

Repsol 2009 -



El compromiso de Repsol

Estas publicaciones, que recogen los hechos más relevantes de Repsol y la evolución de la compañía durante 2009, se complementan con un soporte digital. Este dispositivo amplía los contenidos e incluye vídeos, mapas interactivos y gráficos animados.

El uso de las **nuevas tecnologías** ha permitido reducir el consumo de papel en la elaboración de los informes anuales de Repsol, con un **ahorro** acumulado de más de 50 toneladas, el equivalente a unos 800 árboles, en los dos últimos ejercicios.

A este compromiso con el **medio ambiente** se añade el esfuerzo desplegado para presentar una información accesible para todas las personas. Repsol ofrece estos informes en su portal, www.repsol.com, en un formato **accesible**, cuyo contenido ha sido elaborado en colaboración con la Fundación ONCE.

En la impresión de estas publicaciones se ha utilizado **papel ecológico** elaborado con una pasta blanqueada, sin utilizar gas de cloro, y con sistemas que aseguran que la materia prima proviene de un bosque controlado y bien gestionado, lo que garantiza su **sostenibilidad**.



6 Magnitudes básicas

Magnitudes básicas.....	6 -	Áreas de negocio.....	52 -
Carta del Presidente Ejecutivo.....	8 -	Upstream (Exploración y Producción).....	56
Hitos 2009.....	13 -	Resultados.....	58
La acción de Repsol.....	20 -	Descubrimientos.....	60
Órganos rectores.....	22 -	Producción.....	63
Información económico-financiera.....	29 -	Reservas.....	65
Entorno macroeconómico.....	30	Inversiones.....	65
Resultados.....	34	Operaciones por países.....	66
Situación financiera.....	36	Gas Natural Licuado (GNL).....	88
Factores de riesgo.....	42	Resultados.....	88
		Desarrollo de proyectos.....	90
		Transporte	
		y comercialización de GNL.....	95
		Inversiones.....	95

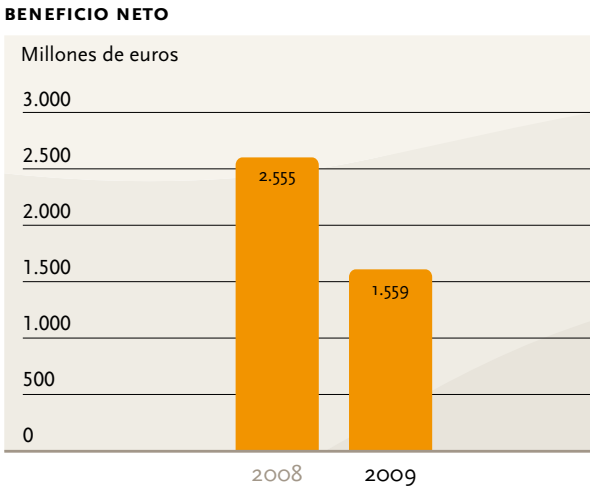
52 Áreas de negocio

Downstream		Áreas corporativas.....	126 -
(Refino, Marketing, GLP y Química).....	96	Gestión de personas y organización.....	128
Resultados.....	96	Innovación y tecnología.....	136
Refino.....	96	Medio ambiente.....	140
Marketing.....	100	Energía sostenible y cambio climático.....	142
Gases Licuados del Petróleo (GLP).....	103	Responsabilidad corporativa.....	144
Química.....	104	El valor de la comunicación.....	148
Inversiones.....	105	Gestión de marca.....	152
YPF.....	106	Patrocinio deportivo.....	154
Resultados.....	106		
Exploración y producción.....	108	Nueva sede de Repsol.....	156 -
Refino, logística y marketing.....	112	Tabla de conversiones.....	158 -
Química.....	115	Glosario de términos.....	159 -
Gas Natural SDG.....	116		

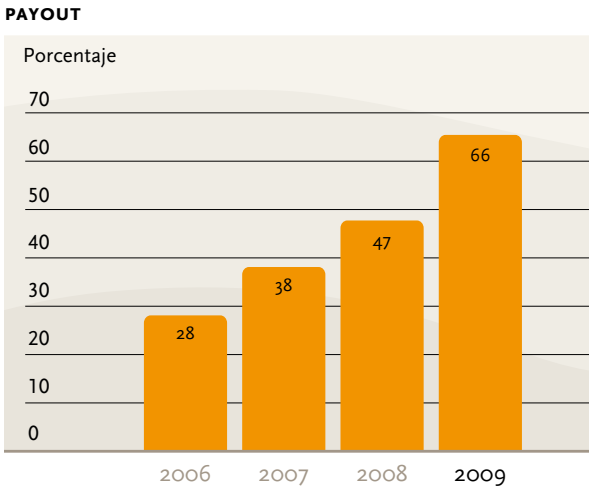
126 Áreas corporativas

Magnitudes básicas

EL BENEFICIO NETO DEL GRUPO REPSOL DESCENDIÓ UN 39% EN 2009, EN LÍNEA CON EL SECTOR, Y APUNTA A LA RECUPERACIÓN



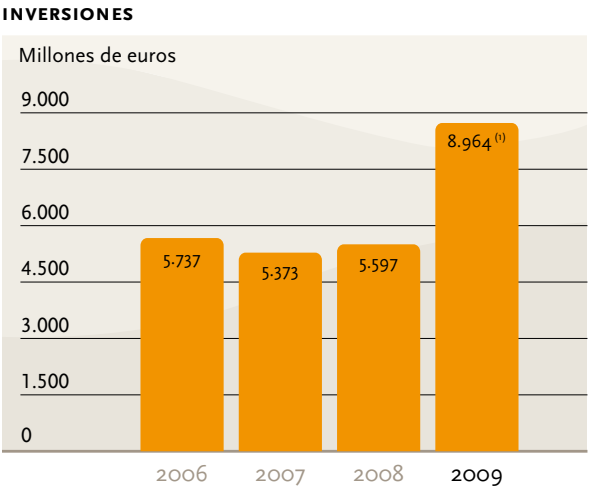
EL PAYOUT, EL PORCENTAJE DEL BENEFICIO QUE SE DESTINA AL PAGO DE DIVIDENDOS, HA PASADO DEL 25% AL 66% ENTRE 2004 Y 2009



85 CÉNTIMOS DE EURO DE DIVIDENDO POR ACCIÓN



94% DE TASA DE REEMPLAZO DE RESERVAS



⁽¹⁾ Esta cifra no incluye inversiones financieras del ejercicio 2009 por importe de 39 millones de euros.

