

INFORME DE GESTIÓN CONSOLIDADO

2009

REPSOL YPF

24 de febrero de 2010

ÍNDICE

Información económico-financiera	4
Entorno macroeconómico	4
Resultados	7
Situación financiera	9
Factores de riesgo	15
Áreas de negocio	30
Upstream (Exploración y Producción)	31
Resultados	34
Principales actividades por países	35
Descubrimientos	42
Producción	46
Reservas	47
Inversiones	48
Gas Natural Licuado (GNL)	49
Resultados	49
Activos y proyectos	50
Transporte y comercialización de GNL	54
Inversiones	55
Downstream (Refino, Marketing, GLP y Química)	57
Resultados	57
Refino	58
Marketing	63
Gases Licuados del Petróleo (GLP)	65
Química	68
Inversiones	70

YPF	71
Resultados	71
Exploración y producción	73
Refino, logística y marketing	77
Química	80
Gas Natural SDG	82
Áreas corporativas	92
Gestión de personas	92
Innovación y tecnología	102
Medio ambiente	106
Energía sostenible y cambio climático	107
Responsabilidad corporativa	108
Fundación Repsol	110
Fundación YPF	113
Fundación Repsol YPF del Ecuador	114
Comunicación	116
Gestión de marca e identidad corporativa	120
Patrocinio deportivo	123
Nueva sede de Repsol	125
Contenido adicional del Informe de Gestión	127

INFORMACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA

ENTORNO MACROECONÓMICO

Hace más de dos años que comenzó la crisis económica y financiera más grave desde la Segunda Guerra Mundial. El Fondo Monetario Internacional (FMI) estima que en 2009 el Producto Interior Bruto (PIB) mundial se contrajo un 0,8%. A raíz de la quiebra, en septiembre de 2008, del banco de inversiones Lehman Brothers –la mayor en la historia de Estados Unidos–, la crisis se extendió internacionalmente a lo largo del último trimestre de 2008 y en el primer semestre de 2009. La desconfianza dentro del sistema financiero provocó la parálisis en los mercados financieros, la falta de liquidez y la sequía del crédito. La crisis financiera se tradujo en el hundimiento del comercio internacional, de la producción industrial y del consumo, así como en el aumento del desempleo y del ahorro. La decidida y rápida respuesta de los bancos centrales y de los gobiernos de las principales economías evitó el colapso sistémico y contuvo los riesgos, facilitando liquidez a los mercados, inyectando capital en las entidades bancarias y paliando el severo desplome del crédito y la demanda. Adicionalmente, el comienzo de un cambio en el ciclo de inventarios y la recuperación del consumo americano apoyaron una mejoría de la economía real a partir de la segunda mitad del año.

La intensidad y duración de la crisis, y el inicio de la recuperación han sido desiguales según las regiones. Por lo general, las economías avanzadas comenzaron a contraerse en el cuarto trimestre de 2008 y, con especial intensidad, en el primer semestre de 2009 (cerca de un 4,5%). Los estímulos fiscales y monetarios empezaron a dejarse sentir en el tercer trimestre de 2009, lo que, junto a una recuperación del comercio internacional, frenó el ritmo de caída del crecimiento. Dentro de las economías avanzadas, cabe destacar un menor deterioro de la economía en Estados Unidos que en la zona euro. Según el FMI, se prevé que el PIB estadounidense se contraiga un 2,5% en 2009, frente al 3,9% de la zona euro.

La mayoría de las economías emergentes, especialmente aquellas más dependientes de su sector exportador, entraron en recesión en el primer trimestre de 2009. China, Filipinas, India e Indonesia redujeron su tasa de crecimiento, pero evitaron la recesión gracias a una robusta demanda interna y a fuertes inversiones públicas. Las previsiones del FMI indican que Asia, con China e India a la cabeza, ha crecido un 6,5% en 2009.

Una característica importante del contexto macroeconómico en 2009 fue la ausencia de presiones inflacionistas, debido a la debilidad de la actividad y a la general contención del crédito bancario, lo que permitió a los bancos centrales mantener los tipos de interés a corto plazo en niveles históricamente bajos. En las economías avanzadas la inflación media en 2009 se situó en el 0,1%, mientras que en las economías emergentes alcanzó el 5,2%.

Contracción de la demanda mundial

El comportamiento del mercado del petróleo durante 2009 se caracterizó por una mayor influencia de los factores financieros que de la coyuntura particular de sus fundamentos. La contracción de la demanda mundial, por segundo año consecutivo, como consecuencia de la recesión global, fue superior al ajuste de la oferta que efectuó la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), en un esfuerzo por equilibrar el mercado. Este desequilibrio llevó a una acumulación de inventarios totales, que alcanzó máximos históricos a lo largo del año. En este contexto de sobreoferta y con un escenario geopolítico sin mayores crispaciones durante 2009, los precios no tuvieron la base fundamental para aumentar al ritmo al que lo hicieron en 2008. No obstante, entre enero y diciembre de 2009, el precio pasó de los 40 a los 70 dólares por barril, cerrando con una media anual de 62,1 dólares en el caso del crudo de referencia americano (West Texas Intermediate) y de 61,7 dólares en el de referencia europeo (Brent). En este sentido, es bastante evidente que los precios respondieron en mayor medida a factores financieros. De hecho, todas las variables financieras aumentaron significativamente su correlación en 2009, especialmente entre la bolsa, el dólar y el precio del petróleo.

A corto plazo, el afianzamiento de la recuperación económica en las economías avanzadas necesita como condición previa el saneamiento y la recapitalización de los bancos, y en las economías emergentes, la prevención de burbujas en los precios de algunos activos. Los planes públicos de rescate y de estímulo económico están siendo vitales como sostén de la actividad económica, mientras, fundamentalmente en las economías avanzadas, el sector privado lleva a cabo un proceso de desapalancamiento y saneamiento de sus balances.

No obstante, estas medidas sólo pueden ser de carácter temporal, hasta que se recupere la demanda privada y ésta pase a sustituir a la pública. Los programas de estímulo gubernamental han supuesto un extraordinario aumento de los déficits públicos, lo que obligará a los estados a realizar importantes ajustes para garantizar la sostenibilidad de las cuentas públicas. Las autoridades de las economías que conforman el G-20 se han comprometido a coordinar la retirada de estas medidas para no generar nuevos desequilibrios.

Un año difícil

En Estados Unidos, el PIB se prevé que descienda un 2,5% en 2009 respecto al modesto crecimiento del 0,4% observado en 2008. El saneamiento de los bancos aún está por completarse, lo que mantiene congelado el crédito a empresas y consumidores.

Al igual que para el resto de las economías avanzadas, el año 2009 fue nefasto para la zona euro; de hecho, el peor desde su constitución. El FMI estima que el PIB de la zona euro descendió un 3,9% en 2009, tras haber crecido de promedio un 2,1% en la última década. No obstante, la primera mitad de 2009 fue mucho peor que la segunda, como consecuencia del impacto positivo en el segundo semestre de 2009 de las medidas extraordinarias de política monetaria y fiscal, del cambio de ciclo en los inventarios y del dinamismo del comercio internacional, a raíz de la favorable evolución de las economías emergentes.

España, al igual que sus socios comunitarios, se ha enfrentado a la peor crisis de su historia reciente. Según el Instituto Nacional de Estadística (INE), el PIB en España descendió un 3,6% en 2009, tras haber registrado un crecimiento medio del 3,5% en la última década. No obstante, el caso español presenta un comportamiento diferenciado, dado que ha desaparecido el principal motor de actividad de los últimos años, el sector de la construcción, muy intensivo en mano de obra. Por este motivo, la crisis económica ha impactado dramáticamente en la evolución del empleo en este país.

Latinoamérica, a grandes rasgos, ha afrontado la crisis financiera en mejores condiciones macroeconómicas que en episodios similares anteriores. En esta ocasión no ha sido el epicentro de la crisis y ha dispuesto de saldos positivos fiscales y comerciales formados durante los años de auge, lo que ha permitido amortiguar los efectos de los shocks externos. No obstante, la contracción económica que sufrió la región en la primera mitad de 2009 provocó que finalizase el año con una caída del PIB del 2,3%, si bien algunos países, como Bolivia, Brasil, Chile y Perú, evolucionaron mucho más favorablemente.

RESULTADOS

El resultado neto de Repsol YPF en el ejercicio de 2009 se situó en 1.559 millones de euros, un 39% inferior a los 2.555 millones de euros de 2008⁽¹⁾. El resultado de explotación fue de 3.244 millones de euros, frente a los 5.020 millones, lo que supone un descenso del 35,4%. El EBITDA se cifró en 6.749 millones de euros, un 17% menos que en 2008. En lo que respecta al beneficio por acción, éste fue de 1,29 euros.

El resultado de explotación del área de Upstream (Exploración y Producción) descendió un 65%, pasando de los 2.258 millones de euros de 2008 a 781

(1) Para facilitar la comparación con los datos de 2009, los datos correspondientes a 2008 que se mencionan en este informe incluyen las modificaciones que, como consecuencia del cambio de clasificación contable de la participación del Grupo en Alberto Pasqualini Refap, S.A., han sido necesarias con respecto a los incluidos en las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio de 2008 (ver nota 3 de las Cuentas Anuales Consolidadas).

millones a 31 de diciembre de 2009. Este descenso se debe principalmente a los menores precios internacionales del crudo y el gas.

El negocio de Gas Natural Licuado (GNL), que en 2008 generó un resultado de explotación de 125 millones de euros, registró un resultado negativo de 61 millones en 2009. Este descenso, entre otros factores, se explica por la caída de los precios del pool eléctrico español, de los precios internacionales del gas y por los menores márgenes y volúmenes en la comercialización de GNL, circunstancias que afectaron al sector en su conjunto durante el ejercicio, así como por 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 1.022 millones de euros, frente a los 1.048 millones del ejercicio anterior (-2,5%). El resultado de explotación, descontando el impacto contable de la valoración de los inventarios, se cifró en 655 millones de euros, un 57,6% inferior a los 1.543 millones obtenidos en 2008, principalmente por la fuerte caída del margen de refino, que sólo pudo ser compensada parcialmente por el mayor resultado del negocio de Marketing.

En cuanto a las sociedades participadas, YPF cerró 2009 con un resultado de explotación de 1.021 millones de euros, lo que supone un descenso del 12%. La disminución muestra que el incremento de los precios de los líquidos en moneda local no ha podido compensar los menores ingresos procedentes de aquellos productos que, si bien son vendidos en el mercado interno, su precio está relacionado con la cotización internacional, los efectos de menores ingresos derivados de exportaciones, así como los menores ingresos como consecuencia de un menor precio del gas. Sin embargo, el impacto de la reducción de los ingresos se vio minimizado por la aportación de Petróleo Plus y por el ahorro de costes.

El 30% de Repsol en Gas Natural SDG generó un resultado de explotación de 748 millones de euros, un 35% 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.

RESULTADOS DE REPSOL YPF (En millones de euros)

	2009	2008
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	3.244	5.020
Upstream	781	2.258
GNL	-61	125
Downstream	1.022	1.048
YPF	1.021	1.159
Gas Natural SDG	748	555
Corporación y otros	(267)	(125)
RESULTADO FINANCIERO	(468)	(544)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y PARTICIPADAS	2.776	4.476
Impuesto sobre beneficios	(1.130)	(1.861)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	86	66
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	12	-
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	1.744	2.681
Resultado atribuido a intereses minoritarios	(185)	(126)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	1.559	2.555

Las cargas financieras de Repsol YPF en 2009 se cifraron en 468 millones de euros, mientras que el Impuesto sobre Sociedades devengado ascendió a 1.130 millones de euros, lo que situó el tipo impositivo efectivo en el 40,7%. En 2008, el tipo se situó en el 41,6%.

SITUACIÓN FINANCIERA

Al cierre de 2009, Repsol YPF mantenía una posición financiera saneada a pesar del adverso entorno macroeconómico del ejercicio. La deuda financiera neta del grupo ex Gas Natural SDG se situó en 4.905 millones de euros, frente a los 2.030 millones del ejercicio anterior. Gran parte de este aumento se explica por el desembolso realizado para atender a la ampliación de capital de Gas Natural SDG (sin efecto en el importe de la deuda neta del grupo consolidado) por importe de 1.080 millones de euros. Adicionalmente, en

diciembre de 2009, Repsol YPF, S.A. anticipó el pago del dividendo a cuenta del ejercicio de 2009, lo que supone un hecho excepcional en este ejercicio.

La deuda financiera neta del grupo consolidado al cierre de 2009 se situó en 10.928 millones de euros, lo que representa un incremento de 7.447 millones respecto a la deuda neta a 31 de diciembre de 2008, que fue de 3.481 millones de euros. Este incremento de deuda neta se explica principalmente por el impacto que ha tenido la adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural SDG, tanto por la inversión realizada como por la consolidación de la propia deuda neta de Unión Fenosa.

En 2009 se continuó implementando el Plan Estratégico 2008-2012. La compañía invirtió 8.964 millones de euros⁽²⁾ durante el ejercicio, de los cuales 4.354 correspondieron a la adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural SDG. Las principales inversiones se destinaron a los proyectos de ampliación de la capacidad y mejora en la conversión de las instalaciones de refino en España (Cartagena y Bilbao); en la puesta en marcha de la planta de regasificación Canaport LNG; en el inicio de la producción en el campo Shenzi, en el Golfo de México –estos dos últimos se encuentran entre las diez iniciativas clave del Plan Estratégico–; a la planta de licuefacción Perú LNG; y a la actividad exploratoria, en un ejercicio histórico en el que se anunciaron 15 descubrimientos, muchos de ellos en áreas prioritarias para el crecimiento de la compañía, como las aguas profundas del Golfo de México y de Brasil, así como el norte de África.

Durante el ejercicio, las desinversiones ascendieron a 1.037 millones de euros⁽³⁾. De esta cifra, cabe destacar el cobro del último importe de la venta de la Torre Repsol a Caja Madrid por valor de 245 millones de euros. Las relevantes desinversiones llevadas a cabo por Gas Natural SDG permitieron reducir parcialmente la deuda generada por la adquisición de Unión Fenosa.

(2) Esta cifra no incluye inversiones financieras del ejercicio de 2009 por importe de 39 millones de euros.

(3) Esta cifra no incluye desinversiones financieras en el ejercicio de 2009 por importe de 56 millones de euros.

Los dividendos abonados por Repsol a sus accionistas en 2009 ascendieron a 1.997 millones de euros⁽⁴⁾, los cuales incluyen los abonados a socios minoritarios de otras sociedades pertenecientes al Grupo. Cabe destacar que, debido al adelanto en el pago por parte de Repsol YPF, S.A. del dividendo a cuenta de 2009 a diciembre de este ejercicio, excepcionalmente se realizaron tres pagos de dividendos durante 2009 (habiéndose declarado 1,05 euros por acción correspondientes al ejercicio de 2008 y 0,425 euros por acción como dividendo a cuenta de 2009).

Respecto a operaciones sobre acciones propias, la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 14 de mayo de 2009, autorizó al Consejo de Administración "la adquisición derivativa de acciones de Repsol YPF, S.A., 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 5% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa".

La autorización tiene una duración de 18 meses, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto la acordada por la pasada Junta General Ordinaria, celebrada el 14 de mayo de 2008.

En 2009, Repsol YPF enajenó un total de 12.229.428 acciones propias, representativas del 1,001% del capital social de la compañía, con un valor nominal de 12,22 millones de euros y por un importe efectivo bruto de 230,47 millones de euros. A 31 de diciembre de 2009, ni Repsol YPF, S.A. ni cualquiera de sus sociedades filiales mantienen acciones de la sociedad dominante.

(4) El importe del dividendo del ejercicio de 2008 de Repsol YPF, S.A. (1.282 millones de euros) y el declarado a cuenta del ejercicio de 2009 (519 millones de euros) junto con lo pagado a minoritarios (208 millones de euros) totalizan 2.009 millones de euros. La diferencia entre este importe y la cifra que se refleja como dividendo pagado (1.997 millones de euros) se explica por el dividendo correspondiente a las acciones de la sociedad dominante poseídas a la fecha de pago del dividendo del ejercicio de 2008 (12 millones de euros). El importe de las retenciones sobre el dividendo a cuenta del ejercicio de 2009 ha sido ingresado en el mes de enero de 2010 (62 millones de euros).

Plan de ahorro

Como respuesta a las dificultades del entorno económico, Repsol aplicó en 2009 un ambicioso plan de reducción de costes que aportó un ahorro total de 1.575 millones de euros, sin incluir los de Gas Natural SDG. Por un lado, los gastos gestionables de 2009 se redujeron frente a los de 2008 en 836 millones de euros, medidos en términos homogéneos. Por otro lado, este mismo plan permitió una reducción de 739 millones de euros respecto a las inversiones presupuestadas para el ejercicio 2009.

Prudencia financiera

Repsol mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, un volumen significativo de inversiones financieras, incluidas en los epígrafes de la nota 13 de las Cuentas Anuales Consolidadas como “Otros activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados”, “Préstamos y partidas por cobrar” e “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento” por importe de 3.971 millones de euros⁽⁵⁾, de los cuales 3.780 millones corresponden a Repsol, sin incluir Gas Natural SDG. Asimismo, el grupo tiene contratadas líneas de crédito comprometidas no dispuestas por importe de 3.860 millones de euros (ex Gas Natural SDG) al cierre de 2009, frente a los 3.496 millones (ex Gas Natural SDG) del cierre de 2008. Para el total del grupo consolidado, el importe de líneas de crédito comprometidas no dispuestas era de 4.680 y 3.916 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente.

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.

El ratio de deuda neta sobre capital empleado para el grupo consolidado ex Gas Natural SDG al cierre de 2009 se situó en el 16,7%, frente al 7,7% del ejercicio

(5) Esta cifra no incluye un importe de 381 millones de euros que corresponden a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural SDG y que está contabilizado en las líneas de inversiones financieras.

anterior. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se situó en el 28,8%, frente al 21% del cierre de 2008.

El ratio de deuda neta sobre capital empleado del grupo consolidado al cierre de 2009 se cifró en el 30,3%, frente al 12,4% a 31 de diciembre de 2008. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se situó en el 40,7%, frente al 25% de 2008.

A continuación se detalla la evolución de la deuda neta durante 2009:

(Cifras en millones de euros)

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA (millones de euros)	Ene-dic 09
DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO	3.481
EBITDA	(6.749)
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	590
INVERSIONES (1)	8.964
DESINVERSIONES (1)	(1.037)
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	1.935
EFFECTOS TIPO DE CAMBIO	125
IMPUESTOS PAGADOS	1.168
INCORPORACIÓN DEUDA UNIÓN FENOSA	1.809
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	642
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	10.928

(1) En el ejercicio de 2009 se realizaron inversiones de carácter financiero por importe de 39 millones de euros, lo que supone una cifra de inversiones totales de la compañía de 9.003 millones de euros. Igualmente, se produjeron desinversiones de carácter financiero por importe de 56 millones de euros, siendo la cifra total de desinversiones de 1.093 millones de euros.

Resultado financiero

El resultado financiero neto acumulado del grupo consolidado al cierre de 2009 fue negativo en 468 millones de euros, frente a los 544 millones negativos del ejercicio anterior. Conviene destacar los siguientes aspectos:

- Intereses netos: en 2009 se registró un mayor gasto financiero por importe de 182 millones de euros debido principalmente al incremento significativo en los saldos medios de la deuda de Gas Natural SDG, en el marco de la adquisición

de Unión Fenosa y por la incorporación de la propia deuda de esta compañía eléctrica. En cuanto al grupo ex Gas Natural SDG, hay que resaltar la emisión en marzo de 2009 de un bono nominal de vencimiento en 2014 de 1.000 millones de euros. Estos efectos fueron mitigados parcialmente por la reducción de tipos de interés respecto al ejercicio anterior.

- Resultado de posiciones:

- Tipo de interés: si bien en 2008 la exposición ante caídas en la curva dólar contribuyeron a la generación de pérdidas por 55 millones de euros, en 2009 el resultado positivo por tipo de interés (+34 millones de euros) se explica por las subidas de la curva dólar (medio plazo) y la caída de la curva euro (todos los plazos), principalmente en el segundo trimestre del año.

- Tipo de cambio: en 2008, el resultado por posiciones de tipo de cambio (+86 millones de euros) se debió principalmente a la exposición del resultado financiero al dólar como consecuencia de una gestión activa de protección de los flujos operativos de caja en dólares que se realizó en el año.

En 2009, el resultado positivo generado (306 millones de euros) es consecuencia de la gestión activa de las coberturas en el mercado de divisas y se explica por la exposición mantenida frente al dólar y al ARS. Su devaluación frente al euro redujo el valor de los pasivos denominados en estas monedas. Por otro lado, la devaluación del dólar frente al BRL rebajó el valor de los pasivos denominados en dólares.

- Actualización de provisiones: en 2009 se contabilizó un mayor gasto financiero por importe de 42 millones de euros. Destacó el incremento del gasto en la sociedad bpTT (25 millones) por regularización en concepto de intereses de demora vinculados a contingencias fiscales.

- Intereses intercalarios: se registró un mayor ingreso financiero por importe de 55 millones de euros, sobre todo por el aumento del volumen de deuda asignado a las inversiones de activos en curso.

- Otros gastos financieros: también se contabilizó un mayor gasto financiero por importe de 64 millones de euros que se explica por la incorporación en 2009 del gasto por el leasing financiero para el transporte por gasoducto del gas natural comercializado en Estados Unidos y Canadá (93 millones de euros); y por el resultado positivo en Gas Natural SDG por la venta de la participación en Enagás en junio de 2009.

