de operadora del dominio minero.

Adicionalmente, los acuerdos suscritos entre Repsol YPF y Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona ("la Caixa") relativos a Gas Natural Fenosa, S.A., difundidos como hechos relevantes a través de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, así como el Acuerdo de Actuación Industrial entre Repsol YPF y Gas Natural Fenosa, S.A. previsto en aquéllos y comunicado como hecho relevante el 29 de abril de 2005 y el Acuerdo de Socios entre Repsol YPF y Gas Natural Fenosa relativo a Repsol-Gas Natural LNG, S.L. contemplan como causa de terminación el cambio en la estructura de control de cualquiera de las partes.

- **I. Acuerdos entre la sociedad y sus cargos de administración y dirección o empleados que dispongan indemnizaciones cuando éstos dimitan o sean despedidos de forma improcedente o si la relación laboral llega a su fin con motivo de una oferta pública de adquisición.**

- **Consejeros Ejecutivos**

El presidente y el Consejero Secretario General tienen derecho a percibir una Compensación Económica Diferida en el caso de extinción de su relación con la sociedad, siempre que dicha extinción no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de sus obligaciones ni por voluntad propia, sin causa que la fundamente, entre las previstas en el propio contrato. La cuantía de la indemnización por extinción de la relación será de tres anualidades de retribución monetaria total.

- **Directivos**

El Grupo Repsol YPF tiene establecido un estatuto jurídico único para el personal directivo, que se concreta en el Contrato Directivo, en el que se regula el régimen indemnizatorio aplicable a los supuestos de extinción de la relación laboral y en él se contemplan como causas indemnizatorias las previstas en la legislación vigente.

En el caso de los miembros del Comité de Dirección se incluye entre las mismas el desistimiento del Directivo como consecuencia de la sucesión de empresa o cambio importante en la titularidad de la misma, que tenga por efecto una renovación de sus órganos rectores o en el contenido y planteamiento de su actividad principal. El importe de las indemnizaciones de los actuales miembros del Comité de Dirección es calculado en función de la edad, antigüedad y salario del Directivo.

Información adicional sobre esta materia se detalla en la nota 33 de las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo Repsol YPF.