Carta del Presidente Ejecutivo

Queridos accionistas,

Me complace dirigirme a ustedes para repasar los hechos más relevantes de nuestra compañía en 2009, un año que fue excepcional para Repsol, tanto por el número de éxitos exploratorios alcanzados como por su magnitud, que están transformando significativamente el perfil de nuestra empresa.

En paralelo, el ejercicio 2009 estuvo fuertemente condicionado por una profunda crisis económica y financiera internacional, que provocó una importante caída de los precios del crudo y el gas, de los márgenes de refino y de la demanda de productos petrolíferos. Al igual que en el resto del sector, todos estos factores afectaron a nuestra cuenta de resultados, cuyo beneficio neto se redujo un 39%, hasta alcanzar los 1.559 millones de euros.

Como respuesta a este entorno económico negativo, Repsol aplicó, entre otras medidas, un ambicioso plan de reducción de costes e inversiones. Este plan, que está teniendo continuidad en 2010, se enmarca en un programa de austeridad que aúna la prudencia financiera con las inversiones estratégicas que aseguran nuestro crecimiento.

En este mismo sentido, el Consejo de Administración ha acordado proponer a la Junta General de Accionistas

la distribución de 0,425 euros brutos por acción como dividendo complementario correspondiente al ejercicio 2009, que se abonará el próximo 8 de julio. Con este pago, el dividendo bruto total correspondiente al citado ejercicio será de 0,85 euros por acción, un 19% inferior al abonado con cargo al año anterior.

Desde 2004, el dividendo de Repsol ha crecido un 70% y el payout –la parte del beneficio destinada al pago de dividendos– ha pasado del 25% al 66%.

Como mencionaba al inicio de esta carta, Repsol llevó a cabo en 2009 una campaña exploratoria récord, con quince importantes hallazgos, tres de los cuales figuran entre los mayores del mundo. Este éxito exploratorio es el resultado de una decidida política de búsqueda de hidrocarburos apoyada tanto en los recursos técnicos, humanos y económicos, como en las metodologías y procesos aplicados. El esfuerzo realizado empezó a materializarse en 2008, año en el que Repsol ya protagonizó tres de los cinco mayores descubrimientos efectuados en el mundo.

Buena parte de los éxitos exploratorios los obtuvimos en Brasil. La campaña en la cuenca de Santos volvió a darnos muchas alegrías en 2009, con los descubrimientos de Iguazú, Abaré Oeste, Piracucá-Pialamba y Panoramix, lo que confirma el gran potencial de esta zona de aguas



“REPSOL SE HA CONSOLIDADO DURANTE LOS DOS ÚLTIMOS AÑOS COMO UN REFERENTE MUNDIAL EN LA CREACIÓN DE VALOR EN SU ACTIVIDAD EXPLORATORIA”

profundas. En Venezuela, con el sondeo Perla 1x, Repsol realizó el mayor descubrimiento de gas y condensado de su historia. Asimismo, el descubrimiento de petróleo en el pozo Buckskin supuso otro hito, en este caso en aguas estadounidenses del Golfo de México, donde existen importantes recursos de crudo ligero y dulce. El área de Upstream (Exploración y Producción) de Repsol alcanzó en 2009 una tasa de reemplazo de reservas próxima al 100%, frente al 65% del ejercicio anterior.

Durante los dos últimos años, Repsol se ha consolidado como un referente mundial de creación de valor en su actividad exploratoria. En este sentido, la prestigiosa publicación internacional *Petroleum Economist* nos reconoció en 2009 como “La mejor compañía energética del mundo”.

En el área de Gas Natural Licuado (GNL), el principal hito del ejercicio fue la inauguración de la planta de Canaport LNG en Canadá. Se trata de la primera terminal de este tipo construida en la costa este de Norteamérica en los últimos 30 años y constituye un ejemplo más del cumplimiento de los proyectos clave establecidos por la compañía.

Para el negocio del Downstream (Refino, Marketing, GLP y Química), 2009 ha sido un ejercicio difícil, debido fundamentalmente al desplome de los márgenes internacionales de refino y a la menor demanda mundial, que fueron parcialmente compensados por la mejora del negocio de marketing. En esta área, Repsol

tiene uno de sus principales focos de actuación en los proyectos de ampliación de los complejos industriales de Cartagena y Muskiz, que dan empleo a miles de personas y que serán una realidad a finales de 2011. Cartagena se convertirá en una de las refinerías más rentables y eficientes del mundo, incluso en un contexto generalizado de caída de márgenes de refino.

En lo que se refiere a nuestra participada estratégica YPF, en 2009 profundizó eficazmente en su estrategia de gestión local, mejora de los márgenes y volúmenes de venta, contención de costes y desarrollo de su actividad exploratoria. Nuestra otra gran participada, Gas Natural SDG, culminó en septiembre de 2009 su proceso de fusión con Unión Fenosa, que la ha convertido en una compañía líder integrada de gas y electricidad.