RESULTADO FINANCIERO (millones de euros)	Enero-dic 08	Enero-dic 09	% Variación 09/08
INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-428	-610	42,76
RESULTADO DE POSICIONES	31	340	996,77
Tipo de interés	-55	34	
Tipo de cambio	86	306	255,81
ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-144	-186	29,17
INTERCALARIOS	67	122	82,09
OTROS GASTOS FINANCIEROS	-70	-134	91,43
TOTAL	-544	-468	-13,97

FACTORES DE RIESGO

Los ingresos y las operaciones de Repsol YPF son objeto de riesgos procedentes de los cambios que experimentan las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, normativas, sociales, industriales, financieras y de negocio.

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

FACTORES DE RIESGO RELATIVOS A LAS OPERACIONES

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 enormes variaciones, 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, tales como tormentas y huracanes, que sacuden sobre todo el Golfo de México, el incremento de la demanda en países con un fuerte crecimiento económico, tales como China e India, así como conflictos importantes como el de Irak, la inestabilidad política y la amenaza del terrorismo que algunas zonas productivas sufren cada cierto tiempo, junto con 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 2009, la cotización media del precio del crudo West Texas Intermediate (el WTI) ascendió a 62,1 dólares por barril, frente a una media de 51,20 dólares por barril registrada durante el período 2000-2009, 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.

Tanto el precio del crudo de referencia internacional como la demanda pueden sufrir también fluctuaciones significativas ligadas a los ciclos económicos. La actual debilidad de la demanda continúa influyendo a la baja sobre el precio de las materias primas. En 2008, los precios del crudo disminuyeron en torno a un 70% tras alcanzar el máximo de 145 dólares por barril (WTI) en julio de 2008, reflejando así una importante ralentización de la economía global, pese a la decisión de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP) de

reducir la producción. En 2009, el rango de cotizaciones para el crudo (WTI) se situó aproximadamente entre 35 y 80 dólares por barril.

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.

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 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. Con el fin de abastecer a sus clientes en España y en otros mercados, Gas Natural SDG, en la que Repsol YPF posee una participación del 30%, ha celebrado contratos a largo plazo para la compra de gas natural de Argelia y Noruega, además de los de gas natural licuado (GNL) de Nigeria, Libia, Trinidad y Tobago y Qatar. 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 fuentes, 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 y España, que presentan riesgos de otro tipo, al estar vinculados a las reservas probadas actuales en Argentina, Bolivia, Venezuela y Trinidad y Tobago. 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.

Presencia significativa en Argentina. A 31 de diciembre de 2009 y de 2008, aproximadamente el 20% y el 25%, respectivamente, de los activos de Repsol YPF estaban ubicados en Argentina, tratándose fundamentalmente de actividades de exploración y producción. Asimismo, del resultado operativo, en torno al 33% a 31 de diciembre de 2009 y al 21% un año antes procedía de las actividades acometidas en dicho país.

Desde la última crisis sufrida en los años 2001 y 2002, la economía argentina ha crecido a un ritmo rápido, con un aumento del PIB, en términos reales, del 8,7% en 2003, 9,0% en 2004, 9,2% en 2005, 8,5% en 2006, 8,7% en 2007 y del 6,8% en 2008 (se estima que el dato de 2009 se publique en marzo de 2010). No obstante, no puede garantizarse que tales índices de crecimiento vayan a mantenerse en el futuro, ni que la economía no vaya a contraerse dada la volatilidad de los mercados. La economía argentina sigue siendo sensible a, entre otros, el abaratamiento del precio de las materias primas, la limitación de la financiación e inversión internacionales en infraestructuras y el incremento de la inflación. De hecho, la inflación sostenida en este país podría incrementar los costes operativos de Repsol YPF, en concreto, los costes laborales, lo que, si no fuera acompañado de un encarecimiento correlativo del precio de sus productos, podría afectar negativamente al resultado de sus operaciones y a su situación financiera. Por otra parte, Argentina ha reestructurado una parte sustancial de su deuda, además de amortizar íntegramente la deuda contraída con el FMI. El país pretende, asimismo, liquidar la parte no reestructurada de su deuda exterior, así como las demandas interpuestas ante tribunales internacionales por empresas extranjeras durante la crisis.

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 los incrementos en los precios internacionales del crudo y de otros combustibles, y de las fluctuaciones del tipo de cambio a los precios locales, así como de aumentar los precios locales del gas natural (en concreto en el caso de los clientes residenciales), de la gasolina y del diesel en consonancia con el incremento en los costes de producción y del 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 importación de determinados combustibles derivados de hidrocarburos a precios internacionales para satisfacer la demanda local a precios inferiores;
- incremento de los impuestos a las ventas locales de combustible no compensados por incrementos en los precios;
- la necesidad de obtener la prórroga de las concesiones, una parte de las cuales expiran en 2017;
- interrupciones y huelgas sindicales;
- posibles conflictos entre la normativa o los impuestos establecidos o gestionados por las provincias y los establecidos por leyes federales; y
- una mayor devaluación del peso frente a otras divisas que podría afectar de manera adversa a la situación financiera y a los resultados de las operaciones de las empresas argentinas.

En los últimos años se han incrementado e impuesto nuevos gravámenes a las exportaciones. En relación a los gravámenes a la exportación de crudo y otros productos derivados, la Resolución N° 394/2007 del Ministerio de Economía y Producción argentino, publicada el 16 de noviembre de 2007, dispone que cuando el precio internacional del WTI exceda el precio de referencia, que se fija en 60,9 dólares por barril, el productor podrá cobrar 42 dólares por barril, quedando el resto retenido por el Gobierno argentino en concepto de impuesto a la exportación. Si el precio internacional del WTI fuera inferior al de referencia, pero superior a 45 dólares por barril, se aplicará una retención del 45%. Si dicho precio está por debajo de los 45 dólares por barril, el gobierno fijará el impuesto a la exportación correspondiente en un plazo de 90 días hábiles. El porcentaje de retención determinado con arreglo a lo anterior se aplica también en la actualidad al diesel, a la gasolina y a otros productos derivados del petróleo. Asimismo, el procedimiento de cálculo arriba descrito se aplica también a otros productos petrolíferos y lubricantes en función de los distintos tipos de retención, precios de referencia y precios permitidos a los productores.

En cuanto a los productos de gas natural, la Resolución n° 127/2008 del Ministerio de Economía y Producción argentino dispuso incrementos en los gravámenes a la exportación de gas natural, elevando el tipo del 45% al 100%, tomando como base de tasación para su cálculo el precio más alto establecido en los contratos de importación de gas natural por parte de cualquier importador del país. Respecto a los productos de GLP (incluidos propano, butano y mezclas de los mismos), dicha resolución preveía que, en caso de que el precio internacional del producto oportuno, según informe diariamente la Secretaría de Energía argentina, se mantenga por debajo del valor de referencia que establece dicha Resolución para cada producto (338 dólares/m³ en el caso del propano; 393 dólares/m³ del butano; y 363 dólares/m³ de la mezcla de ambos), el tipo aplicable será del 45%. Si el precio internacional superase el valor de referencia, el productor podría cobrar el importe máximo permitido por la Resolución en relación con el producto en cuestión (223 dólares/m³ en el caso del propano; 271 dólares/m³ del butano, y 250 dólares/m³

de la mezcla de ambos), siendo retenida la diferencia por el Gobierno argentino en concepto de impuesto a la exportación.

Como resultado de los incrementos de los impuestos a la exportación mencionados anteriormente, 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 el resultado de las operaciones de YPF.

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.

Las exportaciones de petróleo, así como la exportación de la mayor parte de los productos hidrocarbúricos precisan en la actualidad la autorización previa de la Secretaría de Energía (a tenor del régimen establecido con arreglo a la Resolución S.E. N° 1679/04 y sus modificaciones y complementos). Aquellas empresas petroleras que tengan intención de exportar petróleo crudo o GLP deben demostrar primero que la demanda local de dicho producto ha sido satisfecha o que ya se ha ofrecido y rechazado la venta del producto a los compradores locales, mientras que, por su parte, las refinerías que deseen exportar diesel deben demostrar también primero que la demanda local ha sido debidamente satisfecha. Como, en la actualidad, la producción local de diesel no satisface las necesidades de consumo local en Argentina, YPF no puede vender su producción en el mercado de exportaciones desde 2005.

Repsol YPF no puede predecir durante cuánto tiempo seguirán vigentes estas medidas o si éstas u otras podrían afectar de manera adversa y significativa a las exportaciones de gas, crudo y diesel u otros productos y, por tanto, al resultado de sus operaciones.

Riesgos operativos inherentes al sector del gas y del petróleo 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. De materializarse dichos riesgos, el Grupo podría sufrir pérdidas sustanciales y la interrupción de sus operaciones. Además, estas actividades están sujetas a determinadas obligaciones de pago de impuestos y regalías, que, por norma general, son bastante elevados si se compara con los impuestos de otros negocios.

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, su negocio, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse significativa y negativamente afectadas.

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 sobre el desarrollo 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.

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. 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 está presente en numerosos países de todo el mundo, incluido Irán. Legislación estadounidense como la Ley de Sanciones contra Irán de 1996 (Iran Sanctions Act of 1996), modificada y ampliada por la Ley de ampliación de la LSIL de 2001 (ILSA Extension Act of 2001) y por la Ley de apoyo a la libertad en Irán de 2006 (Iran Freedom Support Act of 2006, la denominada Ley de Sanciones), podría llegar a afectar a las operaciones de Repsol YPF en Irán. Estas leyes contemplan la posibilidad de sanciones incluso a sociedades no estadounidenses que realicen determinadas inversiones en Irán. Por otro lado, el sometimiento a la Ley de Sanciones por parte de sociedades de países comunitarios está vedado por el Reglamento del Consejo 2271/96.

Repsol YPF no puede anticiparse a los cambios de dichas leyes ni a su interpretación, o a la implantación de determinadas políticas por parte del gobierno de Estados Unidos en lo que respecta a esta legislación, incluida la Ley de Sanciones.

Además, Ecuador y Bolivia están adoptando nuevas normativas en materia de hidrocarburos como resultado de la implantación de sus nuevas constituciones. La dirección de Repsol YPF no puede predecir las consecuencias que se derivarán de las modificaciones de la normativa en materia de hidrocarburos para sus operaciones en estos países ni tampoco si dichos países adoptarán nuevas medidas.

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

Localización de las reservas. Parte de las reservas de hidrocarburos de Repsol YPF se hallan en países fuera de la Unión Europea y de Estados Unidos, algunos de los cuales presentan inestabilidades políticas o económicas. A 31 de diciembre de 2009, el 89,5% de las reservas probadas netas de Repsol YPF de hidrocarburos estaban en Latinoamérica; un 6,9%, en el norte de África; y un 3,3%, en el Golfo de México.

Tanto las reservas como las operaciones de producción relacionadas pueden conllevar riesgos, incluidos 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 tales acontecimientos.

Estimaciones de reservas de petróleo y gas. Las reservas probadas de petróleo y gas de Repsol YPF se calculan con arreglo a las pautas establecidas por la Securities and Exchange Commission (SEC). Las reservas probadas se estiman en función de datos geológicos y de ingeniería que permiten determinar con una certeza razonable si el crudo o el gas natural localizados en los yacimientos conocidos se pueden recuperar en las actuales condiciones económicas y operativas.

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, entre los que 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;
- sucesos tales como adquisiciones y ventas, nuevos hallazgos y ampliaciones de campos existentes, así como la aplicación de técnicas de recuperación mejoradas;
- fluctuaciones en las condiciones económicas y de mercado; y
- 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. Las modificaciones de las normas tributarias y otros reglamentos administrativos pueden traducirse en la inviabilidad económica de la explotación de las reservas.

Muchos de los factores, suposiciones y variables que intervienen en la estimación de las reservas probadas escapan al control de Repsol YPF y pueden perder validez con el tiempo.

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 tales como la seguridad y los controles medioambientales.

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 una política prudente de protección frente al riesgo de liquidez. Para ello, viene manteniendo disponibilidades de recursos en efectivo, otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas en volumen suficiente para hacer frente a los vencimientos de préstamos y deudas financieras previstos en los próximos doce meses. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 4.680 y 3.916 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente.

Riesgo de crédito. La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de provisiones por insolvencias por importe de 6.001 y 5.744 millones de euros a 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente, y se miden y controlan por cliente o tercero individual. Para ello, el Grupo cuenta con sistemas propios para la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por terceros alineados con las mejores prácticas. Ningún cliente representa más de un 4% del importe total de estas cuentas por cobrar, por lo que la exposición se encuentra distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes.

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.

A 31 de diciembre de 2009, el Grupo tenía garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 2.533 millones de euros. No obstante, esta cifra se vería incrementada en 359 millones de euros si se contemplan los importes máximos garantizados en los acuerdos de comercialización de la tarjeta Solred firmados con bancos y cajas. Durante el ejercicio se ejecutaron garantías recibidas por un importe de 24 millones de euros. A 31 de diciembre de 2008, esta cifra se situó en 2.462 millones de euros, siendo ejecutadas garantías por importe de 10 millones de euros.

La nota 18 de las Cuentas Anuales Consolidadas contiene detalles adicionales sobre los riesgos asociados a los instrumentos financieros utilizados por el Grupo y en la nota 19 se describen los instrumentos financieros de cobertura.

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, Repsol YPF contrata 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, mientras que los ingresos y gastos de dichas sociedades son convertidos a euros al tipo de cambio medio acumulado del periodo en el que se produjeron. 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 de Repsol YPF en el sector de 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 18, “Gestión de riesgos financieros y del capital”, y en la nota 19, “Operaciones con derivados”, de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio de 2009 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado.

ÁREAS DE NEGOCIO

La actividad del Grupo y su estructura organizativa está dividida en cinco áreas de negocio, que incluyen:

- Tres negocios estratégicos integrados:
 - Upstream, correspondiente a las operaciones de exploración y desarrollo de las reservas de crudo y gas natural, excepto en YPF;
 - GNL, correspondiente al negocio de Gas Natural Licuado, excepto en YPF; y
 - Downstream, correspondiente a las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos, química y GLP, excepto en YPF.

- Dos participaciones en compañías estratégicas:
 - YPF, que incluye las operaciones de YPF, S.A., y las sociedades de su Grupo en todos los negocios desglosados anteriormente; y
 - Gas Natural SDG, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

UPSTREAM

El área de Upstream de Repsol engloba las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural fuera de Argentina. Desde el 1 de enero de 2008, la información que se facilita en este apartado se refiere exclusivamente a la Dirección General de negocio de Upstream del Grupo Repsol. 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 portafolio 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.

Geográficamente, el área de Upstream basa su estrategia tanto en las zonas clave tradicionales, localizadas en el norte de África (Argelia y Libia) y de Latinoamérica (Trinidad y Tobago, Perú, Venezuela, Bolivia, Colombia y Ecuador, fundamentalmente), como en las nuevas áreas estratégicas de crecimiento a corto y medio plazo, como el Golfo de México estadounidense (con el importante campo Shenzi, ya en producción, uno de los principales proyectos estratégicos de la compañía) y las aguas profundas de Brasil. Asimismo, el crecimiento estratégico a medio plazo se potenciará con los importantes proyectos de gas que se están desarrollando en Perú, Bolivia, Brasil y Venezuela, y más a largo plazo, con la cartera de activos que se está consolidando en Noruega, Canadá y África occidental.

El ratio de reemplazo de reservas probadas en el área de Upstream fue del 94% en 2009. Excluyendo el efecto precio, el ratio de reemplazo se eleva al 111%.

El exitoso resultado exploratorio alcanzado en 2009 fortalece de manera rotunda la política de crecimiento rentable a futuro en el área de Upstream.

Durante el ejercicio, Repsol realizó importantes descubrimientos exploratorios en países como Brasil (con los sondeos Iguazú, Abaré Oeste, Piracucá-Pialamba y Panoramix), Venezuela (sondeo Perla 1X) y Estados Unidos (en el Gofu de México con el sondeo Buckskin). Este éxito exploratorio es el resultado de una decidida política, definida en el Plan Estratégico 2008-2012, de potenciación de la actividad exploratoria, tanto en lo referente a recursos técnicos, humanos y económicos como a metodologías y procesos. Ésta ya se materializó en 2008, año en el que Repsol protagonizó 3 de los 5 mayores descubrimientos efectuados en el mundo.

En 2009 también se dieron los pasos finales para el lanzamiento de importantes proyectos de desarrollo en Argelia (Reggane), Brasil (BM-S-9 y Piracucá), Bolivia (Margarita-Huacaya) y Perú (Kinteroni).

A 31 de diciembre de 2009, el área de Upstream de Repsol participaba en bloques de exploración y producción de petróleo y gas de 24 países, directamente o a través de sus subsidiarias. La compañía era el operador en 18 de ellos. Adicionalmente, Repsol posee una participación en la compañía rusa de exploración y producción West Siberian Resources (WSR), que en 2008 se fusionó con Alliance Oil; y continúa evaluando la viabilidad de acometer, junto con la compañía Shell, el proyecto Persian LNG en Irán, con lo que su área de Upstream está presente en la actualidad en 26 países.

Pozos exploratorios terminados

	2009							
	Positivos		Negativos		En Evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
España	2	2					2	2
América del Sur	5	2	4	1			9	3
Trinidad y Tobago								
Resto países América del Sur	5	2	4	1			9	3
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

	2008							
	Positivos		Negativos		En Evaluación		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
España								
América del Sur	5	2	9	3	1	1	15	6
Trinidad y Tobago								
Resto países América del Sur	5	2	9	3	1	1	15	6
América del Norte			1	*			1	*
África	5	2	13	5	2	1	20	8
Asia			4	1			4	1
Total	10	4	27	9	3	2	40	15

Pozos productivos por área geográfica

	A 31 de diciembre de 2009			
	Petróleo		Gas	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos
España	8	6	5	4
América del Sur	1089	379	161	65
Trinidad y Tobago	102	71	54	18
Resto países América del Sur	987	308	107	47
América del Norte	12	3		
África	181	51	78	23
Total	1290	439	244	92

	A 31 de diciembre de 2008			
	Petróleo		Gas	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos
España	11	8	5	4
América del Sur	1065	339	144	57
Trinidad y Tobago	102	71	62	20
Resto países América del Sur	963	268	82	37
América del Norte				
África	144	41	78	23
Total	1220	388	227	84

Actividad presente de Repsol por área geográfica

A 31 de diciembre de 2009						
	Nº de bloques		Dominio minero neto (km²)		Nº de pozos exploratorios en perforación	
	Desarrollo	Exploración	Desarrollo	Exploración	Brutos	Netos
Europa	12	22	384	10.000		
España	12	21	384	9.882		
Noruega		1		117		
América del Sur	50	41	7.448	47.687	3	1
Trinidad y Tobago	7		2.363			
Resto de países de América del Sur	43	41	5.085	47.687	3	1
América Central		1		4.512		
América del Norte	7	262	3.577	4.898		
África	3	20	1.456	47.454		
Asia		2		16.514		
Total	72	348	12.865	131.063	3	1

RESULTADOS

El resultado de explotación de la actividad de Upstream en 2009 fue de 781 millones de euros, frente a los 2.258 millones obtenidos en el ejercicio anterior, lo que supone una disminución del 65%. El EBITDA ascendió a 1.699 millones de euros, frente a los 2.864 millones de 2008. El descenso del resultado se debió, principalmente, a los menores ingresos como consecuencia de los menores precios medios de realización. Esto se compensó parcialmente por las mayores ventas de crudo y por la menor amortización de exploración asociada al mayor éxito de los sondeos perforados.

El precio medio de venta de la cesta de líquidos de Repsol fue de 56,7 US\$/barril (40,7 €/barril), frente a los 87,3 US\$/barril (59,3 €/barril) de 2008. El precio medio del gas se situó en los 2,3 dólares por mil pies cúbicos, con un descenso del 45% respecto al del ejercicio anterior. Estas disminuciones están ligadas a la caída de los precios de referencia de los mercados internacionales.

El coste de extracción (lifting cost) alcanzó los 2,9 US\$/bbl. Esta cifra representa un alza del 5% en comparación con los 2,8 US\$/bbl de 2008,

tendencia atribuida a la puesta en producción de Shenzi, cuyo coste de extracción es ligeramente superior a la media anterior, compensado por el esfuerzo de reducción de costes realizado en otros campos, como en Trinidad y Tobago. En cuanto al coste de descubrimiento (finding cost) sobre reservas probadas, la media para el período 2008-2010 fue de 21 US\$/barril.

PRINCIPALES ACTIVIDADES POR PAÍSES

El año 2009 ha sido histórico para la compañía en el área de Exploración y Producción (Upstream), con un resultado en la actividad exploratoria excepcionalmente exitoso. Repsol anunció en 2009 un total de 15 descubrimientos, entre los que destacan, por su gran relevancia y magnitud, los realizados en Brasil (con los sondeos Iguazú, Abaré Oeste, Piracucá-Pialamba y Panoramix), Venezuela (sondeo Perla 1X) y el Gofo de México estadounidense (sondeo Buckskin). También se dieron los pasos finales para el lanzamiento de importantes proyectos de desarrollo en Argelia (Reggane), Brasil (BM-S-9 y Piracucá), Bolivia (Margarita-Huacaya) y Perú (Kinteroni). Además, en 2009 en el Golfo de México estadounidense se puso en producción a través de su propia plataforma uno de los principales proyectos estratégicos de la compañía en aguas profundas (Shenzi). Todo ello refuerza de manera fundamental y en áreas clave para la compañía el objetivo marcado de asegurar el crecimiento orgánico, maximizando la rentabilidad de los activos y el aumento de la producción y de las reservas.

Norteamérica

En los últimos cuatro años, Repsol ha fortalecido significativamente su presencia en las 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.

En el campo Shenzi, uno de los mayores descubrimientos realizados hasta el momento en las aguas profundas del Golfo de México –donde Repsol participa con un 28%–, comenzó en marzo de 2009, unos meses antes de lo previsto, la producción de gas y petróleo a través de su propia plataforma. A finales de 2009 se encontraban en producción a través de esta plataforma diez pozos y en los próximos meses se espera completar la perforación de los demás pozos de desarrollo, así como iniciar el proyecto de inyección de agua. En 2009 se alcanzaron a través de la plataforma Shenzi niveles de producción superiores a los 120.000 barriles de petróleo/día, lo que está por encima de las expectativas iniciales. La producción a través de la plataforma Marco Polo se reinició en mayo. 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 ha ampliado el potencial esperado de esta área.