Repsol se ha consolidado como un referente en investigación e innovación, y ha sido reconocida por Platts, la prestigiosa agencia internacional especializada en noticias del sector energético, por su Proyecto Caleidoscopio para la exploración de hidrocarburos. Este proyecto se ha desarrollado en colaboración con la Universidad de Standford y con la empresa IBM.

Además, en 2009 hemos sido reconocidos como líderes en sostenibilidad y transparencia y nuestra web, repsol.com, como mejor portal de Internet en España.

“EN 2009 HEMOS TRABAJADO EN UN ENTORNO MUY COMPLEJO Y RESPONDIDO EFICAZMENTE A LOS RETOS PLANTEADOS. HEMOS CREADO FUTURO Y TRABAJADO, SI CABE, CON MÁS RIGOR E ILUSIÓN”

Uno de los hechos que más nos llenó de alegría en 2009 fue el de convertirnos en la empresa española que más empleo crea para personas con discapacidad. En 2009 presentamos nuestro *Libro blanco de la contratación de personas con capacidades diferentes. De las palabras a los hechos*, una iniciativa pionera en Europa que responde a nuestra convicción de que las personas discapacitadas aportan un gran valor a las compañías en las que trabajan.

El compromiso de Repsol con este colectivo ha sido reconocido por diversas instituciones, entre ellas la Fundación Empresa y Sociedad, que premió a nuestra compañía por trabajar desde hace años de manera activa en la integración de personas con capacidades diferentes.

Firmes en nuestro compromiso de lucha contra el cambio climático, Repsol aprobó en junio de 2009 una nueva estrategia de carbono y nuevas energías, al tiempo que se fijó unos objetivos todavía más ambiciosos en eficiencia energética.

El pasado ejercicio suscribimos también una iniciativa pionera en el sector para promover la protección de los derechos humanos de todos los pueblos indígenas reconocidos por las Naciones Unidas y la Organización Internacional del Trabajo (OIT). A través de esta norma, que incorpora las aportaciones de organizaciones gubernamentales y no gubernamentales e instituciones educativas, Repsol se compromete a apoyar las costumbres y prácticas sociales de todos los pueblos

indígenas y a fomentar una relación sólida y de confianza, basada en el diálogo y la colaboración para el desarrollo.

Sin duda, durante 2009 hemos trabajado en un entorno muy complejo en el que Repsol ha respondido eficazmente a los retos planteados. Hemos creado futuro y trabajado, si cabe, con más rigor e ilusión. Sólo con un gran equipo humano es posible crear una gran compañía como Repsol.

Para concluir esta carta quisiera manifestarles mi más sincero agradecimiento por su apoyo y contribución a este apasionante proyecto común en un sector tan estratégico y valioso para nuestra sociedad como el de la energía.



Antonio Brufau Niubó
PRESIDENTE
EJECUTIVO



Hitos 2009 -



Año histórico: 15 descubrimientos

En un ejercicio sin precedentes en cuanto al éxito exploratorio, Repsol anunció en 2009 un total de 15 descubrimientos de hidrocarburos en ocho países de tres continentes: Estados Unidos, Brasil, Venezuela, España, Marruecos, Argelia, Libia y Sierra Leona.

El mayor hallazgo de gas en la historia de Repsol

Perla 1x (Venezuela) es el mayor descubrimiento de gas de la historia de Repsol. Las pruebas de producción realizadas en este campo, descubierto en septiembre de 2009, dieron como resultado

un caudal de 570.000 metros cúbicos de gas/día y 620 barriles de crudo/día, lo que confirma que el yacimiento podría albergar volúmenes recuperables de gas de entre 1.000 y 1.400 millones de barriles equivalentes de petróleo. El descubrimiento Perla 1x ha sido calificado por el servicio de información especializada de hidrocarburos IHS como uno de los cinco mayores del mundo durante 2009.

Cuatro descubrimientos en Brasil

Repsol obtuvo en 2009 unos excelentes resultados exploratorios en las aguas brasileñas con

cuatro descubrimientos. Dos de ellos (Iguazú y Abaré Oeste) en el prolífico bloque BM-S-9, en las aguas profundas de la cuenca de Santos, donde en 2007 y 2008 se produjeron los importantes descubrimientos de Carioca y Guará. Repsol anunció en abril el descubrimiento realizado con el pozo Iguazú y en septiembre el cuarto éxito en el bloque BM-S-9 con el sondeo Abaré Oeste. Estos descubrimientos confirman el enorme potencial de este bloque. Los otros dos descubrimientos del año en Brasil, también en la cuenca de Santos, se realizaron con los sondeos Panoramix, en



el bloque BM-S-48 (operado por Repsol), y Piracucá-Pialamba, en el bloque BM-S-7.

Un importante descubrimiento en el Golfo de México (EEUU)

Repsol comunicó el 6 de febrero de 2009 el descubrimiento de petróleo en el pozo submarino Buckskin, en aguas estadounidenses del Golfo de México. Repsol es el operador exploratorio del yacimiento, que apunta la existencia de notables recursos de petróleo ligero y dulce. El sondeo Buckskin es el pozo submarino más profundo operado por Repsol en su historia.


Inauguración de Canaport LNG

Primeros hallazgos en Sierra Leona y Marruecos


En septiembre, Repsol y sus socios, Anadarko, Woodside y Tullow, anunciaron el primer descubrimiento de hidrocarburos en aguas profundas de Sierra Leona. Éste tuvo lugar en el pozo Venus B-1, con una profundidad total de 5.638 metros, en una lámina de agua de 1.798 metros. Repsol realizó en marzo un descubrimiento en Marruecos con el sondeo Anchois, a 40 km de la costa. Repsol opera esta área exploratoria y el sondeo supone el primer éxito exploratorio en la historia del offshore marroquí.

El Presidente Ejecutivo de Repsol, Antonio Brufau, inauguró el 25 de septiembre de 2009 en Canadá la primera planta de Gas Natural Licuado (GNL) construida en la costa este de Norteamérica en los últimos 30 años. Canaport LNG tiene capacidad para suministrar gas a 5 millones de hogares. Repsol y la compañía Irving Oil han desarrollado este proyecto, que asegura un suministro competitivo y estable para el noreste de Estados Unidos.



 Ver vídeo en el soporte digital



 Ver vídeo en el soporte digital



Shenzi (EEUU) supera las expectativas

Unos meses antes de lo previsto, en marzo de 2009, comenzó la producción de petróleo y gas en el campo Shenzi, en el Golfo de México, a través de su propia plataforma. Mediante esta instalación se alcanzaron producciones diarias superiores a lo esperado, por encima de los 120.000 bbl/d. Las expectativas también se han visto superadas en lo referente al potencial estimado de recursos tras los positivos resultados de los

trabajos de perforación que se están realizando en el Flanco Norte de Shenzi. El Golfo de México se considera una de las zonas más rentables en aguas profundas por la industria petrolera y responde al objetivo de Repsol de incrementar su presencia en países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE).

Más de 1.500 millones de ahorro

El año 2009 estuvo marcado por un gran reto: reducir en más de 1.500 millones de euros los gastos e inversiones de la compañía. Para ello se identificaron más de 1.100 medidas de ahorro, que contribuyeron a reducir los gastos corrientes de manera significativa. Merece especial atención el proceso de renegociación de contratos (vigentes y nuevos) con más de 4.000 proveedores. En 2010, Repsol redoblará sus esfuerzos en materia de reducción de gastos.

Pioneros en la integración de personas discapacitadas -

Repsol presentó en julio de 2009 su *Libro blanco de la contratación de personas con capacidades diferentes. De las palabras a los hechos*, que ofrece una guía de procedimientos para estandarizar y mejorar los procesos de contratación de estos trabajadores, así como la gestión de la diversidad. Se trata de una iniciativa pionera en Europa y responde a la convicción de que la empresa se enriquece con la contribución de las personas con capacidades diferentes, que aportan valor añadido a la compañía.

Para Repsol, la integración de este colectivo va más allá de la obligación legal. En la actualidad, un 2,21% de la plantilla total de Repsol está integrada por trabajadores con capacidades diferentes. En cinco años, se ha pasado de 131 empleados con discapacidades a 544 a 31 de diciembre de 2009.

El Libro Blanco aspira a servir de guía y acicate para que otras empresas inicien el camino de la integración o avancen en este tipo de políticas. El compromiso de Repsol en este ámbito ha sido reconocido por varias instituciones. La Fundación Empresa y Sociedad premió en 2009 a la compañía por trabajar desde hace años de manera activa en la integración de personas con capacidades diferentes.



Premiada como la mejor energética del mundo

Repsol logró a mediados de 2009 el prestigioso premio otorgado por Petroleum Economist –la revista internacional más importante del sector energético– a “La mejor compañía energética del mundo” en 2008. El galardón reconoce los resultados obtenidos en exploración y en la diversificación de sus negocios. Repsol fue la única empresa española nominada para estos premios. El Presidente de la compañía, Antonio Brufau, se situó entre los finalistas al premio ‘Ejecutivo del Año’, lo que supone un reconocimiento a su gestión.

Otros reconocimientos internacionales

- Antonio Brufau fue galardonado en diciembre de 2009 por la Cámara de Comercio de Estados Unidos en España por su contribución a una globalización económica responsable.
- También en diciembre, Platts, la prestigiosa agencia internacional especializada en noticias del sector energético, concedió a Repsol el premio a “La mejor tecnología comercial” del año por

su proyecto Caleidoscopio, una innovadora tecnología aplicada a la exploración de hidrocarburos que ha contribuido a la exitosa campaña exploratoria desarrollada desde 2007 por la compañía.

- Repsol fue galardonada el pasado 24 de junio como “La empresa española con mejor información financiera en Internet” en la octava edición de los premios anuales que otorga la Asociación Española de Contabilidad y Administración de Empresas (AECA), en la modalidad de empresas del Ibex-35.

Apoyo a las comunidades indígenas

En 2009, Repsol suscribió una Política de Relación con Comunidades Indígenas pionera en el sector, que apoya la protección y promoción de los derechos humanos de los pueblos indígenas. A la hora de definir esta política, la compañía ha tenido en cuenta las aportaciones de 24 organizaciones gubernamentales y no gubernamentales, instituciones educativas y del sector. Con esta política, Repsol se compromete a apoyar el mantenimiento de sus costumbres y a fomentar una relación sólida y de confianza con ellas.