Repsol, como operador del proyecto en su fase exploratoria, realizó en 2009 un importante descubrimiento con el sondeo Buckskin. Con una profundidad total de unos 10.000 metros, se trata del pozo más profundo operado hasta la fecha por Repsol y uno de los más hondos perforados en la zona. Las primeras pruebas reflejaron una columna de 100 metros de crudo de alta calidad. Se está preparando la perforación de un pozo de evaluación, que se llevará a cabo en 2010 y que ayudará a definir el plan de desarrollo futuro del campo.

En la Ronda Exploratoria 208 llevada a cabo en el Golfo de México en marzo de 2009, Repsol se adjudicó 16 nuevos bloques. Cuatro fueron ganados en asociación con Marathon (operador, 60%; Repsol, 40%). Otros siete bloques fueron ganados en asociación con ECOPETROL (40%) y los restantes cinco bloques, al 100% a Repsol. Estos bloques, junto a los logrados en los últimos años, conforman una amplia y sólida cartera de proyectos exploratorios. La participación de la compañía en estas rondas se enmarca en la estrategia de diversificación y crecimiento en países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE).

En Alaska, Repsol participa con el 20% en 71 bloques adyacentes offshore en el Mar de Beaufort –junto con las compañías Shell Offshore Inc. y Eni

Petroleum US LLC–, en donde en 2009 se realizaron estudios con el objetivo de establecer su potencial exploratorio. La compañía también tiene el 100% en 93 bloques offshore en el Mar de Chukchi.

En Canadá, Repsol continuó trabajando activamente en 2009 con el objetivo de detectar nuevas oportunidades de crecimiento en este país perteneciente a la OCDE. A finales de 2008, Repsol obtuvo mediante concurso los derechos de exploración sobre tres bloques 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.

Latinoamérica

Brasil se consolidó en 2009 como una de las principales áreas de crecimiento futuro de Repsol, tras los cuatro descubrimientos exploratorios realizados (Iguazú y Abaré Oeste, en el bloque BM-S-9; Piracucá-Pialamba, en el bloque BM-S-7; y Panoramix, en el bloque BM-S-48), que se unen a los de años anteriores (Carioca y Guará, ambos en el prolífico bloque BM-S-9), confirmando el elevado potencial de esta área de aguas profundas. Repsol es la primera compañía privada en dominio minero exploratorio offshore de las cuencas de Santos, Campos y Espírito Santo, con un total de 21 bloques exploratorios (es la empresa operadora en 11 de ellos).

Los resultados exploratorios en el bloque BM-S-9 están siendo espectaculares, con cuatro descubrimientos realizados (dos de ellos en 2009) y una tasa de éxito del 100%. En 2009 se llevó a cabo una prueba de producción en Guará con resultados muy satisfactorios, lo que derivará en 2010 en una prueba más extensa y a empezar las actividades encaminadas al desarrollo temprano del área sur de Guará. Dentro del plan de evaluación del área, en enero de 2010 se inició la perforación de un nuevo sondeo exploratorio en la zona norte de Guará, actualmente en curso. En el área de Carioca se realizará en 2010 una prueba de producción de larga duración y se perforará un sondeo exploratorio. Repsol participa con un 25% en este importante proyecto en las aguas profundas de Brasil.

En 2009 se dieron los primeros pasos para el inicio del desarrollo de Piracucá (bloque BM-S-7), donde Repsol tiene una participación del 37%. Se espera que este campo esté en producción en 2015.

Repsol tiene una participación del 10% en Albacora Leste (cuena de Santos), que está producción desde abril de 2006. Este importante campo de petróleo en aguas profundas de Brasil produjo en 2009 alrededor de 118.000 barriles/día y tiene unas reservas totales probadas y probables de crudo de en torno a 394 millones de barriles.

Los importantes descubrimientos exploratorios realizados en los últimos años refuerzan la estrategia de la compañía en el offshore brasileño y representan uno de los proyectos clave de crecimiento en el área de Upstream.

En 2009 se dieron en Bolivia los últimos pasos encaminados al inicio del desarrollo del proyecto Margarita-Huacaya, cuyos trabajos comenzarán en 2010. Este destacado proyecto de desarrollo se encuentra en el bloque Caipipendi, al norte del estado de Tarija, que 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 del campo de los niveles actuales (2,3 Mm³/d) a un plateau intermedio de 8,3 Mm³/d (fase I) en 2012 y a una cifra final de 14 Mm³/d (fase II) en 2013.

En Perú continuaron en 2009 los trabajos para el completo desarrollo del yacimiento Camisea (bloques 56 y 88), en el que Repsol participa con el 10%. Estos bloques abastecerán de gas natural a la planta de gas natural licuado del proyecto Perú LNG, que se prevé que esté operativa en 2010 y en la que Repsol participa con un 20%. En el bloque 88 se está completando el desarrollo de dos yacimientos: San Martín (en producción desde 2004) y Cashiriari, donde en julio de 2009 entraron en producción los dos primeros pozos. En el bloque 56, el de Pagoreni, se inició la producción en septiembre

de 2008. Se espera que el desarrollo de estos dos bloques esté prácticamente completado durante 2010, año en el que estará operativa la planta de licuado Perú LNG.

En 2009 se decidió el 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 km del yacimiento de gas y condensado de Camisea. Repsol, que cuenta con una participación del 53,84% en este bloque, es la compañía operadora del mismo. El comienzo de producción está previsto para mediados del año 2012.

En Venezuela, Repsol realizó en 2009 el mayor descubrimiento de gas de la historia de la compañía y uno de los más importantes de Venezuela con el sondeo Perla 1X. Las primeras estimaciones reflejan un volumen de gas de 8 TCF y de condensado de en torno a los 100 Mbbl. El yacimiento podría extenderse a lo largo de 33 kilómetros cuadrados y contar con un grosor de 240 metros. En febrero de 2010 se inició la perforación de un nuevo sondeo que ayudará a concretar la información existente hasta la fecha y el futuro plan de desarrollo del yacimiento. Repsol es el operador del pozo Perla 1X, en consorcio al 50% con ENI. En la fase de desarrollo, PDVSA participará con un 35%, Repsol con un 32,5% y ENI con un 32,5%.

Con fecha efectiva 1 de febrero de 2010 se ha incorporado el área geográfica Barúa-Motatán como activo a ser operado por la empresa mixta Petroquiriquire, S.A., en la que Repsol tiene una participación del 40%. Con ello, Repsol hizo efectiva la Nota de Crédito recibida durante el proceso de migración de los Convenios Operativos a Empresa Mixta.

Asimismo, en febrero de 2010, el Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela anunció oficialmente la adjudicación del Bloque Carabobo 1 de la Faja Petrolífera del Orinoco al consorcio en donde participa Repsol. La empresa mixta que deberá constituirse para desarrollar las actividades petroleras tendrá como accionistas a CVP, con el 60% de las acciones, y el

restante 40% quedará distribuido entre las empresas que conforman el consorcio ganador: Repsol (11%), Petronas (11%), ONGC (11%), Oil India Ltd (3,5%) e Indian Oil Co (3,5%).

En Trinidad y Tobago, Repsol es 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 2009 alcanzó una producción total media diaria de 464.828 barriles equivalentes de petróleo. En octubre de 2009 se inició la producción de gas en el campo Savonette, que está a una profundidad de 88 metros. El gas producido alimenta a la planta de licuefacción de GNL Atlantic LNG, propiedad, entre otras compañías, de Repsol.

En enero de 2009 comenzó la producción de gas del Proyecto Teak Blow Down en el bloque marino TSP, donde Repsol es el operador, con una participación del 70%.

En Colombia, ECOPETROL aprobó en mayo de 2009 la fase comercial en el descubrimiento Capachos Sur-1.

El 12 de marzo de 2009, Repsol adquirió la sociedad Murphy Ecuador Oil Company Ltd. (actualmente denominada Amodaimi-Oil Company Ltd.); dicha compañía es la titular del 20% de participación del bloque 16 en Ecuador, con lo que la participación consolidada actual de Repsol en el mencionado bloque es del 55%. OPIC (31%) y Sinochem (14%) también están presentes en este bloque. El 12 de marzo de 2009, Repsol YPF Ecuador S.A., como operadora del bloque 16, firmó un Contrato de Participación modificadorio, en virtud del cual se amplía el período de explotación de dicho bloque del 31 de enero de 2012 al 31 de diciembre de 2018, si bien el mencionado contrato terminará anticipadamente si dentro del plazo de un año (susceptible de prorrogarse por acuerdo de las partes) no se ha negociado y suscrito un Contrato de Prestación de Servicios que sustituya al Contrato de Participación. Durante ese periodo transitorio, el gobierno ecuatoriano reducirá del 99% al 70% el impuesto sobre

beneficios extraordinarios. A finales de 2009, el periodo transitorio antes citado fue prorrogado por un año adicional, hasta el 12 de marzo 2011 (plazo transitorio que a su vez es prorrogable nuevamente por acuerdo de las partes).

África

Repsol tiene una presencia relevante en el norte de África, sobre todo en Libia y Argelia, donde participa en importantes proyectos en marcha que garantizan un crecimiento sostenido y rentable en los próximos años.

En 2009 continuaron en Libia los trabajos para completar el 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. Este campo está situado en la prolífica cuenca de Murzuq, en los bloques NC186 y NC115, ambos participados por Repsol. Descubierta en 2006, "I/R" es uno de los mayores hallazgos exploratorios logrados por la compañía, el más importante en Libia de la última década y uno de los diez proyectos clave de crecimiento definidos por Repsol en su Plan Estratégico 2008-2012.

A finales de 2009 entró en producción el campo J, en el bloque NC186, cuyo plan de desarrollo había sido aprobado por la compañía nacional libia NOC en diciembre de 2008.

Repsol anunció en abril de 2009 el resultado positivo del sondeo A1 NC202, en el offshore de Libia. El pozo es el primer descubrimiento realizado en el bloque NC202, situado en la cuenca de Sirte, a unos 15 km de la costa. Repsol es el operador del bloque, con una participación del 60%, mientras que la compañía austriaca OMV es el titular del 40% restante.

En Argelia se avanzó en 2009 en los pasos finales para el lanzamiento del desarrollo del importante proyecto de gas de Reggane. 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

principios del año 2014. Repsol es el operador del proyecto, con una participación del 29,25%, mientras que RWE posee el 19,5%; Edison, el 11,25%; y la compañía nacional argelina Sonatrach, el 40%.

En noviembre de 2009 se dictó el laudo arbitral que resuelve la controversia entre Repsol-Gas Natural SDG y Sonatrach sobre la terminación del contrato de Gassi Touil. El tribunal declaró terminado el contrato sin obligación por ninguna de las partes de indemnizar a la otra.

Europa

En 2009, Repsol inauguró en Oslo, la capital de Noruega, una oficina permanente, en línea con la estrategia de diversificación y crecimiento en países de la OCDE, y con el objetivo de incrementar la presencia de la compañía en este país escandinavo. En la actualidad, la compañía participa, junto con DetNorske oljeselskap ASA, Bayerngas Norge AS y Svenska Petroleum Exploration AS, en los bloques exploratorios 6407/7, 8, 10 y 11, en el Mar de Noruega, obtenidos en la Ronda APA (Award of Predifined Areas) de 2008. En esta línea, el Gobierno Noruega, en la Ronda APA 2009, comunicó en enero de 2010 la concesión de dos nuevas licencias exploratorias (una de ellas será operada por Repsol en el Mar del Norte noruego).

En España, Repsol obtuvo en 2009 dos éxitos exploratorios de petróleo con los sondeos Montanazo D-5 y Lubina-1, situados en aguas del Mar Mediterráneo. Estos pozos se pondrán en producción a través de la plataforma Casablanca y permitirán 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 la dicha plataforma. También en España se reinició en junio de 2009 la producción de gas en el campo Poseidón.

DESCUBRIMIENTOS

Desde el punto de vista de los descubrimientos exploratorios, el año 2009 ha sido, sin duda, histórico para Repsol, no sólo por el número de descubrimientos

anunciados (15 en total), sino sobre todo por la importancia de los mismos. Los descubrimientos de 2009 se localizaron en las aguas profundas de Brasil y del Golfo de México estadounidense, Venezuela, Argelia, Marruecos, España, Argelia, Sierra Leona y Libia. Este éxito exploratorio es el resultado de una decidida política, definida en el Plan Estratégico 2008-2012, de potenciación de la actividad exploratoria, tanto en lo referente a recursos humanos, técnicos y económicos como a metodologías y procesos. Ya en 2008, Repsol participó en 3 de los 5 mayores descubrimientos efectuados en el mundo.

En Brasil, en el bloque BM-S-9, situado en las aguas profundas de la cuenca de Santos –donde en 2007 y 2008 ya se realizaron dos importantes descubrimientos con los sondeos Carioca y Guará–, se obtuvieron en 2009 dos nuevos éxitos exploratorios con los sondeos Iguazú y Abaré Oeste, lo que confirma el elevado potencial de recursos de este bloque ubicado en una de las áreas de aguas profundas con mayor atractivo del mundo. Además de Repsol, que posee una participación del 25% en el proyecto, conforman el consorcio Petrobras (45% y operador) y British Gas (BG Group, con el 30%).

En abril de 2009, Repsol anunció el descubrimiento realizado con el pozo exploratorio Iguazú, que se localiza en la misma área de evaluación que el sondeo Carioca, a 340 km de la costa de Sao Paulo y con una lámina de agua de 2.140 metros de profundidad. Las primeras pruebas de producción en el sondeo mostraron un crudo ligero de muy buena calidad. En septiembre de 2009, Repsol anunció el descubrimiento del sondeo Abaré Oeste, a 290 km de la costa de Sao Paulo, en una lámina de agua de 2.163 metros.

El consorcio descubridor continuará con los trabajos e inversiones necesarias para la completa evaluación del bloque BM-S-9, lo que incluye en 2010 la perforación de dos nuevos sondeos exploratorios y la realización de las pruebas de producción de larga duración en Carioca y Guará.

También en Brasil, Repsol protagonizó en 2009 otros dos descubrimientos en la cuenca de Santos con los sondeos Piracucá-Pialamba y Panoramix. Este último, situado en el bloque BM-S-48, es un descubrimiento de gas y petróleo en el que

Repsol es el operador, con el 40%, que se completa con las participaciones de Petrobras (35%), Vale do Rio Doce (12,5%) y Woodside (12,5%). El descubrimiento incorpora tres niveles productivos: dos inferiores con gas y condensado, y uno superior con petróleo. En 2010 se prevén perforar dos sondeos de evaluación adicionales.

El sondeo Pialamba se localiza en el bloque BM-S-7 y es un descubrimiento de crudo liviano y gas que tuvo lugar a principios de 2009. Repsol participa con el 37% y su socio y operador, Petrobras, posee el 63% restante. En septiembre de 2009 se terminó la perforación del sondeo de delineación Piracucá, que aumentó la estimación de recursos recuperables en el área, y se presentó a las autoridades brasileñas (ANP) el informe final del descubrimiento de este campo. En 2010 está previsto completar dos sondeos: uno de predesarrollo y el segundo con carácter exploratorio.

Estos descubrimientos exploratorios fortalecen la apuesta de Repsol por esta región como vector de crecimiento de la compañía.

En Venezuela, en septiembre de 2009, Repsol anunció un importante descubrimiento de gas y condensado con el sondeo Perla 1X. Se estima que el yacimiento alberga 8 TCF de gas y, adicionalmente, un volumen de condensado que se está evaluando en la actualidad y que podría estar en el entorno de los 100 Mbbl. El yacimiento se localiza en las costas del Golfo de Venezuela, al oeste del país, a 60 metros de profundidad. Todos estos datos están pendientes de confirmación a través de trabajos adicionales, que incluyen la perforación de sondeos de evaluación y de un sondeo exploratorio adicional. Este descubrimiento es el mayor de gas de la historia de Repsol y uno de los más importantes de Venezuela.

En el Golfo de México, en Estados Unidos, Repsol descubrió a principios de año un gran yacimiento de petróleo con el sondeo Buckskin. Este pozo, con una profundidad de unos de 10.000 metros y una lámina de agua de 2.000 metros, es adyacente y tiene una estructura geológica similar al campo Jack, operado por la petrolera Chevron. Con el sondeo Buckskin se ha iniciado de

manera exitosa la campaña operada de sondeos en aguas profundas del Golfo de México. Los socios en este sondeo son Repsol (12,5%), Chevron (55%), Maersk (20%) y Samson (12,5%).

En España, Repsol realizó en 2009 dos descubrimientos de petróleo en las aguas del Mediterráneo con los pozos Montanazo D-5 (donde Repsol es el operador y posee una participación del 75%) y Lubina-1 (100% de la compañía), situados a 45 kilómetros de las costas de Tarragona. Las pruebas de producción llevadas a cabo arrojaron una producción de 3.800 barriles diarios de petróleo de 32° API en Montanazo D-5 y de 3.700 barriles diarios de petróleo de 31,5° API en Lubina-1.

El desarrollo y puesta en producción de los pozos Montanazo D-5 y Lubina-1 permitirá prorrogar la producción de los campos existentes (Casablanca, Boquerón, Rodaballo y Chipirón) y ampliar el período de utilización de la plataforma Casablanca.

En marzo de 2009, Repsol anunció un descubrimiento de gas en Marruecos, en concreto en la zona exploratoria Tanger-Larache, situada a 40 km de la costa marroquí, con el sondeo Anchois. Repsol es la compañía operadora de estos bloques (Tanger-Larache 1-2-3). El pozo descubridor Anchois es el primer éxito exploratorio en la historia del offshore marroquí.

En Sierra Leona, en septiembre de 2009, Repsol anunció el primer descubrimiento de hidrocarburos en aguas del país. Éste tuvo lugar en el pozo Venus B-1 del bloque SL 6/07, y consta de una profundidad total de 5.638 metros, en una lámina de agua de 1.798 metros. El pozo Venus B-1 es el primer sondeo en la cuenca de Sierra Leona-Liberia, donde Repsol participa en 5 bloques contiguos. Se están evaluando los primeros resultados obtenidos y se prevé realizar nuevos pozos exploratorios que permitirán definir el potencial comercial del área. Repsol participa con un 25% en el consorcio descubridor. El sondeo confirma la existencia de un sistema petrolífero activo, con al menos tres unidades de reservorios.

En Argelia, Repsol anunció en 2009 cuatro descubrimientos exploratorios, dos de ellos en el bloque Reggane.

Repsol anunció en abril de 2009 el descubrimiento realizado en el offshore de Libia con el sondeo A1 NC202. El pozo alcanzó una profundidad de 4.820 metros, con una lámina de agua de unos 50 metros.

PRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos de Repsol se cifró en 333.611 barriles equivalentes de petróleo/día en 2009, lo que supone un incremento del 0,27% respecto a 2008. Los niveles de producción, aislados los cambios contractuales y regulatorios, aumentaron un 5% respecto a 2008, una vez deducidas las variaciones en Libia (15,4 Kboe/d), por los nuevos contratos aplicados desde agosto 2008 y las restricciones de la OPEP; en Bolivia (-6,7 Kboe/d), por la desconsolidación de Andina; en Ecuador, por la adquisición del 20% de Murphy en el bloque 16 (+5,9 Kboe/d) y la venta del bloque 14 en 2008 (-0,9 Kboe/d); y en Argelia (+1,4 Kboe/d) por efecto en el Production Sharing Contract (PSC) de los precios de crudo de referencia.

En Estados Unidos, hay que destacar el comienzo de la producción de Shenzi a través de una Tension Leg Platform (TLP), con 10 pozos conectados, así como la reentrada en el "manifold K". En Perú comenzó en julio de 2009 la producción de gas del bloque Cashiriari, en el bloque 88. En octubre comenzó en Trinidad y Tobago la producción del campo Savonette, operado por bpTT, mientras que en enero de 2009 empezaron las entregas de gas desde Teak Delta en Teak, Samaan y Poui (TSP).

Producción neta de líquidos y gas natural por área geográfica para 2009 y 2008

	2009			2008		
	Líquidos (mmbbl)	Gas natural (bcf)	Total (mmboe)	Líquidos (mmbbl)	Gas natural (bcf)	Total (mmboe)
España	1	2	1	1	1	1
América del Sur	25	380	93	26	399	97
Trinidad y Tobago	6	277	55	7	275	56
Resto países América del Sur	19	103	38	19	124	41
América del Norte	8	3	9	*	*	*
África	15	24	19	20	21	24
Asia						
Producción total neta	49	409	122	47	421	122

RESERVAS

Al cierre de 2009, 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 1.060 millones de bep, de los cuales 344 millones de bep (32%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 716 millones de bep (68%), a gas natural.

La evolución de las reservas de la compañía en 2009 fue positiva, con la incorporación de 115 millones de bep, destacando Perú (38 millones de bep), Estados Unidos (29 millones de bep) y Libia (12 millones de bep).

Las reservas de la Dirección General de Upstream de Repsol se localizan principalmente en Trinidad y Tobago (41%). Un 38% de las mismas se sitúan en el resto de los países de Sudamérica (Venezuela, Perú, Brasil, Ecuador...), el 14% en el norte de África (Argelia y Libia), el 6% en el Golfo de México (Estados Unidos) y aproximadamente un 1% en España.

INVERSIONES

El área de negocio de Upstream invirtió en 2009 un total de 1.122 millones de euros, lo que supone un descenso del 5% respecto a los 1.184 millones de 2008. El desembolso se destinó sobre todo al desarrollo del campo Shenzi, en Estados Unidos, y a las actividades de exploración en Brasil, el Golfo de México, España y el norte de África.

GAS NATURAL LICUADO (GNL)

Las actividades de GNL comprenden la licuefacción, transporte, comercialización y regasificación de gas natural licuado (GNL), además del negocio de generación eléctrica en España que no acomete Gas Natural SDG 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.