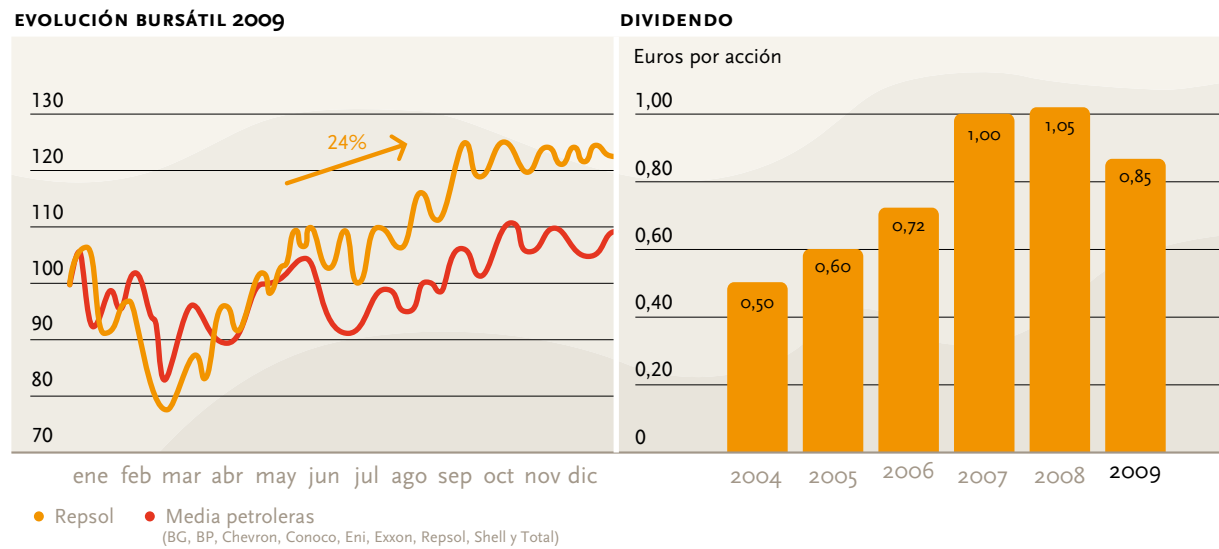
La petrolera más transparente

Por cuarto año consecutivo, Repsol fue calificada como la empresa petrolera más transparente entre las grandes compañías mundiales del sector, según los prestigiosos índices internacionales Dow Jones. Esto avala, una vez más, las políticas de máxima transparencia y rigor desplegadas por el Comité de Dirección. Asimismo, la estrategia de Repsol frente al cambio climático alcanzó nuevamente la máxima puntuación en el índice mundial y, por primera vez, la compañía obtuvo también el liderazgo en el apartado de biodiversidad, por

su información del desempeño social y en desarrollo de capital humano. De las 113 petroleras analizadas, Repsol es una de las doce que forman parte del índice tras superar un riguroso proceso de evaluación, que analiza el comportamiento en tres dimensiones: económica, social y ambiental.



La acción - de Repsol -

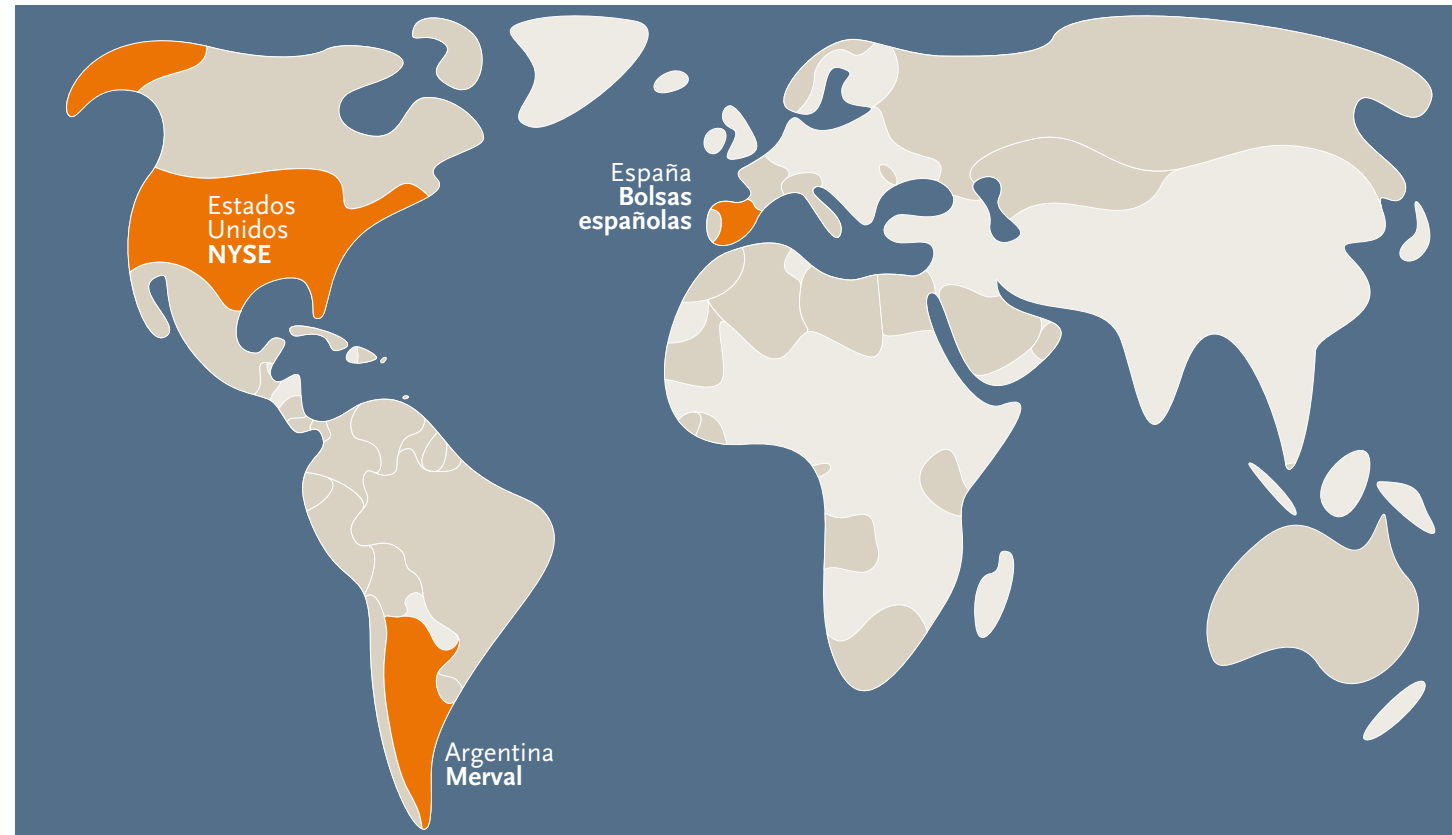


Los mercados de valores experimentaron en general una importante recuperación en 2009, desde los mínimos marcados en 2008. Las acciones de Repsol empezaron 2009 a 15,10 euros y cerraron el ejercicio a 18,73 euros, lo que supone una revalorización del 24%, casi en línea con la del Ibex-35, el índice de referencia en los mercados de valores de España. Los títulos de Repsol evolucionaron más positivamente que el índice

de Bloomberg, que reúne a las 500 empresas europeas más grandes, y que el Dow Jones Euro Stoxx Utilities Index, que agrupa, entre otras compañías, a las principales petroleras. El Consejo de Administración de Repsol acordó el 25 de noviembre de 2009 la distribución de un dividendo bruto de 0,425 euros por acción a cuenta del mencionado ejercicio. El pago se hizo efectivo el 22 de diciembre de 2009 para

permitir que los accionistas se pudiesen beneficiar del trato fiscal más favorable que tuvo el cobro de dividendos en 2009 frente al siguiente año. El Presidente Ejecutivo de Repsol, Antonio Brufau, manifestó ante el Consejo de Administración que “este dividendo compatibiliza una retribución adecuada al accionista con el plan de inversiones encaminado al crecimiento de la compañía”. El dividendo a

● PRESENCIA DEL GRUPO REPSOL EN EL MUNDO ● MERCADOS DE VALORES DONDE COTIZA LA ACCIÓN DE REPSOL



cuenta de 2009 es acorde con un entorno caracterizado por el descenso de los precios del crudo y de los beneficios en el sector.

Payout del 66%

En la reunión del 24 de febrero de 2010, el Consejo de Administración de Repsol acordó por unanimidad proponer a la próxima Junta General de Accionistas la distribución de

0,425 euros brutos por acción como dividendo complementario correspondiente al ejercicio 2009, pagadero a partir del 8 de julio de 2010.

Con esta propuesta, que deberá ser aprobada por la Junta General de Accionistas, el dividendo bruto total correspondiente al ejercicio 2009 será de 0,85 euros por acción, lo que supone un descenso del 19% respecto al abonado con cargo al ejercicio anterior.

Desde 2004, el dividendo de Repsol ha crecido un 70% y el payout –porcentaje del beneficio destinado al pago de dividendos– ha pasado del 25% al 66%. El importe total destinado al pago del dividendo correspondiente al ejercicio 2009 asciende a 1.038 millones de euros.

Ver vídeo en el soporte digital

Órganos rectores -

Consejo de Administración

Presidente Ejecutivo
Antonio Brufau Niubó
Consejero Ejecutivo
Presidente de la Comisión Delegada

Vicepresidentes
Luis Fernando del Rivero Asensio
Consejero Externo Dominical
Vicepresidente 1º
Vocal de la Comisión Delegada

Isidre Fainé Casas
Consejero Externo Dominical
Vicepresidente 2º
Vocal de la Comisión Delegada

Consejeros
Juan Abelló Gallo
Consejero Externo Dominical
Vocal de la Comisión de Estrategia,
Inversiones y Responsabilidad
Social Corporativa

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

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

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

Carmelo de las Morenas López
Consejero Externo Independiente
Vocal de la Comisión de Auditoría
y Control

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

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

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

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

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

**Pemex Internacional España, S.A.
(representada por Raúl
Cardoso Maycotte)**
Consejero Externo Dominical
Vocal de la Comisión Delegada
Presidente de la Comisión
de Estrategia, Inversiones y
Responsabilidad Social Corporativa

Henri Philippe Reichstul
Consejero Externo Independiente
Vocal de la Comisión Delegada

Luis Suárez de Lezo Mantilla
Consejero Ejecutivo
Vocal de la Comisión Delegada
Secretario y Letrado Asesor



Comité de Dirección



Miguel Martínez San Martín
Director General de Operaciones, COO



Nemesio Fernández-Cuesta
Director General de Upstream



Pedro Fernández Frial
Director General de Downstream





Antonio Gomis Sáez
Director General de Repsol Argentina



Fernando Ramírez Mazarredo
Director General Económico Financiero



Cristina Sanz Mendiola
Directora General de Personas y Organización



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





Información económico - financiera -

Entorno macroeconómico

El año 2009 estuvo condicionado por una profunda crisis económica y financiera internacional. 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 el primer semestre de 2009. La desconfianza en el sistema financiero provocó la parálisis en los mercados, la falta de liquidez y la sequía del crédito. La crisis ha incidido en el comercio a gran escala, en la producción industrial y en el consumo, y ha provocado un aumento del desempleo. La 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 estadounidense apoyaron una mejora de la economía real a partir de la segunda mitad de 2009.