RESULTADOS

El resultado de las operaciones de la actividad de Gas Natural Licuado (GNL) en 2009 fue negativo en 61 millones de euros, frente a los 125 millones obtenidos en el ejercicio anterior. El EBITDA se cifró en 150 millones de euros (173 millones en 2008).

El año 2009 estuvo marcado por la crisis económica mundial, que se reflejó en la evolución de los precios internacionales del gas natural. Tras alcanzar mínimos a finales de 2008, éstos no se recuperaron como en el caso de los precios del petróleo y la gran divergencia entre los índices de referencia de estas dos materias primas se mantuvo a lo largo del ejercicio. La cotización media del Henry Hub, principal índice de referencia del gas natural, fue de 4 dólares/MBtu, lo que supone un descenso del 55,6% respecto a 2008. Este indicador continuó su tendencia descendente hasta bien entrado 2009, cuando alcanzó el mínimo de los últimos 7 años, con un precio de 2,5 dólares por MBtu, y cerró el ejercicio a 5,8 dólares por MBtu.

La caída de la demanda de gas coincidió con la entrada en funcionamiento de nueva capacidad de licuación –pese a la ralentización de los proyectos– y una producción creciente de gas no convencional en algunos países, como Estados Unidos, lo que agudizó el deterioro de los precios de esta materia prima.

En cuanto al mercado de generación eléctrica, el precio medio acumulado del pool eléctrico español fue de 37 euros/MWh en 2009, un 42,6% inferior al registrado en 2008. Este descenso respondió sobre todo a una menor demanda, la caída de los precios internacionales de las commodities y la reducción del coste de los derechos de emisiones de CO₂. El volumen de contratación en el mercado diario en el sistema eléctrico español también fue inferior (238 TWh en 2009, frente a los 266 TWh de 2008).

Los resultados de los negocios que componen el área de GNL están principalmente originados en dólares americanos. La depreciación del tipo de cambio medio de esta divisa frente al euro, del 5,3% respecto al año anterior, tuvo un efecto negativo en el resultado de 2009.

ACTIVOS Y PROYECTOS

El año 2009 se caracterizó principalmente por 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, ampliable a 2.000 millones), 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. La planta entró en funcionamiento en junio de 2009.

Los trabajos de construcción de Canaport LNG, así como de la terminal marítima y los gasoductos en New Brunswick (Canadá) y Maine (Estados Unidos), finalizaron exitosamente. Sólo queda pendiente para el mes de abril de 2010 la terminación del tercer tanque, que permitirá recibir cargamentos de los mayores metaneros diseñados hasta el momento.

Repsol comenzó en 2008 la actividad de marketing en la zona de Nueva Inglaterra y el noreste de Estados Unidos. Dichos mercados se expandieron notablemente en 2009 tras la entrada en funcionamiento de la planta. Adicionalmente, se está comercializando el gas proveniente de la actividad de exploración y producción de Repsol en el Golfo de México. En el área de GNL, Repsol viene desarrollando una política que refuerza su posición competitiva en este negocio, clave para su crecimiento a medio y largo plazo.

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. Éste último es uno de los mayores del mundo, con una capacidad de producción de 5,4 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 (unos 3,2 millones de toneladas/año).

En Perú se está desarrollando el proyecto integrado de gas natural licuado Perú LNG, una de las principales iniciativas del Plan Estratégico 2008-2012, junto con Canaport LNG. Repsol participa desde 2005 en el proyecto con un 20% y cuenta como socios con Hunt Oil (50%), SK (20%) y Marubeni (10%).

El proyecto Perú LNG incluye la construcción y operación de una planta de licuación en Pampa Melchorita, en la que Repsol participa con un 20%, y de un gasoducto que se conectará con el ya existente en Ayacucho. El suministro de gas natural a la planta procederá del consorcio Camisea, también participado por Repsol.

Además, el proyecto contempla la comercialización en exclusiva por parte de Repsol de toda la producción de la planta de licuación, prevista en más de 4,5 millones de toneladas al año. El acuerdo de compraventa de gas suscrito con Perú LNG tendrá 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 las costas mexicanas 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 Perú LNG.

A finales de 2009, los trabajos de construcción de la parte terrestre de la planta de licuación acumulaban un grado de avance del 94%, después de progresar un 26% en el conjunto del año. El grado de progreso de las instalaciones marinas es del 99% y el gasoducto acumula un avance del 98%. Se prevé que esta planta entre en funcionamiento a mediados de 2010. En diciembre de 2007 se establecieron los acuerdos para la financiación del proyecto y el 26 de junio de 2008 se cerró la misma. El primer desembolso de la financiación externa tuvo lugar en noviembre de 2008.

En España, Repsol posee una participación del 25% en Bahía de Bizkaia Gas, S.L. (BBG). Esta sociedad tiene como activo una planta de regasificación con instalaciones de descarga de metaneros de hasta 140.000 m³, dos tanques de almacenamiento de GNL de 150.000 m³ y capacidad de vaporización de 800.000 Nm³/hora. BBG actúa como operador de esta planta, que cuenta con capacidad para regasificar 7 bcma, forma parte del sistema gasista español y es remunerada por la Comisión Nacional de la Energía (CNE) a través de peajes y cánones. La planta está situada en el puerto de Bilbao. En la actualidad, se está evaluando su ampliación con la construcción de un tercer

tanque, también de 150.000 m³, y de la capacidad de regasificación en otros 400.000 Nm³/hora. Durante 2009, la planta de regasificación tuvo una disponibilidad del 95% y un factor de carga superior al 60%, ambos parámetros inferiores a los de 2008, pero superiores a los de la media en España, donde el factor de carga promedio es del 52%.

Asimismo, 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 BBG. 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 2009 una disponibilidad del 95% y un factor de carga inferior al 62%, ambos parámetros por debajo de los de 2008.

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%).

Durante 2009 se llevaron a cabo adquisiciones de sísmica y se procesaron más de 2.000 km², lo que permitió conseguir importantes avances en la estimación de los recursos. En la actualidad se están realizando gestiones y preparativos, tanto contractuales como técnicos, para el estudio de más de 2.300 km² adicionales de adquisición de sísmica para complementar el área actual sujeta a estudio.

Por otra parte, a principios de 2010 se iniciaron los preparativos para la perforación del pozo Garoupa-2, que permitirá contrastar las expectativas de recursos de gas que posee el consorcio en dicho campo.

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. Al mismo tiempo, se han logrado significativos avances en la obtención del servicio a riesgo (Risk Service Contract) y en el respaldo legal para garantizar inversiones en otras áreas para ampliar los recursos potenciales del proyecto.

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 desarrollará 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 servirán para evaluar la viabilidad técnica y económica de la planta de licuación flotante. Se realizarán tres en paralelo con tres 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.

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 12 metaneros. Repsol comercializó en 2009, con el apoyo de la gestión de Stream, un volumen de GNL de 4,5 bcm y gestionó 60 cargamentos procedentes en su mayor parte de Trinidad y Tobago, y con destino principal a España.

En cuanto a la flota al cierre de 2009, Repsol poseía tres metaneros bajo la modalidad de time charter, con una capacidad total de 416.700 m³, así como un cuarto, el *Sestao-Knutsen*, que puede transportar hasta 138.000 m³ de gas y cuya propiedad está compartida al 50% entre Repsol y Gas Natural SDG. La flota se amplió a principios del segundo semestre de 2009 con el nuevo metanero *Ibérica Knutsen*, que también está compartido al 50% con Gas Natural SDG.

Adicionalmente, Repsol firmó en 2007 la contratación, bajo la modalidad de time charter, de cuatro nuevos buques para el transporte de GNL, uno con Naviera Elcano y tres con Knutsen OAS. Los cuatro buques, que empezarán a operar en 2010, tendrán una capacidad nominal de 175.000 m³ de GNL cada uno e incorporarán las últimas tecnologías existentes. Su destino principal será el transporte de las cantidades asociadas al contrato entre Repsol y Perú LNG.

INVERSIONES

El área de negocio de GNL invirtió en 2009 un total de 125 millones de euros, lo que supone un descenso del 48% respecto a los 242 millones de 2008. Esta cantidad se destinó principalmente a la construcción de la terminal de regasificación Canaport LNG y al proyecto de licuación de Perú LNG. Este último ha sido financiado mediante aportes de capital de los socios hasta noviembre de 2008, momento en el que se produjo el primer desembolso de la financiación externa.

MAGNITUDES OPERATIVAS	2008	2009	2009 / 2008 % variación
------------------------------	-------------	-------------	--

Producción neta de GNL (*)

(Bcma)

Trinidad y Tobago	3,6	3,8	5,5
-------------------	-----	-----	-----

(*) Equity gas: no se incluye la producción de GNL de sociedades consolidadas por puesta en equivalencia.

Comercialización de GNL

Cargamentos (nº)	65	60	(7,7)
Volumen comercializado (Bcma)	4,7	4,5	(4,2)

Factor de conversión: 1 Bcma (mil millones m³/año) = 39,68 TBtu.

DOWNSTREAM

El negocio de Downstream del Grupo Repsol consiste en el suministro y trading, refinado, comercialización y transporte de crudo y productos petrolíferos, GLP y productos químicos. Desde el 1 de enero de 2008, la información que se facilita en este apartado se refiere exclusivamente a la Dirección General de negocio de Downstream del Grupo Repsol. 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

El resultado de las operaciones en el área de negocio de Downstream se cifró en 1.022 millones de euros, lo que supone un descenso del 2,48% respecto a los 1.048 millones del ejercicio de 2008. Los factores más destacables en estos resultados son:

- Una reducción del resultado de refinado del 49% respecto a 2008, motivada por la drástica caída de los márgenes internacionales, lo que también llevó a una menor ocupación de las refinerías.
- Una mejora del negocio químico, que, sin embargo, continúa con resultado negativo.
- Un buen comportamiento de los negocios de Marketing y GLP, que, no obstante, no llega a compensar la caída del refinado.
- Un impacto contable de la valoración de los inventarios de 367 millones de euros en 2009, frente a los -495 millones de 2008.

Eliminando el efecto de la valoración de inventarios en los dos últimos ejercicios, el descenso habría sido del 57,5%, desde los 1.543 millones de euros de 2008 hasta los 655 millones de 2009.

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 770.000 barriles de petróleo/día. 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. Asimismo, Repsol posee una participación del 30% en la refinería de Refap (Brasil), que dispone de una capacidad total de 180.000 barriles de petróleo/día (54.000 en consolidación del Grupo Repsol).

Capacidad instalada de refino

Capacidad de refino y configuración (1)	Destilación primaria	Índice de conversión (2)	Lubricantes
	(miles de barriles por día natural)	(%)	(miles de toneladas anuales)
España			
Cartagena	100	-	155
La Coruña	120	66	-
Puertollano	150	66	110
Tarragona	180	44	-
Bilbao	220	32	-
Total Repsol (España)	770	43	265
Perú			
La Pampilla	102	24	-
Brasil			
Refap	54	52	-
Total Repsol	926	41	265

(1) Información presentada de acuerdo con los criterios de consolidación: todas las refinerías reportadas en bases 100 %, excepto Refap (30 %).

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

La actividad y los resultados de la división de Refino en 2009 se vieron fuertemente influenciados por la crisis económica internacional. A pesar de revisar al alza sus previsiones en varias ocasiones durante el ejercicio, la Agencia Internacional de la Energía prevé una disminución de la demanda mundial de petróleo en 2009 del 1,5% respecto a 2008, lo que supone el segundo año consecutivo de descenso de la demanda.

Esta menor demanda provocó una reducción de la oferta de crudos pesados en el mercado, ya que los países productores recortaron su producción, maximizando la de crudos ligeros para poder compensar la reducción de ingresos. Esta menor disponibilidad de crudos pesados en el mercado llevó a un estrechamiento de los diferenciales de crudos pesados y ligeros, presionando a la baja los márgenes de refino, fundamentalmente en aquellos esquemas de alta capacidad de conversión, como los de Repsol.

La menor demanda de crudo vino motivada por la de productos petrolíferos en el entorno de crisis económica y financiera. Esta caída de la demanda fue especialmente drástica en los destilados medios, lo que debilitó notablemente los diferenciales de precio de los mismos con el crudo y acabó influyendo muy negativamente en el margen de refino. Este impacto no pudo ser compensado por la relativa fortaleza de los diferenciales de gasolinas y fuelóleos.

Las refinerías con alta capacidad de conversión, orientadas a maximizar la producción de destilados medios con procesamiento de crudos pesados –como las de Repsol– sufrieron especialmente este deterioro de márgenes durante 2009. El descenso de la demanda y la drástica reducción de márgenes de refino provocó que muchas compañías de refino, especialmente en Estados Unidos y Europa, bajasen su carga y parasen unidades a lo largo de 2009, incluso llegando al cierre total de algunas instalaciones. En este contexto, las refinerías de Repsol gestionadas por la división de Downstream procesaron 35,1 millones de toneladas de crudo, lo que representa un descenso del 12% respecto a 2008. El porcentaje medio de ocupación fue del 73,84% en España, frente al 91,9% del año anterior. Sin embargo, en Perú, el grado de ocupación fue ligeramente superior al de 2008, pasando del 75,17% al 76,72% en 2009.

El índice de margen de refino en España se situó en 2009 en 1,3 \$/bbl (1,53 ponderando por destilación), sensiblemente inferior al de 2008 (7,4 \$/bbl) debido a la debilidad de los destilados medios y al estrechamiento de los diferenciales de crudos pesados-ligeros anteriormente comentado. Los márgenes fueron especialmente bajos en el segundo semestre. En cuanto a Perú, el margen de refino anual se situó en 4,1 \$/bbl, frente a los 5,7 \$/bbl de 2008.

Repsol continúa con su ambicioso plan de inversiones, que incrementará la capacidad de refino, aumentará el nivel de conversión y mejorará la seguridad, el medio ambiente y la eficiencia de sus instalaciones. A medio y largo plazo, la reactivación de la economía mundial, de la que ya se dieron signos positivos en 2009, y que se irá consolidando en 2010, según las previsiones de diversos organismos internacionales, garantiza la rentabilidad de los proyectos emprendidos por la compañía.

La ampliación y aumento de conversión de la refinería de Cartagena, y el proyecto de conversión en la refinería de Petronor (URF) son las piezas claves de este plan. Durante 2009 se avanzó en el desarrollo de los proyectos según los planes establecidos, lo que, en ambos casos, permite mantener la previsión de puesta en marcha de las nuevas instalaciones para mediados de 2011.

En 2009, el Banco Europeo de Inversiones (BEI) concedió a Petronor un préstamo de 400 millones de euros para la construcción y explotación del proyecto URF (Unidad Reductora de Fuelóleo). El primer tramo de la financiación, que asciende a 300 millones de euros, se firmó el 23 de julio.

RIQUEZA Y EMPLEO PARA LA REGIÓN DE MURCIA

La ampliación de la refinería de Cartagena es una de las iniciativas clave del Plan Estratégico 2008-2012. La inversión de 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 2009 se consiguió un gran avance en el proyecto, conforme a lo planificado. La ampliación de la refinería se percibe muy favorablemente por parte del entorno y de las administraciones, ya que es un elemento dinamizador de la Región de Murcia. En el compromiso de Repsol con esta comunidad autónoma, se ha promovido la contratación de empresas locales y el 46% de los trabajadores proceden de esta región. Unas 3.000 personas trabajan ya en las obras, que se prevé que finalicen en 2011. Este proyecto permitirá maximizar la producción de combustibles limpios para el transporte y dará empleo a más de 6.000 personas durante la construcción. Una vez en operación, generará cerca de 700 puestos de trabajo. 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.

Origen del crudo procesado

	<u>2008</u>	<u>2009</u>
Medio Oriente	22%	22%
Norte de África	16%	16%
África occidental	12%	10%
Latinoamérica	24%	27%
Europa	26%	25%
Total	<u>100%</u>	<u>100%</u>

Ventas de productos petrolíferos

	2009	2008
	(miles de toneladas) ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾	
Ventas en Europa	32.970	36.361
Marketing Propio	21.169	23.199
Productos ligeros	17.781	19.336
Otros productos	3.388	3.863
Otras Ventas en el Mercado Nacional	6.222	6.926
Productos ligeros	4.320	4.985
Otros productos	1.902	1.941
Exportaciones	5.579	6.236
Productos ligeros	1.849	1.761
Otros productos	3.730	4.475
Ventas Resto del Mundo	6.459	7.502
Marketing Propio	1.854	2.981
Productos ligeros	1.509	2.412
Otros productos	345	569
Otras Ventas en el Mercado Nacional	3.406	3.196
Productos ligeros	2.443	2.323
Otros productos	963	873
Exportaciones	1.199	1.325
Productos ligeros	659	421
Otros productos	540	904
Ventas totales	39.429	43.863
Marketing Propio	23.023	26.180
Productos ligeros	19.290	21.748
Otros productos	3.733	4.432
Otras Ventas en el Mercado Nacional	9.628	10.122
Productos ligeros	6.763	7.308
Otros productos	2.865	2.814
Exportaciones	6.778	7.561
Productos ligeros	2.508	2.182
Otros productos	4.270	5.379

(1) La información de 2007 incluye Ecuador, Chile y Brasil. En diciembre de 2007 se vendió el negocio de Marketing en Chile; en junio 2008 se vendió el negocio de marketing Ecuador. Por lo tanto, los datos de 2008 no incluyen Chile, e incluyen Ecuador hasta junio. En diciembre de 2008 se vendió el negocio de marketing de Brasil; así pues, los datos de 2009 no incluyen marketing Brasil.

(2) Otras Ventas en el Mercado Nacional incluye ventas a operadores y bunker.

(3) Exportaciones: expresadas desde el país de origen

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 la Dirección General 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 10,1% en 2009 respecto al ejercicio anterior y se situaron en 39.429 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 9,3% y en el resto del mundo, del 13,9%. En cuanto al marketing propio, las ventas de productos claros en España disminuyeron un 8%, mientras que en el resto de países lo hicieron un 22,3% debido a la venta de los negocios de marketing en Brasil y Ecuador.

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 un importante incremento de resultados a la división de Downstream que compensan, parcialmente, la disminución en el refino. Durante 2009 se aplicó con éxito una estricta política de control de riesgo de crédito que tuvo su reflejo positivo en la cuenta de resultados de la división.

A finales de 2009, Repsol contaba con 4.428 estaciones de servicio en los países adscritos a la división de Downstream. En España, la red estaba compuesta por 3.603 puntos de venta, de los cuales el 74% tenía un vínculo fuerte y el 26% eran de gestión propia (un total de 927 estaciones de servicio). En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal (426), Italia (157) y Perú (242).

Los puntos de venta (estaciones de servicio y unidades de suministro) del negocio de Downstream a 31 de diciembre de 2009 eran los siguientes:

Puntos de venta	Controladas por Repsol ⁽¹⁾	Abanderadas ⁽²⁾	Total
España.....	2.656	947	3.603
Perú	118	124	242
Portugal	267	159	426
Italia	49	108	157
Total.....	3.090	1.338	4.428

- (1) Propiedad de Repsol o controlado por Repsol en virtud de contratos comerciales a largo plazo u otros tipos 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 continuó implantando en 2009 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.

La preocupación por el medio ambiente forma parte de la política y de la estrategia de la compañía, que aúna todos sus esfuerzos para desarrollar productos respetuosos con el entorno y de avanzada tecnología. Repsol ha coordinado el Proyecto de Investigación para el Impulso del Biodiésel en España (PIIBE). Con una duración de 4 años y 23 millones de euros de presupuesto, esta iniciativa ha contado con la participación de 15 empresas de diferentes sectores de la industria española y 23 centros de I+D, lo que ha permitido situar a España en la vanguardia de la investigación, el desarrollo y la innovación en el ámbito del biodiésel.

Dentro de la apuesta de Repsol por el respeto al medio ambiente y la tecnología, también destacan los acuerdos con el Ente Vasco de la Energía para crear una

red de recarga de vehículos eléctricos y el convenio marco de colaboración con el Ayuntamiento de Madrid para el desarrollo del uso de Autogas (gas licuado del petróleo para automoción).

Fiel a su compromiso con la sociedad, Repsol continuó impulsando proyectos de integración de personas con capacidades diferentes, que a finales de 2009 ascendían a 237 empleados en el área de Marketing, lo que supone un 3,5% de la plantilla. En 2009 se redoblaron los esfuerzos para extender este compromiso a la red abanderada, gestionada por terceros vinculados con Repsol, al tiempo que se organizaron varios cursos de formación con la colaboración de diversos ayuntamientos para avanzar en el camino de la integración de este colectivo. Repsol recibió en 2009 el VIII Premio Fundación Empresa y Sociedad en la modalidad Discapacidad por trabajar de manera activa en la integración de personas con capacidades diferentes desde 2005.

En julio de 2009, la Comisión Nacional de Competencia (CNC) sancionó a Repsol, Cepsa y BP por fijación indirecta de precios en sus redes vinculadas. La multa a Repsol se cuantificó en 5 millones de euros. La compañía ha presentado dos recursos contra esta resolución de la CNC, uno de ellos por considerar que se han conculcado derechos fundamentales durante la tramitación del expediente. Repsol considera que su conducta es conforme a las normas de competencia, tanto españolas como de la UE, y está convencida de que los recursos presentados le darán la razón.

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 2009 ascendieron a 2.993 miles de toneladas, lo que supone una disminución del 7,1% respecto a 2008. Las ventas totales en España descendieron un 5,8% en comparación con el anterior ejercicio. En

este último país, 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 2009, las ventas a granel representaron el 19%.