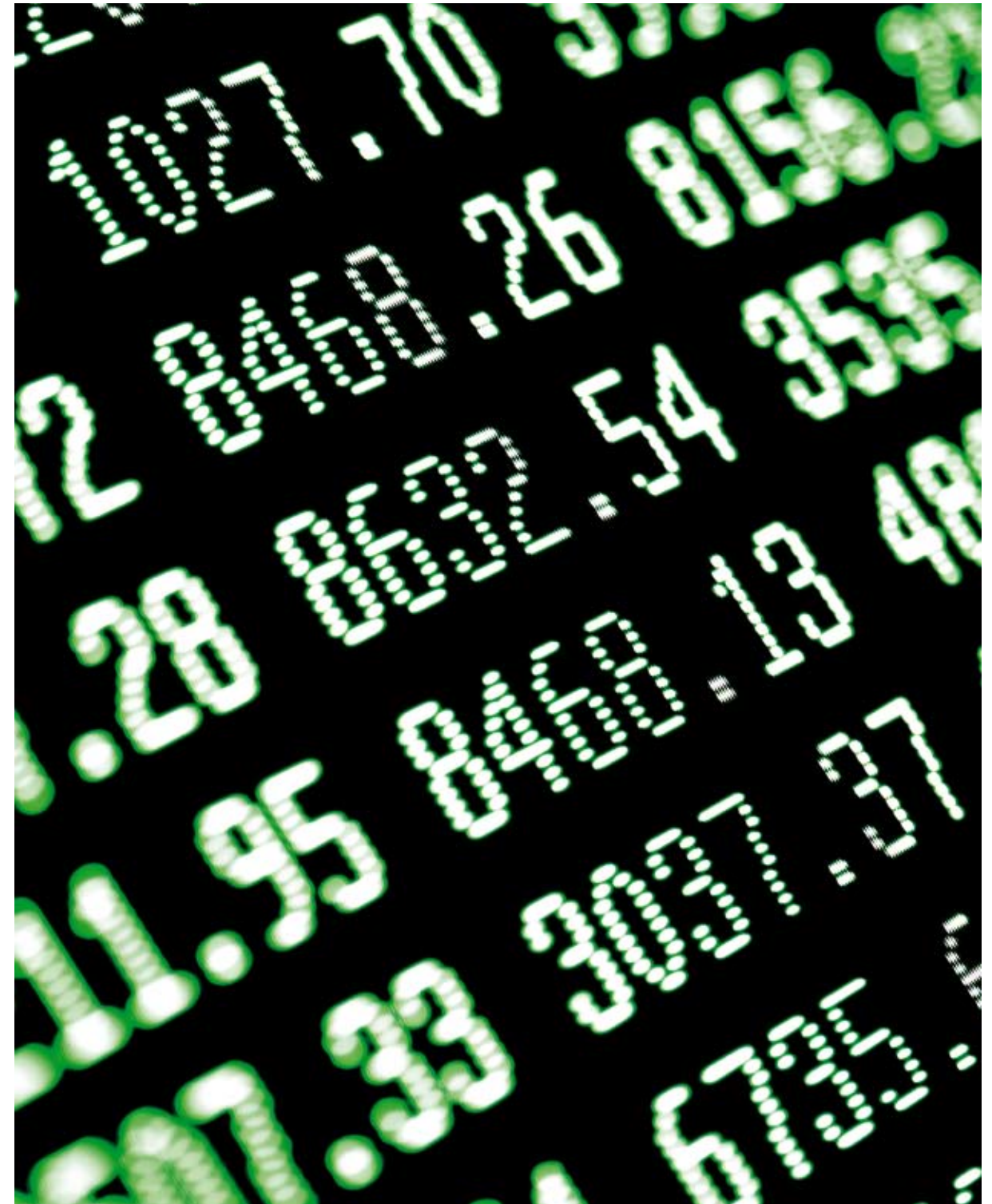
Situaciones diferentes

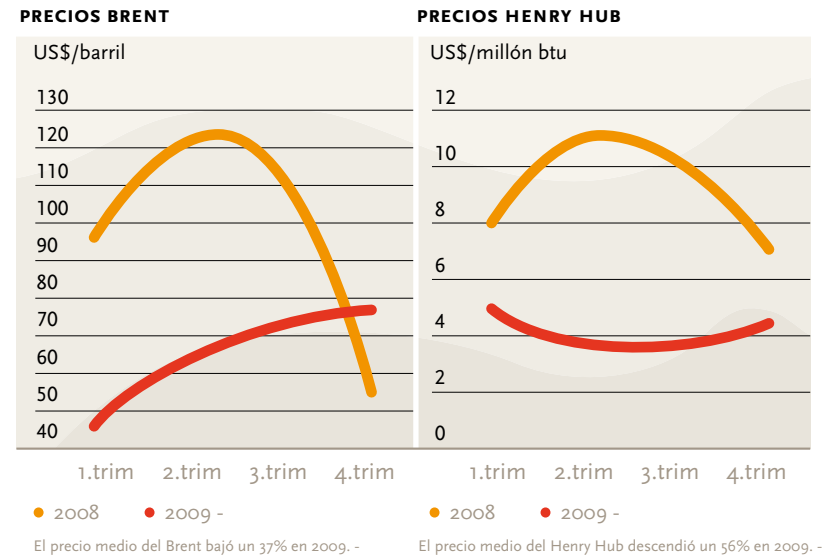
La intensidad y duración de la crisis, y el inicio de la recuperación han sido desiguales según los países. Por lo general, las economías avanzadas comenzaron a contraerse en el cuarto trimestre de 2008 y, con especial intensidad, en el primer semestre de 2009 (cerca de un 4,5%). Los estímulos fiscales 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. En las economías avanzadas, cabe destacar un menor deterioro 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%.

El mercado del petróleo

Durante 2009, el comportamiento del mercado del petróleo 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, que alcanzó máximos históricos a lo largo del año. En este contexto de sobreoferta y con un escenario geopolítico sin mayores conflictos durante 2009, los precios no tuvieron la base fundamental para aumentar al ritmo al que lo hicieron en la primera parte de 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. 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. Éstos 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. En Estados Unidos, se prevé que descienda el PIB 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 complicado 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 un 2,1% de promedio en la última década. No obstante, la segunda mitad de 2009 fue mejor que la primera, como consecuencia de la influencia positiva de las medidas extraordinarias de política monetaria y fiscal, del cambio de ciclo en los inventarios y del dinamismo del comercio internacional, como consecuencia de la favorable evolución de las economías emergentes.