Volumen de ventas de GLP	2009	2008
	(miles de toneladas)	
España	1.489	1.623
Latinoamérica	1.316	1.360
Argentina	303	326
Bolivia	10	22
Chile	200	193
Perú	411	408
Ecuador	372	390
Otros ⁽¹⁾	20	21
Resto del mundo	187	240
Total	2.993	3.223
Volumen de ventas de GLP		
Envasado	1.770	1.897
A granel, canalizado y otros (2)	1.222	1.326
Total	2.993	3.223

(1) Brasil

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

Los márgenes comerciales del GLP en 2009 fueron inferiores a los del año anterior, aunque estuvieron por encima de los de ejercicios anteriores gracias al efecto inducido por el rápido descenso de los precios del crudo en el segundo semestre de 2008. Además, el 30 de septiembre, el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo publicó una orden que modifica el sistema de determinación de los precios del GLP envasado. En la nueva fórmula, el precio que se debe aplicar en el siguiente trimestre dependerá en un 25% de los precios internacionales del trimestre que finaliza 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, caso de mantenimiento o crecimiento de los precios internacionales, lo tendrá también en años posteriores.

En Portugal, Repsol distribuye GLP envasado y a granel al cliente final y suministra a otros operadores. En 2009 alcanzó unas ventas de 172.000 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 303.000 toneladas.

En febrero de 2009 se vendió la sociedad National Gaz –hasta entonces, 100% propiedad de Repsol Butano S.A.–, con lo que, a partir de ese mes, se abandonaron las actividades de comercialización de GLP en Marruecos.

MAGNITUDES OPERATIVAS	2008	2009	2009/2008 % variación
Materias procesadas			
<i>(Millones de toneladas)</i>			
Crudo	40,1	35,1	(12,4)
Otras cargas y materias primas	5,2	6,4	22,7
TOTAL	45,3	41,5	(8,4)
Producción			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Destilados medios	20.512	18.922	(7,8)
Gasolinas	7.424	7.090	(4,5)
Fuelóleos	7.361	6.230	(15,4)
GLP	1.060	956	(9,8)
Asfaltos	1.576	1.768	12,2
Lubricantes	212	103	(51,3)
Otros (sin petroquímica)	1.837	1.552	(15,5)
TOTAL	39.982	36.621	(8,4)
Ventas de productos petrolíferos			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Gasóleos / Keroseno	24.242	21.987	(9,3)
Gasolinas	6.996	6.574	(6)
Fuelóleos	7.280	6.127	(15,8)
GLP	3.223	2.993	(7,2)
Resto	5.345	4.741	(11,3)
TOTAL	47.086	42.422	(9,9)
Ventas por zonas			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Europa	38.183	34.646	(9,3)
Resto del mundo	8.903	7.775	(12,7)
TOTAL	47.086	42.422	(9,9)

QUÍMICA

El resultado de las operaciones continuadas de la actividad química, adscrita a la división de Downstream, fue negativo en 223 millones de euros, frente a los 352 millones negativos de 2008. Este resultado se debió a la caída generalizada de la demanda como consecuencia de la grave crisis que viene afectando al sector desde mediados de 2008, especialmente en segmentos donde se concentra un volumen importante de la actividad. Esto provocó tanto las bajas utilidades de las plantas industriales como el deterioro de los márgenes y la disminución de ventas, impactando negativamente en las

cuentas de resultados de las empresas químicas y también en el negocio químico de Repsol.

Las ventas a terceros en 2009 se cifraron en 2,3 millones de toneladas, frente a los 2,6 millones de toneladas de 2008, lo que supone un descenso del 11,4%. En esta coyuntura, Repsol tomó en 2009 una serie de medidas de choque, como un plan agresivo de reducción de costes, optimización y ajustes de la producción de las plantas; y el retraso, a la espera de un entorno más favorable, del proyecto de ampliación del complejo de Sines (Portugal), que fue aprobado en junio de 2008 y cuyo aplazamiento se acordó en febrero de 2009.

Adicionalmente, durante 2009 se llevaron a cabo los trabajos de ampliación del cracker de Tarragona, con lo que se prevé alcanzar una producción de 702.000 toneladas de etileno a principios de 2010.

MAGNITUDES OPERATIVAS (Química)	2008	2009	2009/2008 % variación
Capacidad			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Petroquímica básica	2.679	2.679	0,0
Petroquímica derivada	2.927	2.933	0,2
TOTAL	5.606	5.612	0,1
Ventas por productos			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Petroquímica básica	629	567	(9,8)
Petroquímica derivada	1.973	1.739	(11,9)
TOTAL	2.602	2.306	(11,4)
Ventas por mercados			
<i>(Miles de toneladas)</i>			
Europa	2.348	2.000	(14,8)
Resto del mundo	254	306	20,5
TOTAL	2.602	2.306	(11,4)

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 2009.

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN	Total (miles de toneladas)
Productos petroquímicos básicos	
Etileno	1.320
Propileno	867
Butadieno	202
Benceno	290
Derivados petroquímicos	
Poliolefinas	
Polietileno ⁽¹⁾	875
Polipropileno	520
Productos intermedios	
Óxido de propileno, polioles, glicoles y estireno monómero	1.189
Acrilonitrilo/Metil metacrilato	166
Caucho ⁽²⁾	115
Otros ⁽³⁾	69

(1) Incluye los copolímeros de EVA (etilén vinilacetato) y EBA (etileno butilacrilato).

(2) Incluye 55.000 toneladas de capacidad de producción sita en México.

(3) Incluye derivados del estireno y especialidades.

INVERSIONES

En el área de Downstream, las inversiones ascendieron a 1.649 millones de euros, frente a los 1.545 millones del ejercicio anterior, lo que representa un incremento del 6,7%. 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 a seguridad y medio ambiente.

YPF

Desde que el 1 de enero de 2008 se presentara la nueva estructura organizativa del Grupo Repsol, se informa de las actividades integradas de la cadena de valor (exploración, producción, refino, logística, comercialización y productos químicos) asumidas por YPF y sus filiales desde un punto de vista independiente. En esencia, la gran mayoría de las operaciones, propiedades y clientes de YPF están en Argentina.

RESULTADOS

El resultado de explotación de YPF alcanzó los 1.021 millones de euros en 2009, lo que representa un descenso del 12% respecto a los 1.159 millones del ejercicio anterior. Esta disminución responde fundamentalmente a la crisis internacional, que provocó una reducción de la demanda en el mercado argentino y de las exportaciones, y una reducción de los ingresos procedentes de aquellos productos cuyo precio está relacionado con la cotización internacional del crudo, que incluyen tanto las exportaciones como ciertos productos vendidos en Argentina.

Las inversiones de YPF en 2009 alcanzaron los 956 millones de euros, frente a los 1.508 millones del ejercicio anterior. Cerca del 71% de este desembolso se destinó en 2009 a proyectos de desarrollo de exploración y producción de hidrocarburos.

La producción promedio anual de YPF fue de aproximadamente 572.300 barriles equivalentes de petróleo al día, frente a los 619.000 de 2008, lo que representa una disminución del 8%. Al igual que en 2008, la producción se vio afectada por diversos conflictos gremiales que impidieron alcanzar los niveles máximos de producción. También influyó el descenso de la demanda de gas y el declive natural de los campos, dada su madurez. Sin tener en cuenta los paros, la producción promedio anual hubiese alcanzado los 585.000 barriles equivalentes de petróleo al día.

La implementación de políticas de contención de costes durante el ejercicio permitió detener la inercia al alza de los mismos en los últimos años del orden del 25% y conseguir un descenso cercano al 12% respecto a 2008, lo que supuso un ahorro aproximado de 287 millones de euros.

Los precios internacionales, que en el último trimestre de 2008 registraron una caída pronunciada, se mantuvieron bajos en el primer semestre de 2009, lo que impactó tanto en los precios de ciertos productos en el mercado argentino como en los del exterior. En la segunda mitad del ejercicio se produjo una gradual mejora.

En 2009 tuvo lugar una disminución de la demanda de productos, excepto en las gasolinas destinadas al mercado argentino, como consecuencia fundamentalmente de la crisis internacional, que se dejó notar en la economía local, y de la sequía, que afectó fuertemente al sector agropecuario.

A finales del ejercicio, en presencia de la presidenta de Argentina, Cristina Fernández de Kirchner, y de gobernadores, ministros, intendentes, empresarios y representantes gremiales, el consejero delegado de YPF, Sebastián Eskenazi, presentó el Programa de Desarrollo Exploratorio 2010-2014, cuya meta principal es 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 por aplicación de nuevas tecnologías y el desarrollo de proyectos de gas no convencional, como tight gas y shale gas.

Por otro lado, en el primer semestre del año se efectuó la mudanza a la Torre de Puerto Madero, en Buenos Aires, un proceso impecable que logró mejorar la comunicación interpersonal y la línea de trabajo productivo de más de 2.000 personas.

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

El resultado de explotación de la actividad de exploración y producción de YPF se situó en 795 millones de euros, lo que representa un incremento del 81% respecto al ejercicio anterior. Este aumento se logró gracias a la disminución de los gastos y a los incentivos logrados a través del Programa Petróleo Plus, implementado por la Administración argentina. Los esfuerzos exigidos por dicho programa permitieron continuar con el compromiso asociado de satisfacer los requerimientos de la demanda, que aportó aproximadamente 165 millones de euros al resultado.

En el marco de otro programa de incentivo, esta vez a la producción de gas no convencional, conocido como Gas Plus, YPF obtuvo la aprobación de los proyectos “Formación Lajas Tight Gas” y “Piedras Negras”. En las áreas en asociación, se consiguió la aprobación de proyectos Gas Plus en Aguada Pichana y Lindero Atravesado.

La producción de hidrocarburos de YPF durante 2009 fue de 209 millones de barriles equivalentes de petróleo –un 8% inferior a la de 2008–, de los cuales 111 millones eran líquidos y el resto, gas. Los paros gremiales y la menor demanda de gas en el último tercio del año recortaron la producción en 7,5 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Al cierre de 2009, las reservas probadas de YPF, estimadas de acuerdo con la normativa de la U.S. Securities & Exchange Commission (SEC), ascendían a 1.024 millones de bep, de los cuales 539 millones de bep (53%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 485 millones de bep (47%), a gas natural.

La evolución de las reservas de la compañía en 2009 fue positiva, con la incorporación de 90 millones de barriles equivalentes de petróleo. Las reservas de YPF suponen el 49% del total del Grupo Repsol YPF.

La actividad exploratoria de YPF en Argentina tuvo dos grandes focos en 2009:

► Offshore

Finalizó la campaña de exploración del offshore somero con la perforación de tres pozos en la cuenca del Golfo de San Jorge (bloque M-1) y de otros tantos en la cuenca Austral (bloque E2). Todos ellos fueron abandonados por ser improductivos o no rentables. En aguas profundas se avanzó en la planificación de los dos proyectos que la compañía tiene en cartera: el Proyecto Malvinas, ubicado en los bloques CAA 40 y CAA 46; y el Proyecto Colorado Marina, en el bloque E1.

► Onshore

Áreas tradicionales

Gas No Convencional: se perforó el primer pozo en Argentina con el objetivo de shale gas en la concesión de Loma La Lata, Piloto Shale Gas x-2.

Quintuco: se desarrolló un nuevo concepto exploratorio en áreas tradicionales con el objetivo de encontrar petróleo en la formación Quintuco, donde se perforaron dos pozos en 2009: el primero, La Caverna x-1, situado en el bloque Bandurria, donde YPF participa con un 54,54%, que resultó productivo; y el segundo, La Dolina x-1, ubicado en el área de concesión de Loma La Lata (propiedad 100% de YPF), que resultó descubridor y que se encuentra en evaluación. Adicionalmente, el pozo Piloto Shale Gas x-2, que estaba en curso en enero de 2010, resultó descubridor en la formación Quintuco.

Áreas de frontera

YPF completó el programa de registro sísmico en los bloques exploratorios Tamberías (San Juan) y Río Barrancas (Neuquén); y el de procesamiento sísmico en los bloques Gan Gan y CGSJ-VA (Chubut).

De los 8 sondeos operados por YPF en 2009, se realizaron 3 descubrimientos de petróleo, ubicados en la cuenca Neuquina (La Caverna x-1, La Dolina x-1 y Piloto Shale Gas x-2). La inversión total en exploración ascendió aproximadamente a 101 millones de euros.

En el área internacional, YPF resultó adjudicataria de dos bloques exploratorios en la cuenca de Punta del Este (bloques 3 y 5), en asociación con la filial uruguaya del grupo brasileño Petrobras y la petrolera portuguesa Galp. En dicho consorcio, YPF controla el 40%, mientras que Petrobras posee otro 40% y Galp, un 20%. En el bloque Georgetown Offshore Guayana, en el que YPF Guayana participa con un 30%, se completó la adquisición de 1.850 km² de sísmica 3D.

Como nuevo negocio, destacó en 2009 la firma del acuerdo con Pampa Energía, a partir del cual este grupo asume el compromiso de inversión a cambio de un porcentaje de la producción resultante, a su cuenta y riesgo, en el campo Rincón del Mangrullo.

En cuanto a la actividad de desarrollo de yacimientos, se perforaron 537 pozos de desarrollo, que junto con las actividades de secundaria, reparación e infraestructuras, supusieron una inversión de 519 millones de euros. Se logró una reducción en el coste por pozo del 30% gracias a los avances logrados en las cuatro etapas de construcción de los mismos. Los tiempos operativos de perforación y terminación de pozos se redujeron un 20% respecto al año 2008, con lo que la mejora acumulada desde 2007 supera el 30%. Esta eficiencia de tiempos, junto con el ahorro de costes en las distintas etapas del proceso, permitió incrementar la actividad un 5%.

YPF continuó los estudios de desarrollo integral de los yacimientos más importantes para aumentar significativamente el factor de recobro. Adicionalmente, fruto del trabajo realizado en los últimos años para rejuvenecer campos maduros e identificar nuevas oportunidades, las reservas probadas incorporadas de YPF, en Argentina y otros países, ascendieron a 90 millones de barriles equivalentes de petróleo en 2009.

En la cuenca del Golfo de San Jorge, hay que destacar los resultados obtenidos en los yacimientos Barranca Baya, Manantiales Behr y Lomas del Cuy, donde proyectos de perforación y adecuación de secundaria permitieron revitalizar estos campos.

La actividad en Maurek, en especial en el yacimiento Cañadón Vasco y Cerro Piedra Guadal Norte, también ayudó a la incorporación de reservas probadas. Esta área superará el 100% de índice de reposición de reservas probadas, lo que constituye un importante logro para una cuenca que fue descubierta hace más de 100 años.

En la cuenca Neuquina se continuó con el proyecto piloto de tight gas, en el que una parte de las reservas descubiertas ya ha sido clasificada como reserva probada. La mayor parte del gas contenido en estas arenas se ha categorizado como recurso contingente, a la espera de condiciones económicas favorables. En Argentina se han logrado clasificar como recursos contingentes un total de 512,4 millones de barriles equivalentes de petróleo.

Los cambios en el esquema de explotación de campos en Chihuido La Salina y la ampliación de la recuperación secundaria en Aguada Toledo Sierra Barrosa son otros aspectos reseñables del ejercicio. En el campo El Medanita se inició una prueba piloto de inyección de agua que está arrojando resultados alentadores, lo que supondría el renacimiento de un campo que ha estado varios años inactivo.

En 2009 también se siguió con el plan de extensión de las concesiones en la provincia de Neuquén por diez años (2017-2027) en áreas asociadas, lo que permitió extender los permisos en los yacimientos Aguada Pichana, San Roque y Lindero Atravesado.

Las ventas de gas natural de YPF en 2009 se cifraron en 14,9 millones de m³, lo que representa un descenso aproximado del 10% respecto a los volúmenes comercializados en 2008. La disminución de las ventas se notó sobre todo en

los segmentos de distribuidores e industrias. En Argentina, la cuota de YPF en este mercado se situó en el 37%. El precio medio del gas natural vendido por la compañía disminuyó un 7,5% en 2009, aunque en el segmento de usinas se acordó con la Secretaría de Energía un incremento de precios del 17% respecto al año 2008.

Dentro del programa impulsado por el Gobierno argentino, se operó un barco regasificador de GNL, con lo que se incorporaron al sistema un promedio de 5,6 millones de m³/día de gas (una cantidad un 40% superior a la del ejercicio anterior) y se inyectaron a la red 800 millones de m³ que se utilizaron sobre todo para satisfacer las necesidades de demanda durante el invierno.

Asimismo, en el marco del programa de apoyo al Gobierno argentino, YPF construyó en invierno de 2008 en Buenos Aires la mayor planta de propano-aire del mundo, con una capacidad de abastecimiento de 1,5 millones de m³/día. Esta instalación entró en operación en octubre de 2009 y tiene como objetivo contribuir al suministro de gas durante los picos de demanda invernales en la capital argentina.

REFINO, LOGÍSTICA Y MARKETING

Las refinerías de YPF procesaron 17,6 millones de metros cúbicos de crudo, lo que supone un descenso del 6% en comparación con 2008. Esta disminución se debió principalmente a la menor demanda de gasóleo y a reiterados conflictos gremiales que afectaron a la producción de crudo y a la actividad de ductos y buques, y por tanto, al abastecimiento de las refinerías. Pese a estos condicionantes, a lo largo de 2009 se mantuvo una utilización casi plena de la capacidad instalada de refino gracias a los planes de confiabilidad operativa que se están ejecutando y que permiten alargar los ciclos de mantenimiento de las unidades. Asimismo, se realizaron paradas de mantenimiento programadas en las dos refinerías más grandes. Para reducir al máximo los tiempos de las mismas, se agrupó por primera vez en refinería La Plata la parada de la unidad de destilación atmosférica y de la unidad de destilación de vacío y de

coquización retardada. Esto, unido a una correcta planificación en el manejo de los crudos y productos, permitió minimizar el impacto de las paradas sobre las producciones.

La producción de gasolinas para el mercado interno ascendió a 3,3 millones de metros cúbicos, lo que supone un incremento del 10% respecto al ejercicio anterior y un nuevo máximo en los últimos años. Además, aumentó la calidad de las gasolinas producidas y se pudo satisfacer la creciente demanda del mercado argentino gracias al aprovechamiento de las sinergias con las plantas del complejo químico Ensenada.

Las tres refinerías de YPF, La Plata, Plaza Huincul y Luján de Cuyo, aumentaron en conjunto un 2,5% los rendimientos de gasolinas y gasóleos respecto al ejercicio anterior con la puesta en marcha de la remodelación de la unidad de craqueo catalítico (FCCB) de la primera de estas instalaciones y de otras mejoras operativas. La importación de gasóleo disminuyó significativamente con la aplicación de estas medidas, a las que se sumó una menor demanda de este producto en Argentina.

En 2009 se concretó en la refinería La Plata, por primera vez, la producción de 3.000 m³ de gasóleo con un contenido de azufre inferior a 50 partes por millón (ppm), lo que permitió evitar parcialmente la importación de dicho producto. A partir de octubre se incrementó la comercialización de corrientes pesadas de mayor valor añadido, como IFO (bunker naval).

La actividad logística aumentó en 2009 respecto al año anterior. Se obtuvieron altos niveles de ocupación en el transporte por carretera, así como en el uso de ductos, terminales y puertos. Dentro del compromiso con el desarrollo del país, YPF y Argentina Consorcio de Cooperación Naviero (Naviera Sur Petrolera S.A. y National Shipping S.A.) presentaron la barcaza *Argentina VI*, una embarcación fluvial para el transporte de hidrocarburos construida íntegramente en Argentina, y el remolcador *Barranqueras I*, todo ello dentro del convenio firmado hasta el año 2013 para recuperar la construcción nacional de embarcaciones fluviales para el transporte de hidrocarburos.

Las inversiones de refino y logística se cifraron en 170 millones de euros en 2009 y se mantuvieron en línea con el desembolso del ejercicio anterior. Dicha cantidad se destinó sobre todo a la adecuación de las plantas para la incorporación de FAME (mezcla metílica de ácidos grasos) y etanol a los combustibles, de acuerdo con la regulación vigente para el año 2010. También se avanzó en la instalación de un nuevo horno en el Topping III de la refinería de Luján de Cuyo para incrementar la eficiencia energética y se pusieron en marcha otros proyectos, como el hidrotreamiento de gasóleo en las refinerías de La Plata y Luján de Cuyo, y de gasolina en esta última instalación, para el cumplimiento de especificaciones de calidad; y el aumento de la capacidad del oleoducto Puesto Hernández-Luján de Cuyo para mejorar el abastecimiento de dicha refinería.

Además, hay que destacar la participación de YPF en el Programa Refino Plus, que incentiva el incremento en la producción de combustibles mediante el reconocimiento de beneficios que deben aplicarse a obligaciones fiscales. Esta participación se concretó en proyectos de inversión que tienen por objeto aumentar la oferta de gasóleo y gasolina grado.

A finales de 2009, YPF contaba con 1.632 estaciones de servicio, de las cuales gestionaba directamente 168. Durante el ejercicio se empezó a aplicar la nueva imagen en los puntos de venta con el objetivo de unificar y potenciar la imagen integral de la red bajo los conceptos de modernidad y racionalismo.

Los precios en el mercado doméstico fueron adaptándose paulatinamente a los internacionales y a los de los países limítrofes.

YPF empezó a comercializar en 2009 un nuevo combustible, el YPF D. Eurodiesel, lo que convirtió a la compañía en la primera en sacar al mercado un combustible de bajo contenido en azufre (menos de 50 partes por millón), el recomendado para todos los motores de alta gama con motorización EURO IV.

Según lo estipulado por la ley 26093 de Biocombustibles, el 1 de enero de 2010 entró en vigor la obligación de comercializar gasolinas con un 5% de volumen de bioetanol y gasóleo con un 5% de volumen de biodiesel (FAME). Para tal fin, durante 2009 se implementó el programa Agua Cero para adecuar las instalaciones de la red de estaciones de servicio y clientes finales a la recepción de estas mezclas.

En julio de 2009 se inauguró en la localidad de San Antonio de Areco (Provincia de Buenos Aires) el primer centro YPF Directo, en el que se ofrecen en un mismo lugar todos los productos agrícolas e industriales. Como hito curioso, se construyó en Jujuy la estación de servicio Paso de Jama, que se encuentra a más de 4.000 metros sobre el nivel del mar.

La venta de asfaltos en Argentina alcanzó en 2009 un volumen anual récord de 235.000 toneladas, con una cuota de mercado histórica del 59% en el mes de julio.

Las áreas de refino, logística y marketing obtuvieron un resultado de 218 millones de euros en 2009, mientras que las inversiones en este ámbito ascendieron a 178 millones de euros.

QUÍMICA

El resultado operativo del negocio químico fue de 92 millones de euros, lo que supone un descenso del 42% en comparación con el récord obtenido en 2008. Esta disminución se explica fundamentalmente por los efectos de la crisis económica, que influyó con fuerza en la demanda local, regional y global de los principales productos petroquímicos y fertilizantes. Durante el primer trimestre, incluso se tuvo que interrumpir temporalmente la actividad de las unidades de metanol, anhídrido maleico, alquilbenceno lineal (LAB), ciclohexano y solventes.

Desde la perspectiva comercial del negocio químico, se mejoró notablemente el mix de ventas de aromáticos y metanol, incrementando las ventas en Argentina en un 75% respecto al año 2008, como alternativa a la contracción del mercado exterior. Además, se desarrollaron mercados alternativos para refinado parafínico.

Se adjudicó el proyecto de Reformado Catalítico Continuo (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 hidrotreamiento de gasolinas y gasóleos en 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.

GAS NATURAL SDG

Repsol controla el 30% de Gas Natural SDG. Teniendo en cuenta esta participación, Gas Natural SDG aportó a Repsol un resultado de explotación de 748 millones de euros en 2009, lo que supone un incremento del 34,8% respecto al ejercicio anterior. El EBITDA del ejercicio alcanzó los 1.232 millones de euros, frente a los 848 millones de euros de 2008, lo que representa un alza del 45,3% que responde, en gran parte, a la incorporación de Unión Fenosa desde el 30 de abril de 2009.

Estos resultados se dieron en un contexto de contracción de la demanda energética y de significativos niveles de volatilidad de los precios energéticos, de los mercados de divisas y financieros. Por el contrario, se registró un crecimiento de los resultados provenientes de las actividades reguladas y se mejoraron los niveles de eficiencia en la gestión de la cartera global. Los resultados obtenidos en este escenario ponen en valor el modelo de negocio de Gas Natural SDG, basado en un adecuado equilibrio entre los negocios regulados y liberalizados en los mercados gasista y eléctrico. A través de su participación del 30% en Gas Natural SDG, Repsol participa en toda la cadena de valor del gas, desde el aprovisionamiento hasta la distribución y comercialización, un negocio al que se ha sumado la electricidad tras la compra de Unión Fenosa por parte de Gas Natural SDG.

Desde el 30 de abril de 2009 se consolidan por integración global Unión Fenosa, S.A. y sociedades dependientes. En consecuencia, la cuenta de resultados consolidada incorpora las operaciones de Unión Fenosa solamente desde esa fecha. En septiembre de 2009 concluyó el proceso de fusión de Gas Natural SDG, S.A. con Unión Fenosa, S.A. y Unión Fenosa Generación, S.A. tras la admisión a cotización de las acciones emitidas en canje para los accionistas de Unión Fenosa, S.A., dejando esta última sociedad de cotizar en el Mercado Continuo.

Distribución de gas en España

Las ventas de la actividad regulada de gas en España, que agrupa el suministro de gas a tarifa hasta el 30 de junio de 2008 y los servicios de acceso de terceros a la red, tanto de distribución de gas como de transporte secundario, se situaron en 229.585 GWh, lo que supone un descenso del 15%. Esta disminución tiene en cuenta regularizaciones por cese de actividad en el mercado residencial. Los servicios de distribución y transporte secundario para el acceso de terceros a la red descendieron un 10,3% debido a la menor actividad industrial y alcanzaron los 229.559 GWh. De éstos, 91.862 GWh (-22,5%) corresponden a servicios realizados para terceros y el resto, 137.697 GWh (+0,3%), a la comercialización de Gas Natural SDG como principal operador en el mercado liberalizado de gas.

Gas Natural SDG continúa con la expansión de su red de distribución, que alcanzaba los 47.597 kilómetros a 31 de diciembre de 2009. Sin contar el efecto de las desinversiones en Cantabria y Murcia, se alcanzarían los 50.697 kilómetros y 33 nuevos municipios en 2009. El número de puntos de suministro alcanzó al cierre del ejercicio los 5.698.000, una vez descontadas estas desinversiones. Se incrementó en 101.000 puntos de suministro en los últimos doce meses, un 37,3% inferior al mismo período del año anterior, fundamentalmente por el menor volumen de construcción de nuevas viviendas y por el efecto de las desinversiones en Cantabria y Murcia.

A 31 de diciembre de 2009, se materializó la venta de los activos de distribución de gas en baja presión en la Comunidad Autónoma de Cantabria y en la Región de Murcia, que engloban 2.611 kilómetros de redes de distribución en baja presión y 256.000 puntos de suministro, que suponen 3.500 GWh anuales de gas; la mayor parte de las redes distribución de alta presión en el Principado de Asturias, Cantabria y el País Vasco, con un total de 489 kilómetros de redes, que vehiculan 7.500 GWh anuales de gas; así como la actividad de comercialización doméstica y de pequeñas y medianas empresas de gas, electricidad y servicios en dichas comunidades, que suman aproximadamente 210.000 clientes de gas, 4.000 de electricidad y 67.000 contratos de servicios energéticos. El 19 de diciembre de 2009, Gas Natural

SDG acordó la venta de 504.000 puntos de suministro y aproximadamente 400.000 clientes de gas en la Comunidad Autónoma de Madrid. El acuerdo se encuentra sujeto a la aprobación por parte de las autoridades competentes esperando su cumplimiento en el primer semestre de 2010.

Distribución de gas en Italia y Latinoamérica

El 3 de julio de 2008, Gas Natural SDG adquirió el grupo de distribución de gas Pitta Costruzioni, que opera en la región de Puglia, en el sur de Italia. El grupo comprado tiene una licencia para distribuir gas natural en 11 municipios, donde cuenta con 15.000 clientes y una red de distribución de 393 kilómetros. Tras completar esta operación, Gas Natural SDG ha ampliado su área de distribución en Italia y alcanza los 187 municipios de 8 regiones: Molise, Abruzzo, Puglia, Calabria, Sicilia, Basilicata, Campania y Lazio. En Italia, Gas Natural SDG alcanzó la cifra de 414.125 puntos de suministro en el negocio de distribución de gas, tras incorporar 23.033 nuevos puntos de suministro en 2009. La actividad de distribución de gas se situó en 3.495 GWh, con un aumento del 19,2% respecto a 2008.

En Latinoamérica, la actividad de distribución de gas tiene lugar en Argentina, Brasil, Colombia y México. En 2009 se alcanzó la cifra de 5,42 millones de puntos de suministro de distribución de gas en esta región. Durante el ejercicio se mantuvieron las elevadas tasas de crecimiento interanual, con un incremento de 169.164 puntos de suministro, sobre todo en Colombia, donde se registró un aumento de 105.197 puntos y se superaron los 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, se cifraron en 169.612 GWh, con una reducción del 18,6% respecto a las ventas registradas en el ejercicio anterior. Este descenso generalizado se produjo básicamente en los mercados de generación eléctrica e industrial. La red de distribución se incrementó en 1.119 kilómetros en 2009, hasta alcanzar los 62.315 kilómetros, lo que supone un crecimiento del 1,8%.

Distribución de electricidad

En España, este negocio de Gas Natural SDG 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. La demanda de energía en los mercados asociados a la red de distribución presenta un comportamiento similar al registrado a nivel nacional, con una disminución del consumo, lo que pone de manifiesto la correlación del consumo eléctrico con la actividad económica.

El negocio en Moldavia consiste en la distribución regulada de electricidad y comercialización a tarifa de la misma en el ámbito de la capital y zonas del centro y sur del país.

En Latinoamérica, corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia, Guatemala, Nicaragua y Panamá. Las ventas de la actividad de electricidad alcanzaron los 12.054 GWh en 2009, mientras que la cifra de clientes superó los 4,1 millones, con especial relevancia en Colombia.

Producción de electricidad

La demanda eléctrica en España sufrió una importante caída como consecuencia de la recesión económica, sobre todo la de la actividad industrial. La demanda peninsular en 2009 (251.509 GWh) fue un 4,5% inferior a la de 2008. La producción eléctrica peninsular de Gas Natural SDG se situó en 28.728 GWh, lo que representa un incremento del 57,4% debido a la incorporación de Unión Fenosa. De esa cifra, 26.694 GWh correspondieron a la generación en Régimen Ordinario (+30%). La generación en Régimen Especial, que alcanzó la cifra de 2.034 GWh, aumentó un 124,8%.

La producción hidráulica alcanzó los 1.849 GWh como consecuencia de las características hidrológicas de 2009. La producción nuclear fue de 2.908 GWh.

En cuanto a la térmica, por la menor demanda y el crecimiento del Régimen Especial, se redujo la producción con carbón. La generación de electricidad con ciclos combinados se cifró en 21.192 GWh, lo que supone un crecimiento del 22,2% que se debe a la incorporación de Unión Fenosa.

La comercialización de electricidad incluye la comercialización en mercado liberalizado, la comercialización de último recurso y el suministro previo a tarifa. Las ventas al mercado liberalizado alcanzaron una cuota de comercialización del 16,6%. Respecto a la comercialización de último recurso, en vigor desde el 1 de julio de 2009, las ventas se situaron en 6.452 GWh, y en 9.857 GWh el suministro previo a tarifa.

En cuanto a México, Gas Natural SDG dispone de centrales de ciclo combinado con una potencia conjunta de 3.803 MW, además de un gasoducto de 54 kilómetros de longitud. La energía generada en 2009 fue de 20.921 GWh, lo que supone un aumento que responde a la incorporación de las centrales de Unión Fenosa. Continúa la construcción de la central de ciclo combinado de Norte, en el estado de Durango, con un grado de avance del proyecto del 97,4%, de acuerdo con la planificación programada. Esta central de 450 MW se adjudicó el 6 de marzo de 2007 y tiene prevista su entrada en operación comercial en el primer trimestre de 2010.

El 24 de diciembre de 2009, Gas Natural SDG alcanzó un acuerdo con Mitsui & Co., LTd y Tokio Gas Co., Ltd para la desinversión de parte de su negocio de generación de electricidad en México. Esta operación, que está pendiente de la aprobación por parte de las autoridades mexicanas y se prevé materializar en el primer semestre de 2010, supone desprenderse de 2.233 MW de capacidad instalada.

Gas Natural SDG también cuenta con activos de generación de electricidad en Puerto Rico, Costa Rica, Panamá, República Dominicana y Kenia, donde la energía generada durante el año se cifró en 4.476 GWh. La producción en la central de Puerto Rico disminuyó un 8%, mientras que en la República Dominicana, Kenia, Costa Rica y Panamá aumentó gracias principalmente a la

finalización de la construcción de la ampliación de la central existente de 58 MW de capacidad instalada en Kenia, que entró en operación comercial en el tercer trimestre de 2009, y a la entrada en operación comercial de la central hidráulica de Algarrobos, en Panamá, durante el segundo semestre de 2009.

El pasado 9 de diciembre de 2009 se materializó la venta de Empresa de Energía de Pacífico S.A. ESP. (EPSA). Todas las magnitudes económicas han sido reclasificadas como actividades interrumpidas y no se incluyen en esta información.

Proyectos de regasificación

La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz representó un volumen total de 109.230 GWh, con un descenso del 18,2%. De esta cifra, 80.525 GWh fueron transportados para Gas Natural SDG a través de la sociedad Sagane y 28.705 GWh para Portugal y Marruecos. La menor demanda energética en la Península Ibérica, junto a la optimización del balance de oferta-demanda de la compañía, dio lugar a un menor volumen de gas transportado y, consecuentemente, a un menor nivel de utilización del gasoducto Magreb-Europa.

En cuanto a los proyectos de desarrollo de dos terminales de regasificación en Italia (Trieste-Zaule y Taranto), se continúa avanzando en la tramitación y aprobación de los diferentes permisos necesarios.

La comercialización de Gas Natural SDG en el mercado liberalizado alcanzó los 182.299 GWh, con un descenso del 19,3% respecto al ejercicio anterior debido a un menor consumo de gas para la generación de electricidad en ciclos combinados como consecuencia de la disminución de la demanda energética, los bajos precios del pool y el descenso de la actividad económica.

Adquisición de Unión Fenosa

El 11 de febrero de 2009, la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) autorizó la adquisición de Unión Fenosa, S.A. sujeta a los compromisos presentados por Gas Natural SDG, que incluían la desinversión de 600.000

puntos de distribución de gas y aproximadamente 600.000 clientes conectados a dichas redes, 2.000 MW de generación con ciclos combinados en funcionamiento en España y la participación en Enagás, así como diversos compromisos relativos al gobierno corporativo en Cepsa y en Unión Fenosa Gas Comercializadora.

Dichos activos tienen un valor relevante y su desinversión se está realizando con los recursos necesarios para una operación autónoma por parte de los futuros compradores. Además, estas desinversiones son consistentes con la estructura prevista de la operación y permiten mantener el modelo de convergencia de gas y electricidad que Gas Natural SDG persigue con la integración de Unión Fenosa.

Siguiendo los términos del acuerdo firmado el 30 de julio de 2008, Gas Natural SDG adquirió a ACS el 26 de febrero de 2009 el resto de su participación, alcanzando el 50% en Unión Fenosa, y formuló la correspondiente Oferta Pública de Adquisición de acciones (OPA) con carácter obligatorio sobre la totalidad de las acciones de Unión Fenosa, S.A. conforme con lo establecido en la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, y el RD 1066/2007.

El 21 de abril de 2009, la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) comunicó el resultado de la Oferta, cuyo plazo de aceptación terminó el 14 de abril de 2009. La Oferta fue aceptada por acciones representativas del 34,8% del capital social de Unión Fenosa, S.A. y del 69,5% de los derechos de voto a los que la Oferta se dirigía de forma efectiva.

Como consecuencia de la liquidación de la Oferta y de la liquidación de los instrumentos financieros suscritos con diversas entidades bancarias en relación con acciones de Unión Fenosa, S.A., Gas Natural SDG alcanzó el 95,2% del capital social de Unión Fenosa, S.A.

Las Juntas Generales de Accionistas de Gas Natural SDG, S.A. y de Unión Fenosa, S.A., celebradas el 26 y el 29 de junio de 2009, respectivamente, aprobaron la operación de fusión por absorción de Unión Fenosa, S.A. y Unión

Fenosa Generación, S.A. por parte de Gas Natural SDG, S.A., mediante disolución sin liquidación de las sociedades absorbidas y la transmisión en bloque de todo su patrimonio a Gas Natural SDG, S.A.

El proyecto de fusión aprobado contemplaba una ecuación de canje de tres acciones de Gas Natural SDG, S.A. por cada cinco acciones de Unión Fenosa, S.A. y contaba con el informe favorable del experto independiente designado por el Registro Mercantil de Barcelona.

La finalización de la fusión en septiembre de 2009 supuso la culminación del proceso de adquisición iniciado en julio de 2008 y la consecución del objetivo de integrar los negocios de gas y electricidad en una compañía con larga experiencia en el sector energético, capaz de competir de forma eficiente en unos mercados sometidos a un proceso de creciente integración, globalización y aumento de la competencia. Tras la operación, el grupo energético tiene presencia en 23 países, cuenta con más de 20 millones de clientes y con una potencia instalada de 17.861 MW, de los cuales 7.322 MW son ciclos combinados en España y 4.057 MW en el exterior.

Financiación de la operación⁽¹⁾

A principios de abril de 2009, Gas Natural SDG cerró la sindicación del préstamo para la financiación de la operación y la refinanciación de la parte de la deuda actual de Gas Natural SDG y Unión Fenosa con 27 entidades participantes por 18.260 millones de euros. En la actualidad, el número de entidades participantes alcanza las 53.

Asimismo, para garantizar una estructura financiera sólida y flexible, Gas Natural SDG realizó una ampliación de capital por 3.502 millones de euros en el mes de marzo de 2009 que fue totalmente suscrita y desembolsada. En abril, los fondos netos procedentes de la ampliación de capital por importe de 3.401 millones de euros fueron destinados a la amortización parcial del préstamo.

(1) Las magnitudes expresadas en este apartado corresponden al 100% de Gas Natural SDG.

Asimismo, al objeto de optimizar la estructura financiera y el calendario de vencimientos, Gas Natural SDG cerró en junio de 2009, octubre de ese mismo año y enero de 2010 diversas emisiones de bonos en el euromercado por un importe total de 6.950 millones de euros.

La aplicación del importe neto de la ampliación de capital, junto con el nivel de aceptación de la OPA inferior al 100% (788 millones de euros) y las cantidades amortizadas por los importes equivalentes a las ventas de activos y las emisiones de bonos de 2009 (4.750 millones de euros) redujeron el préstamo inicial hasta 7.510 millones de euros a 31 de diciembre de 2009. Descontando las emisiones de bonos de enero de 2010 (2.200 millones de euros), el cobro de las ventas de activos comprometidas en 2009, el préstamo se situaría en 3.313 millones de euros.

Desinversiones⁽²⁾

De acuerdo con los compromisos adquiridos ante la Comisión Nacional de la Competencia (CNC), Gas Natural SDG ha desinvertido o tiene comprometido desinvertir 3.600 millones de euros en activos, cumpliendo con el compromiso anunciado. Adicionalmente, está pendiente la desinversión regulatoria de 2.000 MW de ciclos combinados en España.

En cuanto al capítulo de desinversiones ya materializadas, por cerca de 2.000 millones de euros, se encuentran las ventas de determinadas participaciones financieras (Cepsa, Red Eléctrica Española, Isagén, Enagás e Indra), la venta de 256.000 puntos de suministro de gas en España y la venta de la participación en la empresa colombiana Empresa de Energía del Pacífico, S.A. ESP (EPSA).

Las desinversiones comprometidas superan los 1.600 millones de euros y son la venta de 504.000 puntos de suministro de gas en la Comunidad Autónoma de Madrid y la venta de determinados activos energéticos en México.

(2) Las magnitudes expresadas en este apartado corresponden al 100% de Gas Natural SDG.

En julio de 2009 se cerró la emisión de bonos en dos tramos a cinco y diez años por importe de 2.000 y 500 millones de euros, respectivamente.

En octubre de 2009, Gas Natural SDG cerró tres emisiones de bonos en tres tramos en el euromercado a tres, siete y doce años por importes de 500, 1.000 y 750 millones de euros, respectivamente. En enero de 2010 cerró otras tres emisiones de bonos en tres tramos a cinco, ocho y diez años por importe de 650, 700 y 850 millones de euros, respectivamente.

Inversiones

Teniendo en cuenta el 30% de Gas Natural SDG controlado por Repsol, las inversiones durante el ejercicio alcanzaron los 5.060 millones de euros, frente a los 894 millones de 2008. El aumento responde a la incorporación de las inversiones de Unión Fenosa, principalmente en generación y distribución de electricidad.

ÁREAS CORPORATIVAS

GESTIÓN DE PERSONAS

Al cierre de 2009, Repsol contaba con una plantilla consolidada de 41.014 personas. De este volumen, un total de 33.633 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 33 países y se concentran en España (50%) y Argentina (36%). También destaca la presencia en países como Portugal (4%), Perú (3%), Ecuador (2%), Brasil (1%) y Trinidad y Tobago (1%). El 50,6% de los trabajadores se concentran en el área de Downstream; el 7,6%, en Upstream y GNL; el 35,4%, en YPF; y el 6,4%, en áreas corporativas. El 1% de la plantilla corresponde a personal directivo; el 7%, a jefes técnicos; el 43%, a técnicos; el 5%, a administrativos; y el 44%, a operarios. El empleo de carácter fijo supone el 91% del total y las mujeres representan un 26% del conjunto de la plantilla.

Cambio de la estructura organizativa

En febrero de 2009, el Consejo de Administración aprobó una serie de cambios en el primer nivel directivo de la compañía, con el objetivo de simplificar y concentrar el equipo directivo, favorecer la coordinación entre los negocios estratégicos de Repsol y mejorar la eficiencia de los procesos de gestión.

Los principales cambios fueron:

1. Reducción de tres Direcciones Generales.
2. Integración de la Dirección Ejecutiva GNL en la Dirección General Upstream.

3. En la Dirección General Económico-Financiera se crea la Dirección Corporativa Económico-Fiscal y la Dirección Corporativa Financiera pasa a tener dependencia directa del Director General.
4. En la Dirección General de Secretaría General y del Consejo de Administración se crea la Dirección de Relaciones Institucionales y Responsabilidad Corporativa.
5. Creación de la Dirección Corporativa de Comunicación y Gabinete de Presidencia, con dependencia de la Presidencia Ejecutiva.
6. Creación de la Dirección General de Personas y Organización, que sustituye a la anterior Dirección General de Recursos Humanos e incluye la Dirección Corporativa de Desarrollo Directivo y la Dirección de Sistemas de Información.

La nueva Dirección General de Personas y Organización nace con el reto de dar un nuevo impulso a la organización humana y a las formas de trabajo de la compañía, orientándose a los siguientes objetivos:

- Garantizar que los equipos humanos, los sistemas y los modelos organizativos son los adecuados para hacer realidad la estrategia de la compañía y asegurar el máximo nivel de eficiencia.
- Favorecer el desarrollo profesional y personal de todos los que integran Repsol YPF.

Diversidad, igualdad de oportunidades y conciliación

En 2009, el Comité de Diversidad y Conciliación de Repsol decidió seguir desarrollando los programas existentes de teletrabajo y capacidades diferentes, e impulsar su aplicación en todos los países en los que opera la compañía, adecuándolos según las necesidades del entorno. Además, se iniciaron nuevos proyectos relacionados con la jornada laboral, la gestión del tiempo y la adaptación de las instalaciones.

Las mejoras introducidas desde el inicio del Programa de Diversidad y Conciliación en 2007 ya se reflejaron en la última encuesta de clima laboral, en la que los empleados valoraron positivamente los esfuerzos de la compañía y su compromiso con dicho programa.

Repsol firmó en 2009 el Charter de Diversidad, con el que la compañía se compromete públicamente a fomentar los principios fundamentales de igualdad; el comportamiento de respeto al derecho de la inclusión de todas las personas en el entorno laboral y en la sociedad independientemente de sus perfiles diversos; el reconocimiento de los beneficios que brinda la inclusión de la diversidad cultural, demográfica y social en su organización; la implementación de políticas concretas para favorecer un entorno laboral libre de prejuicios en materia de empleo, formación y promoción, así como el fomento de programas de lucha contra la discriminación hacia grupos desfavorecidos.

Las actuaciones de la compañía en 2009 en el ámbito de la diversidad se centraron en dos ejes fundamentales: el impulso del programa de integración de personas con capacidades diferentes y las acciones encaminadas a garantizar la igualdad de oportunidades de todos los empleados.

Entre las iniciativas más importantes desarrolladas en 2009 destaca la edición del *Libro Blanco de la Contratación de Personas con Capacidades Diferentes. De las palabras a los hechos*. Se trata de la primera publicación de esta índole que elabora una empresa en Europa y se inscribe en el marco de los valores de la compañía y su compromiso con la sociedad.

En junio de 2009, Repsol recibió el Premio Fundación Empresa y Sociedad en la modalidad de Discapacidad por trabajar de manera activa en la integración de personas con capacidades diferentes y, actualmente, constituye un referente para otras compañías.

Tras el éxito del proyecto en España, los esfuerzos se han dirigido a extender esta política a todos los países en los que opera la compañía. A 31 de diciembre de 2009, el número total de trabajadores de Repsol con discapacidad era de 544: en España 357 personas por contratación directa, más 47 por medidas alternativas (2,21% de la plantilla, de acuerdo al cómputo legal), 108 en Argentina, 10 en Perú, 14 en Ecuador y 8 en Portugal. En otros países como Brasil, Estados Unidos y Venezuela también se están impulsando acciones para integrar en la plantilla a personas con capacidades diferentes.

Por otro lado, Repsol YPF sigue impulsando medidas de conciliación, ya que es una compañía que valora, promueve y facilita el equilibrio entre la vida personal y profesional de sus empleados. En 2009 se reforzó este enfoque, incorporando la promoción de la conciliación al estilo de gestión de la compañía y fomentando el papel de los jefes como impulsores del cambio, sirviendo de ejemplo para sus equipos.

La compañía ha ampliado y mejorado sus medidas de conciliación en distintos países, adaptándolas al entorno legislativo y social, con el objetivo de poner a disposición de los empleados un abanico de opciones que favorezcan su conciliación en el día a día y en situaciones especiales, con la flexibilidad deseada.

Tras los buenos resultados de la prueba piloto realizada en 2008, el Programa de Teletrabajo, que se desarrolló en 2009 en varias etapas, incluía al cierre del ejercicio a 362 empleados en España, 140 en Argentina y 14 en Portugal.

El colectivo de teletrabajadores en España estaba compuesto en un 34% por hombres y un 66% por mujeres, provenientes de prácticamente todas las áreas de la compañía y de todos los grupos profesionales. El 48% tenía edades comprendidas entre los 35 y los 44 años, y las modalidades más utilizadas eran las de uno o dos días semanales.

El teletrabajo en Argentina se puso en marcha en colaboración con el Ministerio de Trabajo, lo que convirtió a YPF en la primera empresa del país en disponer

de esta nueva modalidad laboral y en incorporarla a su convenio colectivo. Por este avance, YPF obtuvo la Mención de Honor del Premio “Hacia una empresa familiarmente responsable”, otorgada por la Fundación Proyecto Padres.

Las iniciativas de Repsol YPF en materia de igualdad de género se centran en la igualdad de retribución y en la promoción de mujeres de alto potencial. La presencia cada vez mayor de mujeres en la compañía gracias a las acciones emprendidas en distintos ámbitos es una muestra de ello. Por ejemplo, el 46% de las nuevas incorporaciones de 2009 fueron mujeres, y en los últimos años ha aumentado el número de directivas en un 25%.

La atracción de los mejores

El año 2009 estuvo marcado por un refuerzo de las acciones orientadas a la implantación de nuevas técnicas de selección y al planteamiento de las acciones de atracción desde la perspectiva del marketing de empleo.

La compañía se nutre básicamente de talento joven, interesado en aprovechar las oportunidades de carrera que puede brindar Repsol YPF. Cerca del 80% de las nuevas incorporaciones a la compañía en 2009 eran personas menores de 35 años, y uno de los objetivos era difundir más los valores de la compañía como elemento de atracción. Para ello, la organización reforzó su presencia en la Universidad a través de su participación en foros de empleo (10 presenciales y dos online).

También se ha continuado el apoyo al Programa de Becas “Impulsa”, dirigido a estudiantes de los últimos años de carrera. En 2009 participaron 37 becarios de Madrid, a los que se ofreció formación online en idiomas, competencias y habilidades.

Además, en 2009 se consolidó el canal de empleo en repsol.com entre los usuarios que buscan trabajo, con un promedio de 2.000 accesos y consultas a cada oferta.

Repsol fue reconocida en 2009 por la población como mejor empresa para trabajar según el estudio de MercoPersonas. También su cultura corporativa fue reconocida en el monitor Top Employer.

Desarrollo de las personas

Repsol YPF combina la necesidad como organización de disponer de las competencias y capacidades adecuadas, y adquirir de forma planificada las que necesitará en el futuro, con el compromiso de ofrecer a las personas que integran la compañía oportunidades atractivas de desarrollo profesional.

Sus políticas y programas de formación, movilidad, evaluación, etc. permiten gestionar las trayectorias de las personas en la organización de manera integrada, garantizando la igualdad de oportunidades de todos los empleados, con independencia de su origen, género, edad...

La movilidad interna en Repsol está planteada como una oportunidad de desarrollo profesional de los empleados. En 2009 se ha potenciado más el enfoque transversal, mediante la gestión de bancos de talento, mesas de movilidad y búsquedas proactivas, lo que ha hecho posible que en el ejercicio se produjeran un total de 5.316 movilidades.

En cuanto a promociones y nombramientos, 2.549 personas vieron modificada su clasificación profesional en 2009 (1.849 promociones y 700 nombramientos).

Otras acciones destacadas de 2009, orientadas a detectar el talento y a favorecer el desarrollo de los empleados, son:

- Desarrollo de una nueva herramienta para el sistema People Review – identificación y desarrollo del talento–, adaptándola también para la evaluación de personal de convenio, lo que permite la identificación de máximos referentes técnicos.

- Programa de Development Center, en el que participaron 162 profesionales en 2009. Estas sesiones sirvieron para detectar e identificar el talento dentro de la compañía.

- Continuidad del programa de competencias técnicas e itinerarios formativos, que está permitiendo la gestión homogénea y eficaz del talento técnico desde una plataforma de conocimiento común para todos los empleados.

- Lanzamiento de un proceso para la definición de planes de desarrollo individual y una propuesta para el reconocimiento de titulaciones.

► Carrera internacional

En Repsol trabajan profesionales de más de 60 nacionalidades. En 2009, 755 desarrollaban su actividad en países distintos a los de su origen de contratación y conforman el colectivo de expatriados.

En 2009, los esfuerzos se concentraron en la gestión del grupo internacional de profesionales del área de exploración, formado por 118 personas de perfiles claves para el negocio de Upstream.

Como fruto de su experiencia en gestión de expatriaciones, Repsol ostenta la presidencia del Foro Español de Expatriación (FEEX), un espacio en el que 25 empresas multinacionales españolas debaten sobre la gestión de las asignaciones internacionales de sus empleados. Este foro presentó a la Cámara de Comercio el *Libro Blanco de Medidas de Apoyo a las Personas en los Procesos de Internacionalización de las Empresas*.

► Nuevas mejoras en la evaluación del desempeño

El sistema de retribución variable de los profesionales de Repsol YPF, denominado Gestión por Compromisos (GxC), cumplió en 2009 su

cuarto ejercicio. Este sistema valora y recompensa la contribución de los empleados hacia el logro de objetivos establecidos anualmente, además de los comportamientos que la compañía considera claves: responsabilidad y orientación a resultados, espíritu emprendedor y excelencia, colaboración, desarrollo de personas y reconocimiento en función de méritos.

Gestión del conocimiento

Repsol YPF se encuentra inmersa en un momento de cambio para adaptarse a las necesidades de un mercado competitivo que exige una innovación constante a través de la creación de valor y de capacidades innovadoras en la organización mediante técnicas y herramientas de gestión del conocimiento.

En 2009 se continuaron creando nuevas comunidades de práctica que, junto a las ya existentes, integran a unas 22.000 personas de toda la compañía. También se continuó con los proyectos de retención del conocimiento de empleados y su transferencia a otros. La metodología aplicada se apoya fundamentalmente en la recopilación de historias y experiencias personales que se registran y transmiten con medios audiovisuales.

Calidad: excelencia en la gestión

Repsol entiende la calidad como la búsqueda constante de la excelencia mediante la gestión adecuada de todos los recursos con los que cuenta la compañía para generar valor para todos sus grupos de interés a lo largo del tiempo.

Para avanzar en el camino hacia la excelencia, Repsol adoptó en 2001 los modelos de la European Foundation for Quality Management (EFQM) y de la Fundación Iberoamericana para la Calidad (FUNDIBEQ), asociaciones de las que es miembro. Además, participa activamente en las principales asociaciones de calidad de las regiones geográficas en las que opera.

En 2009 se continuó con el desarrollo de los programas clave del Plan Estratégico de Calidad, aprobado anualmente por el Comité de Calidad. Así, en

el ámbito de la consolidación y mejora del proceso de autoevaluación, las distintas unidades de la compañía definen y ponen en marcha sus planes y programas de mejora a partir de las autoevaluaciones que llevan a cabo. Desde el lanzamiento de este programa en 2001 se han realizado más de 130 autoevaluaciones, lo que supone que, a diciembre de 2009, el 100% de la organización había completado, al menos, dos autoevaluaciones, y el 50%, tres o más.

Durante 2009, Repsol continuó trabajando en el despliegue de la gestión orientada a procesos para toda la compañía. 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.

La compañía cuenta con unas 55 certificaciones en calidad basadas en estándares como ISO 9001:2000, TS 16949 o ISO 17025, que se pueden consultar en www.repsol.com.

Relaciones laborales

En 2009 se negociaron los convenios colectivos, cuya vigencia concluyó en 2008. En mayo de 2009 se firmó el V Acuerdo Marco, de aplicación en todas las empresas del Grupo en España. Entre los contenidos de este acuerdo colectivo destaca un fuerte impulso a las medidas de conciliación.

En YPF cabe destacar la firma, con la homologación del Ministerio de Trabajo, de un nuevo convenio colectivo con el Sindicato Unido Petroleros e Hidrocarburíferos (SUPeH), que agrupa al personal de supervisión de las operaciones de exploración y producción, y la actividad de refino.

Salud laboral

En 2009 se siguió desarrollando un cuerpo normativo homogéneo para todo el Grupo. El procedimiento de Vigilancia de la Salud Individual se completó con la Guía Orientadora de la Vigilancia de la Salud Periódica en el Grupo Repsol YPF, que contiene 17 protocolos de actuación.

Por otro lado, el Comité Técnico de Salud aprobó la Guía de actuación frente a la pandemia por Gripe A, que fue seguida de una campaña de información a los empleados, a la vez que se implantaron medidas higiénico-preventivas.

Asimismo, se puso en marcha un programa de auditorías internas para valorar el grado de cumplimiento de la normativa interna en materia de salud laboral, que arrojó resultados satisfactorios sobre el grado de conocimiento y cumplimiento de la misma.

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 y sus productos, y la petroquímica, sin olvidar futuras vías de diversificación en la producción y uso de la energía, como los biocombustibles o la electrificación del transporte.

En 2009, Repsol invirtió 65 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 10 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 de ámbito público y privado, tanto nacionales como internacionales. El presupuesto destinado a este tipo de acuerdos superó los 8 millones de euros en 2009. De igual manera, se incrementó la participación en consorcios con otras empresas para el desarrollo precompetitivo de nuevas tecnologías. Repsol participa en programas de financiación de I+D promovidos por diferentes administraciones. Durante 2009 formó parte de 18 proyectos impulsados por la Administración española y en 10 proyectos de la Unión

Europea, aumentando su participación en proyectos de I+D en cooperación con otras entidades.

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 2009 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 recuperar más petróleo de los yacimientos ya en declive. Asimismo, la búsqueda de hidrocarburos no convencionales, cuyas reservas a escala mundial se estiman superiores a las explotadas hasta ahora, es para la compañía un gran reto que requiere del desarrollo y aplicación de tecnologías especiales.

GNL. En este negocio, en el que Repsol tiene una posición relevante a nivel internacional, 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 refino de petróleo y sus productos derivados (gasolinas y gasóleos, GLP, asfaltos, lubricantes, especialidades...), el conocimiento tecnológico se aplica a la optimización operativa de las refinerías y a la mejora de 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 en lubricantes y asfaltos de mayor calidad ambiental y el apoyo a aplicaciones del GLP para automoción y en sistemas integrados de mayor eficiencia energética.

En petroquímica, las líneas de desarrollo tecnológico se orientan de manera prioritaria hacia nuevos productos de mayor valor añadido. En 2009 destacó el desarrollo de resinas para el recubrimiento de placas solares, de polipropileno oxo-biodegradable, de nuevas aplicaciones de caucho que se han patentado y de nuevos compuestos para espumas de poliuretano obtenidos de materias primas naturales.

En lo referente a los procesos productivos, se implantaron mejoras en la eficiencia y ambientales, especialmente en los procesos de tecnología propia (óxido de propileno, polioles, cauchos hidrogenados...).

Nuevas energías

En el ámbito de la diversificación del suministro de energía, hay que reseñar proyectos de I+D y demostración de: biocombustibles de segunda generación; tecnologías relacionadas con el suministro energético a vehículos que permitan reducir las emisiones de CO₂ del transporte, como el vehículo eléctrico; e integración de sistemas de calefacción/refrigeración mixtos de energías fósiles y renovables.

Estudios de prospección tecnológica

Para alcanzar un futuro energético sostenible hay que superar ambiciosas fronteras tecnológicas para 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. Se pueden mencionar los estudios sobre bioenergía, los futuros motores de combustión, la electrificación del transporte, el hidrógeno como vector energético, las energías renovables o la captura y almacenamiento de CO₂. Estos estudios permiten a Repsol desarrollar nuevas competencias y orientar sus líneas de trabajo futuras.

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”.

De este compromiso emana la Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente de Repsol, que se aplica en todas las actividades de la compañía mediante el sistema de gestión. Su principal soporte es el Manual de Seguridad y Medio Ambiente, que se complementa con un extenso cuerpo de normas, procedimientos y guías técnicas que están en continua actualización para su adaptación a las mejores prácticas del sector.

Durante 2009 se llevaron a cabo inversiones ambientales significativas destinadas a la optimización en el consumo de agua y a la reducción de la carga contaminante de los vertidos, 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 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.

Repsol obtuvo en 2009, nuevamente, la máxima puntuación del sector del petróleo y el gas en los índices de sostenibilidad mundial Dow Jones Sustainability Index (DJSI) en cambio climático, política y sistema de gestión ambiental y biodiversidad. Además, logró por primera vez la máxima calificación del sector en información ambiental.

En la nota 36 de las Cuentas Anuales Consolidadas se detalla la información relativa a activos, provisiones, gastos y actuaciones futuras de naturaleza ambiental.

ENERGÍA SOSTENIBLE Y CAMBIO CLIMÁTICO

La compañía aprobó en junio de 2009 una nueva Estrategia de Carbono y Nuevas Energías, que integra todas las iniciativas que la compañía viene realizando desde hace años para afrontar el desafío de proporcionar un suministro energético responsable y establece nuevos planes de acción. Esta estrategia está compuesta por cinco ejes principales:

- Estrategia de eficiencia energética para reducir las emisiones de CO₂ y los costes operativos.

- Estrategia de portafolio de derechos de emisión, centrada en la cobertura del déficit previsto en el régimen de comercio de emisiones de la UE (EU ETS) y la actuación en mecanismos de mercado.

- Estrategia para la prospección, desarrollo e implantación de tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂.

- Estrategia de negocio y tecnológica de biocombustibles.

- Nuevas energías, con especial atención al transporte y a las sinergias de las operaciones de Repsol con las energías renovables.

En esta línea, en el mes de junio se actualizó la Posición ante el Cambio Climático –que databa de 2002– para incorporar esta visión integrada, y en julio se aprobó una nueva Política de Eficiencia Energética, en la que la compañía asume el compromiso de utilizar eficientemente la energía en sus instalaciones y actividades con el propósito de preservar los recursos naturales, reducir las emisiones atmosféricas y contribuir a mitigar los efectos del cambio climático.

RESPONSABILIDAD CORPORATIVA

Repsol YPF ha adquirido el compromiso de suministrar energía con responsabilidad, lo que significa que los valores de sostenibilidad, desarrollo social y respeto al medio ambiente forman parte sustancial de los planes de crecimiento de la compañía. Ésta opera en entornos social, cultural y geográficamente muy distintos. Esta diversidad se traduce en que los principales asuntos relevantes para Repsol en materia de Responsabilidad Corporativa no son los mismos en todos sus ámbitos de operación. Cada entorno tiene expectativas distintas y, por eso, las respuestas deben ser diferentes. Para rendir cuentas sobre los avances y el desempeño en cuestiones éticas, sociales y ambientales, Repsol YPF publicará hacia el mes de mayo de 2010 su Informe de Responsabilidad Corporativa 2009, que estará verificado por un auditor independiente.

Durante 2009 se desarrollaron las últimas acciones inscritas en el Plan Director de Responsabilidad Corporativa 2007-2009, con lo que se ha cumplido con los compromisos adquiridos por la compañía en el año 2007. Este plan incluía nueve programas, agrupados en seis líneas estratégicas: Buen Gobierno y comportamiento ético; atracción y retención del talento; seguridad y salud; gestión de los impactos ambientales de las operaciones; impacto de los productos; y diálogo y cooperación con la comunidad. En estos tres años, todas las áreas corporativas y unidades de negocio se han involucrado en su implementación, lo que ha contribuido a modificar y desarrollar determinados procesos internos con el fin de aproximarnos a las expectativas de nuestros grupos de interés.

Energía para todos

En las próximas décadas, Repsol YPF deberá seguir contribuyendo a satisfacer una demanda energética creciente, disminuyendo la presión sobre el entorno y ayudando a paliar el problema del cambio climático, y a facilitar el acceso a la energía a los más de 1.400 millones de personas que hoy siguen estando excluidos de este bien esencial. Estos retos son la piedra angular de las actuaciones en Responsabilidad Corporativa que conforman el Plan Director de

Responsabilidad Corporativa 2010-2012 –el segundo de la compañía–, que se planificó en 2009 escuchando las opiniones de los grupos de interés y en colaboración con todas las unidades de Repsol YPF. Las principales novedades estratégicas de este nuevo plan transversal respecto al anterior son el respeto y la promoción de los derechos humanos, el fomento de la transparencia y la lucha contra la corrupción, el incremento del grado de inserción en la comunidad y el trabajo con la cadena de valor de la compañía para fomentar las prácticas responsables entre socios, distribuidores, proveedores y contratistas.

Durante 2009 se constituyó el nuevo Comité de Responsabilidad Corporativa, que está presidido por la Dirección de Relaciones Institucionales y Responsabilidad Corporativa e integrado por directivos de las principales unidades corporativas y de negocio de la compañía: Compras y Contrataciones, Comunicación, Downstream, la Fundación Repsol, Gobierno Corporativo, Personas y Organización, Relación con Inversores, Seguridad y Medio Ambiente, YPF y Upstream. El Comité de Responsabilidad Corporativa aprobó en 2009 los programas estratégicos del nuevo Plan Director de Responsabilidad Corporativa. Durante el ejercicio también se dio luz verde a la constitución de Comités de Responsabilidad Corporativa en los principales países en los que opera Repsol, como España, Argentina, Bolivia, Ecuador y Perú.

Durante 2009 se desarrolló el borrador de la nueva Norma de Función de la Responsabilidad Corporativa de Repsol YPF, que será aprobada y puesta en marcha en 2010. Esta norma comprende el nuevo Sistema de Gestión de la Responsabilidad Corporativa de la compañía, con aplicación en todos los niveles de la misma: corporativo, país y operación. El sistema de gestión de la Responsabilidad Corporativa consta de cuatro fases enlazadas por la dinámica de la mejora continua: el diálogo con los grupos de interés; el análisis de oportunidades y riesgos éticos y socioambientales; la definición e implementación de acciones para potenciar las oportunidades y mitigar los riesgos éticos y socioambientales, y la medición del avance.

En 2009 se continuó ampliando la formalización de compromisos ante nuestros grupos de interés mediante la aprobación de la Norma de Actuación en la Relación con Comunidades Indígenas, que desarrolla la política aprobada en 2008 y que es de aplicación en todo nuevo proyecto. Esta norma incluye también un compromiso relativo a las operaciones en curso. En estas últimas, se realizará un estudio con la participación de, al menos, dos agentes sociales (ONG), a partir del cual se determinarán las acciones que se deberán emprender en el caso de que se detecten áreas de mejora en la relación de la compañía con las comunidades indígenas de cada zona. Durante el último trimestre de 2009 se trabajó en el desarrollo de las bases de este estudio que comenzará en 2010.

Los avances de la compañía en materia de Responsabilidad Corporativa fueron reconocidos nuevamente en 2009. Repsol volvió a ser incluida en los selectivos Dow Jones Sustainability, tanto en el índice mundial como en el europeo, al que tan sólo pertenecen cinco empresas petroleras. La compañía fue calificada como “Best in class” del sector Oil & Gas en la dimensión social. Asimismo, la permanencia en el índice FTSE4Good avaló un año más el compromiso de Repsol con la creación de valor a largo plazo.

A través de sus fundaciones, Repsol contribuye al desarrollo económico, social y cultural de los países en los que está presente. El trabajo realizado durante 2009 pone de manifiesto el firme compromiso de la compañía con el desarrollo de las sociedades en las que opera. Durante el ejercicio, la Fundación Repsol, la Fundación YPF y la Fundación Repsol YPF del Ecuador pusieron en marcha programas centrados en desarrollo comunitario, investigación, formación, educación, cultura y acción social. Estas entidades son, por tanto, uno de los motores de la responsabilidad social de la compañía.

FUNDACIÓN REPSOL

A través de sus programas y proyectos, la Fundación Repsol actúa en aquellas áreas en las que puede realizar una mayor aportación a la sociedad, como la

energía y el medio ambiente, la acción social y cultural, la educación y la investigación. En el ámbito de la energía y el medio ambiente, los proyectos de la Fundación buscan la mejora de la sostenibilidad de las fuentes de energía, de la gestión de los recursos y la reducción de los efectos sobre el clima y el medio ambiente.

En diciembre de 2009, la Fundación Repsol presentó su Observatorio de Energía, una iniciativa que nace como muestra de su compromiso para impulsar un nuevo modelo energético más competitivo y sostenible, y que asegure el máximo nivel de bienestar social. La primera acción del observatorio ha consistido en un trabajo multidisciplinar que aborda la eficiencia energética conjugando aspectos técnicos y sociológicos, y el desarrollo de dos novedosos índices: el Índice Repsol de Eficiencia Energética, que explica los factores que determinan la evolución de la eficiencia energética en España desde un punto de vista técnico; y el Indicador Social Repsol de Eficiencia Energética, que refleja los conocimientos, actitudes y comportamientos de los ciudadanos españoles ante el ahorro y la eficiencia energética.

En el ámbito de la integración social, la Fundación trabaja en diferentes iniciativas, como ciclos de formación, talleres literarios y actividades deportivas, que faciliten a las personas con capacidades diferentes su integración laboral, social y cultural. También promueve foros de encuentro para compartir experiencias y profundizar en un mejor conocimiento de las necesidades de estos colectivos.

Como muestra de su compromiso con la innovación y la investigación, la Fundación presentó en junio de 2009 en San Sebastián un encuentro neurocientífico internacional sobre el cerebro en movilidad, denominado Brain in Motion, que reunió a los más prestigiosos científicos e investigadores en la materia.

En el área de educación y formación, la Fundación colabora con diversas instituciones del ámbito educativo y social, mantiene convenios con universidades, escuelas y asociaciones, y contribuye, a través de la Cátedra

Repsol de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de la de Ingenieros de Minas, a la acción formativa de postgrado y la investigación.

En su apuesta por la investigación científica española y la difusión del conocimiento, la Fundación Repsol apoya el proyecto de la Fundación Atapuerca, que se centra en las excavaciones y estudios científicos que se llevan a cabo en los yacimientos de Atapuerca, Patrimonio de la Humanidad y referencia obligada para el estudio de la evolución humana en Europa.

Entre los proyectos desarrollados en 2009, la Fundación Repsol puso en marcha el proyecto “Muévete y Respeta” (Ciudadano R), con el objetivo de contribuir al desarrollo de la comunidad y a una mejor convivencia ciudadana. Se trata de un proyecto que promueve valores de respeto, responsabilidad y solidaridad entre los ciudadanos.

La Fundación Repsol considera que la cultura es un factor más de integración que contribuye al desarrollo de la comunidad y al progreso y bienestar de la sociedad. Su colaboración con museos, instituciones y otras fundaciones de carácter cultural acercan la música, el teatro, el arte y la literatura al conjunto de la ciudadanía.

También desarrolla actividades en otros países, con programas de desarrollo comunitario adecuados a las necesidades de cada zona. Entre otras actuaciones, en Ecuador promueve un programa de microfinanzas para mujeres con bajos ingresos procedentes de zonas rurales y excluidas de los sistemas financieros formales.

En Perú, la Fundación Repsol colabora con la Fundación Ayúdales a Vivir en el proyecto de construcción y mejora de la Universidad Laboral de Pachacútec, dirigido a jóvenes con escasos recursos y que tiene como finalidad facilitarles una capacitación profesional adecuada.

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.

En el campo de la educación, durante 2009 concedió más de 500 becas con el objetivo de preparar a las jóvenes generaciones en el campo de la ciencia y la tecnología; e implementó un programa de fortalecimiento de escuelas técnicas en 32 instituciones de Neuquén, Mendoza, Santa Cruz, Chubut y Buenos Aires. El programa apunta a la capacitación docente en tres áreas de conocimiento: matemáticas, ciencia y tecnología aplicada a la industria. También se diseñó y desarrolló la campaña “Ciencia y tecnología en movimiento”, que consistía en un trailer dividido en tres módulos: derivados del petróleo, una maqueta que explica el funcionamiento de una refinería y un juego interactivo que invita a tomar conciencia de cómo nuestra conducta cotidiana y, especialmente, el consumo personal afectan al medio ambiente.

En el ámbito del desarrollo sostenible, en 2009 se coordinaron proyectos de investigación, educación y sensibilización ambiental para mejorar la protección y conservación del entorno y de la biodiversidad.

Asimismo, se impulsaron programas educativos de concienciación, como “La hora del planeta”, una iniciativa mundial promovida en Argentina por la Fundación Vida Silvestre que pretende demostrar que es posible una acción conjunta contra el cambio climático.

Con el Banco Mundial, se gestionó el concurso Eco Compromiso 2009 para el fortalecimiento de proyectos que proponen soluciones innovadoras para mejorar las condiciones ambientales.

A partir de un convenio firmado en agosto, se trabajó junto a Parques Nacionales en la preservación de la biodiversidad, la recuperación de áreas y la reforestación con especies nativas.

Con el fin de mejorar la inclusión laboral y social, un total de 445 personas fueron capacitadas en las especialidades de cañería, soldadura, obra civil, electricidad industrial y seguridad e higiene.

Con el objetivo de promover la cultura, la Fundación YPF presentó el Primer Concurso Internacional de Violín de Buenos Aires 2010; inició el ciclo cultural Fundación YPF, cuyo objetivo es facilitar el acceso a espectáculos artísticos, especialmente en los lugares donde la empresa tiene sus operaciones; y lanzó el Programa de Formación para Jóvenes Artistas Visuales, desarrollado junto a la Universidad Torcuato Di Tella.

FUNDACIÓN REPSOL YPF DEL ECUADOR

Para profundizar en su firme compromiso social, Repsol YPF 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.

En 2009, la Fundación Repsol YPF del Ecuador participó en 25 proyectos de desarrollo social. De éstos, cabe señalar que 11 fueron ejecutados durante el ejercicio, mientras que los 14 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 seguir acompañando los proyectos a través de un seguimiento continuado hasta conseguir su total autonomía.

Un total de 13.235 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.

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.

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 2009 unas 64.000 llamadas (una media de 242 al día) y cerca de 300 correos electrónicos de accionistas que solicitaban información. Las consultas más habituales en 2009 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 2009 tuvo más de 219.213 visitas. El portal también cuenta con una dirección de correo electrónico (infoaccionistas@repsol.com) a la que se pueden dirigir consultas y solicitar publicaciones. En 2009 se recibieron en este buzón cerca de 500 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 realizaron 15 roadshows globales (encuentros de directivos de la compañía con inversores institucionales internacionales) y 300 one-on-one (entrevistas personales con inversores y analistas financieros). Asimismo, Repsol programó diversas conferencias sectoriales, tanto en Europa como en Estados Unidos, a las que acudieron numerosos inversores institucionales. La Dirección de Relación con Inversores también organizó en Londres y Madrid el Día de los Analistas, evento que tuvo una gran acogida, ya que acudieron casi la totalidad de los 38 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 Dirección Corporativa de Comunicación 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 2009 más de 100 notas de prensa sólo en España, a las que se unen otras difundidas por los complejos industriales en el ámbito local y las emitidas en los países donde opera la compañía.

Para reforzar la relación con los medios de comunicación se organizan ruedas de prensa, reuniones informativas específicas y viajes. En 2009 destacaron las realizadas con motivo de la Junta General de Accionistas (14 de mayo), para presentar los resultados del ejercicio de 2008 (26 de febrero) y para explicar la evolución reciente y los últimos resultados del área de Exploración (11 de febrero). En noviembre de 2009, una amplia representación de medios de comunicación viajó a Brasil para conocer de primera mano la actividad de exploración y producción de Repsol en ese país sudamericano.

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, imágenes 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 2009 más de 4.500 consultas y peticiones de información.

Repsol en Internet

Para Repsol, el portal www.repsol.com es una importante herramienta de comunicación. En 2009, la compañía renovó su web corporativa con un diseño atractivo, vanguardista y más accesible para todos sus públicos, y una amplia oferta de contenidos innovadores, servicio multimedia y herramientas de alto valor añadido. El nuevo repsol.com refuerza el liderazgo de la comunicación digital de Repsol y su relevancia en la estrategia de comunicación del Grupo.

Con este nuevo impulso, repsol.com consolida una sólida trayectoria en Internet. En 2009 alcanzó los 70 millones de páginas vistas y los 5 millones de visitas mensuales, y recibió nuevos reconocimientos: “Mejor empresa en el sector energía y utilities 2009”, concedido por Cap Gemini; y el VII Premio AECA (Asociación Española de Contabilidad y Administración de Empresas) a

la empresa del Ibex 35 con mejor información financiera en Internet. Por sexto año consecutivo, Repsol es la primera empresa española y se mantiene entre las diez mejores compañías europeas en este ámbito según la consultora internacional Hallvarsson&Halvarsson, que mide la efectividad y transparencia en webs corporativas.

La calidad y actualización de los contenidos en todas sus áreas, la incursión en el mundo de las redes sociales y la capacidad de adaptación a las demandas de los usuarios y a los nuevos tiempos han permitido que el portal de Repsol haya consolidado su liderazgo en transparencia y comunicación online en España y Europa durante 2009.

GESTIÓN DE MARCA E IDENTIDAD CORPORATIVA

La marca Repsol alcanzó en 2009 su máximo reconocimiento al ser galardonada con el Gran Premio en la IV edición de los Premios Centro de la Marca, organizados por la prestigiosa escuela de negocios ESADE. Estos galardones son los primeros en España que se otorgan a partir del análisis de las mejores prácticas en estrategias de marca. Entre los argumentos esgrimidos por el jurado destacan:

- ▶ La fuerte presencia de marca en más de 100 países de los cinco continentes y su consolidación como el instrumento integrador de las distintas empresas que componen el grupo.
- ▶ La estrategia global de marca, que ha potenciado la posición multinacional del grupo, y cuyo objetivo es la creación de valor para los distintos grupos de interés.
- ▶ El papel de la marca como vehículo de difusión de la cultura del grupo, consiguiendo una identidad común en equilibrio con las identidades locales de los distintos mercados en los que opera.
- ▶ La marca como eje principal de comunicación dentro y fuera del grupo.

Repsol también consiguió situarse en 2009 entre las diez mejores marcas españolas en el ranking que bianualmente publica Interbrand, empresa referente a nivel mundial en valoración de marcas. En la edición de 2009, la marca Repsol incrementó su valor gracias a su presencia internacional y a su relevancia en mercados como España, Portugal y Latinoamérica; a la consistencia de la aplicación de la marca en los diferentes puntos de contacto con los grupos de interés; al patrocinio en el mundo del motor, como apoyo a la estrategia de negocio de la compañía; y al giro en la estrategia de comunicación hacia la sostenibilidad.

Nuevas demandas sociales

En la actualidad, la gestión de la marca en Repsol se basa en los aprendizajes y logros del pasado y en el compromiso de la compañía con el futuro. En este sentido, las nuevas demandas sociales, como el respeto por el medio ambiente, la sostenibilidad y la responsabilidad social, se han convertido en criterios determinantes en las decisiones actuales de compra. Las expectativas de la sociedad hacia las acciones responsables de las grandes compañías son ahora mucho más exigentes. Los consumidores están muy informados, son críticos y escépticos, y exigen mayor honestidad y transparencia en la comunicación. Además, las nuevas formas de comunicación existentes y las áreas de actividad donde se moverá la compañía en los próximos años, demandan una evolución.

La política de marca basada en la concentración de esfuerzos de comunicación en una sola marca, con una única versión gráfica y una única voz, ha alcanzado el objetivo de fortalecer el valor de la misma. No obstante, en 2009 se dieron los primeros pasos en la evolución de la marca, conforme a las nuevas tendencias. De este modo y con el objetivo de desarrollarla en los nuevos entornos que la sociedad demanda, se ha comenzado a desarrollar una nueva estrategia de marca que permita una mayor versatilidad, credibilidad y adaptación a actividades emergentes de la compañía, en consonancia con los intereses perseguidos por nuestra sociedad en un momento marcado por el desarrollo sostenible y la innovación como principales focos de atención para la próxima década.

A través de un concurso de ideas, en el que participaron las principales empresas expertas en diseño y consultoría de branding, se han definido las líneas generales de esa nueva estrategia de marca, así como los desarrollos necesarios para su implementación.

La evolución de la marca Repsol no es un hecho aislado, sino que forma parte de una estrategia global, donde se han establecido las nuevas directrices de comunicación en función de los retos sociales y económicos actuales, un nuevo

posicionamiento para la compañía y las líneas estratégicas de comunicación publicitaria.

PATROCINIO DEPORTIVO

Durante el año 2009, Repsol participó en competiciones del más alto nivel, como el Campeonato del Mundo de Motociclismo, por tratarse de los mejores bancos de pruebas para sus carburantes y lubricantes, que de esta manera se exponen a las situaciones más extremas. 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 expectativas de sus clientes.

Siguiendo la trayectoria habitual, la temporada 2009 fue excepcional en lo relativo a títulos mundiales obtenidos por los pilotos de Repsol, que participaron en competiciones internacionales. Se logró el triunfo en el Campeonato del Mundo de Trial outdoor en categoría femenina, y se obtuvo ese mismo título y el del Campeonato del Mundo de Trial indoor en la categoría masculina. También se consiguió el título de campeones del mundo, individual y por equipos, en el Mundial de Turismos, lo que suma cinco entorchados mundiales que se agregan al extenso palmarés de Repsol.

Durante 2009 destacó la participación de Repsol en el Campeonato del Mundo de Turismos (WTCC). En su sexta edición, esta competición se posicionó como la segunda prueba automovilística en importancia a nivel mundial, sólo superada por la Formula 1. La victoria de Gabriele Tarquini y la obtenida por equipos con Seat fueron un gran escaparate internacional para la marca Repsol, otro de los atributos, junto al desarrollo de carburantes y lubricantes, por el que la compañía apuesta por el patrocinio deportivo.

En el Mundial de Motociclismo, el piloto de Repsol Marc Marquez, de 17 años, confirmó su candidatura para formar parte de la élite de esta disciplina, demostrando sus cualidades, tanto deportivas como humanas, algo que Repsol siempre valora en sus representantes deportivos, además del rigor y la profesionalidad. En MotoGP, la máxima categoría, Dani Pedrosa hizo una temporada de menos a más, debido a un mal comienzo por las lesiones.

Con los mejores del mundo

En trial, Toni Bou ratificó su posición de líder indiscutible de la especialidad al revalidar sus dos títulos mundiales, mientras que Laia Sanz se mantuvo en la cima en la categoría femenina, consiguiendo su novena corona mundial.

El año 2009 no pudo empezar mejor para Repsol. El piloto Marc Coma ganó la primera edición sudamericana del Rally Dakar gracias a un excelente trabajo en equipo.

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.

En su apuesta por la excelencia, Repsol volverá a estar presente en 2010 en los escenarios deportivos tecnológicamente más avanzados, como el Campeonato del Mundo de Motociclismo, que arranca en abril en el circuito de Losail (Qatar). Y, de nuevo, apoyará a pilotos de renombre internacional, como Dani Pedrosa, y a jóvenes promesas, como Marc Márquez, entre otros deportistas.

NUEVA SEDE DE REPSOL

La construcción de la nueva sede de Repsol comenzó en noviembre de 2008 y durante 2009 los trabajos avanzaron a buen ritmo. El proyecto ha sido encargado al estudio del arquitecto español Rafael de La-Hoz.

En una primera fase de trabajos, se demolieron las instalaciones existentes en los terrenos de la antigua sede de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH) y se procedió a la excavación de la parcela situada en el número 44 de la calle Méndez Álvaro de Madrid. Se movieron 300.000 m³ de tierras, se ejecutó el muro-pantalla y, además, se finalizó la totalidad de la cimentación.

A partir de septiembre de 2009, empezó la segunda fase con la incorporación de Sacyr SAU, el contratista general. A 31 de diciembre de 2009 se estaba finalizando la construcción de la estructura bajo rasante en los casi 60.000 m² de sótanos y se comenzaba a ejecutar la estructura sobre rasante, paso previo a la instalación de los 111 marcos estructurales de acero que ofrecerán una de las imágenes más características del edificio.

Participación de los trabajadores

En paralelo a los trabajos de construcción, en 2009 se resolvió el concurso para el desarrollo del proyecto de habilitación interior, que abarca todos los puntos relacionados con la ordenación, dotación y decoración de los espacios de oficinas y servicios. El contrato se adjudicó a la unión de empresas integrada por Aguirre Newman y Enrica Rosellini. A finales del ejercicio, el proyecto básico para la habilitación interior estaba prácticamente finalizado. En este último proceso participan tanto los responsables del proyecto dentro de la compañía como un grupo de empleados de otras áreas que realizan aportaciones y sirven de nexo con el resto de la organización.

La futura sede del Grupo 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 de la nueva sede social de Repsol concluya en el año 2011.

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), de Nueva York (New York Stock Exchange) y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires).

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. ⁽²⁾	14,31
Petróleos Mexicanos ⁽³⁾	4,81

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

(2) Criteria Caixa Corp. ostenta un 9,28% de forma directa y un 5,02% de forma indirecta a través de Repinves, S.A. (sociedad participada por Criteria Caixa Corp. en un 67,60%).

(3) 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.

Adicionalmente, las entidades Barclays Global Investors, NA, Barclays Global Investors, Ltd., Barclays Global Fund Advisors y Barclays Global Investors (Deutschland) AG, informaron a la CNMV en enero de 2008 de la existencia de un acuerdo de ejercicio concertado del derecho de voto en Repsol YPF por una participación del 3,22%. El pasado 4 de febrero de 2010, la entidad Blackrock, Inc. notificó a la CNMV que, como consecuencia de la adquisición el 1 de

diciembre de 2009 del negocio de Barclays Global Investors, había pasado a tener una participación indirecta en el capital social de Repsol YPF, S.A. del 3,539% (43.213.390 acciones) a través de la sociedad Blackrock Investment Management (UK).

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, entendiendo por operador principal a las entidades que ostenten las cinco mayores cuotas del mercado en cuestión.

Dichas limitaciones se concretan en las siguientes:

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

- Un operador principal no podrá ejercer los derechos de voto en una participación superior al 3% del Capital Social de otro operador principal del mismo mercado.

Estas prohibiciones no serán aplicables cuando se trate de sociedades matrices que tengan la condición de operador principal respecto de sus

sociedades dominadas en las que concurra la misma condición, siempre que dicha estructura venga impuesta por el ordenamiento jurídico o sea consecuencia de una mera redistribución de valores o activos entre sociedades de un mismo Grupo.

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

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 restrinjan o condicionen 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 124 de la Ley de Sociedades Anónimas 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:

a) Cuando se vean incursos en alguno de los supuestos de incompatibilidad o prohibición legal, estatutaria o reglamentariamente previstos.

b) Cuando resulten gravemente amonestados por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones o la Comisión de Auditoría y Control por haber infringido sus obligaciones como Consejeros.

c) Cuando a juicio del Consejo, previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones:

1. 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

2. Cuando desaparezcan las razones por las que fueron nombrados. En particular, se encontrarán en este supuesto:

- Los Consejeros Externos Dominicales cuando el accionista al que representen o que hubiera propuesto su nombramiento transmita íntegramente su participación accionarial. También deberán poner su cargo a disposición del Consejo y formalizar, si el Consejo lo considera conveniente, la correspondiente dimisión, en la proporción que corresponda, cuando dicho accionista rebaje su participación accionarial hasta un nivel que exija la reducción del número de sus Consejeros Externos Dominicales.

- Los Consejeros Ejecutivos, cuando cesen en los puestos ejecutivos ajenos al Consejo a los que estuviese vinculado su nombramiento como Consejero.

El Consejo de Administración no propondrá el cese de ningún Consejero Externo Independiente antes del cumplimiento del período estatutario para el que hubiera sido nombrado, salvo cuando concurra justa causa, apreciada por el Consejo previo informe de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones. En particular, se entenderá que existe justa causa cuando el Consejero (i) hubiere incumplido los deberes inherentes a su cargo; (ii) se encuentre en alguna de las situaciones descritas en 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 Anónimas 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 de la celebrada el 31 de mayo de 2005 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 14 de mayo de 2009, 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 SDG, S.A., difundidos como hechos relevantes a través de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, así como el Acuerdo de Actuación Industrial entre Repsol YPF y Gas Natural SDG, S.A. previsto en aquéllos y comunicado como hecho relevante el 29 de abril de 2005 y el Acuerdo de Socios entre Repsol YPF y Gas Natural SDG relativo a Repsol-Gas Natural LNG, S.L. contemplan como causa de terminación el cambio en la estructura de control de cualquiera de las partes.

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 es calculado en función de la edad, antigüedad y salario del Directivo, excepto en un supuesto, en el que está establecida en tres anualidades de la retribución monetaria total.

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