Trabajadores de Repsol en la sede de la compañía en Madrid. -



RESULTADOS DEL GRUPO REPSOL

Millones de euros	2008	2009
Resultado de explotación	5.020	3.244
Upstream	2.258 -	781
GNL	125	(61)
Downstream	1.048 -	1.022
YPF	1.159 -	1.021
Gas Natural SDG	555	748
Corporación y otros	(125) -	(267)
Resultado financiero	(544)	(468)
Resultado antes de impuestos y participadas	4.476	2.776
Impuesto sobre beneficios	(1.861)	(1.130)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	66	86
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	12
Resultado consolidado del ejercicio	2.681	1.744
Resultado atribuido a intereses minoritarios	(126)	(185)
Resultado atribuido a la sociedad dominante	2.555	1.559

España, al igual que sus vecinos 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 notablemente en la evolución del empleo en este país.

Latinoamérica 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 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 de 2008, lo que supone un descenso del 35,4%. El EBITDA se cifró en 6.749 millones de euros, un 17% menos que en 2008. El beneficio por acción 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 millones a 31 de diciembre de 2009. Este descenso se debió principalmente a los menores precios internacionales del crudo y el gas.

El negocio de Gas Natural Licuado (GNL), que en 2008 generó un

(1) Para facilitar la comparación con los datos correspondientes a 2008 que se mencionan en este informe, se 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.



resultado de explotación de 125 millones de euros, registró un resultado negativo de 61 millones en 2009. Esto se explica, entre otros factores, 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.

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% respecto a 2008. La disminución muestra que el incremento de los precios de los líquidos en moneda local no pudo 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 los menores ingresos derivados de exportaciones y de los ingresos inferiores debido a un descenso del precio del gas.

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.

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, éste 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 excluyendo 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 volumen 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 al 31 de diciembre de 2008, que fue de 3.481 millones de euros. Este incremento 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.

Principales inversiones

En 2009 se continuó aplicando el Plan Estratégico 2008-2012. La compañía invirtió 8.964 millones de euros⁽¹⁾ durante el

(1) Esta cifra no incluye inversiones financieras en 2009 por importe de 39 millones de euros.

ejercicio, 4.354 de los cuales 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); a la puesta en marcha de la planta de regasificación Canaport LNG (Canadá); al inicio de la producción en el campo Shenzi, en el Golfo de México estadounidense; a la planta de licuefacción Perú LNG (Perú); 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





LOS GASTOS GESTIONABLES DE 2009 SE REDUJERON
FRENTE A LOS DE 2008 EN 836 MILLONES DE EUROS, -
MEDIDOS EN TÉRMINOS HOMOGÉNEOS -

Sala de reuniones de
la sede de Repsol en Madrid.

Golfo de México y de Brasil, así como el norte de África.

Durante el ejercicio, las desinversiones ascendieron a 1.037 millones de euros⁽²⁾. 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.

Los dividendos abonados por Repsol a sus accionistas en 2009 ascendieron a 1.997 millones de euros⁽³⁾, los cuales incluyen los abonados a socios minoritarios de otras sociedades pertenecientes al grupo. Debido al adelanto del pago del dividendo a cuenta de 2009 a diciembre de dicho 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 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

anterior Junta General, 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 otra de sus sociedades filiales mantienen acciones de la sociedad dominante.

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

En coherencia con la prudencia de su política financiera, Repsol mantiene un volumen de inversiones financieras por importe de 3.971 millones de euros⁽⁴⁾, 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 (excluyendo Gas Natural SDG) al cierre de 2009, frente a los 3.496 millones (excluyendo Gas Natural SDG) de finales de 2008. Para el total del grupo consolidado, el importe de las 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

(2) Esta cifra no incluye desinversiones financieras en 2009 por importe de 56 millones de euros.
(3) El importe del dividendo del ejercicio de 2008 de Repsol YPF, S.A. (1.282 millones de euros) y el abonado 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).

(4) 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.



EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA

Millones de euros	Enero diciembre 2009
Deuda neta al inicio del periodo	3.481
EBITDA	(6.749)
Variación del fondo de maniobra comercial	590
Inversiones (1)	8.964
Desinversiones (1)	(1.037)
Dividendos pagados (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	1.935
Efectos de tipo de cambio	125
Impuestos pagados	1.168
Incorporación de la deuda de Unión Fenosa	1.809
Intereses y otros movimientos	642
Deuda neta al cierre del periodo	10.928

(1) En el ejercicio 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.

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 excluyendo Gas Natural SDG al cierre de 2009 se situó en el 16,7%, frente al 7,7% del ejercicio anterior.

Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio fue del 28,8%, frente al 21% del ejercicio 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.

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 excluyendo 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.



RESULTADO FINANCIERO

	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)

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 peso argentino. Su devaluación frente al euro redujo el valor de los pasivos denominados en estas monedas. Por otro lado,

la devaluación del dólar frente al real brasileño 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), con actividad en Trinidad y Tobago, 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:** 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.

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 la compañía.

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, la evolución de las reservas de petróleo y derivados, los efectos circunstanciales tanto del cambio climático como de los fenómenos meteorológicos, como tormentas y huracanes, que sacuden sobre todo el Golfo de México, el incremento de la demanda en países con un fuerte crecimiento económico, fundamentalmente China e India,

pueden afectar especialmente al mercado y a la cotización internacional del petróleo. Tanto el precio del crudo de referencia internacional como la demanda pueden sufrir también fluctuaciones significativas ligadas a los ciclos económicos. La reducción de los precios del crudo afecta negativamente a la rentabilidad de la actividad de Repsol YPF, a la valoración de sus activos y a sus planes de inversión, incluidas aquellas inversiones de capital planificadas en exploración y desarrollo. Una reducción cuantiosa de las inversiones en esta área podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol YPF de reponer sus reservas de crudo.





Complejo industrial de Repsol en Tarragona (España).



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. 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. Éstos 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.

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, alrededor del 33% a 31 de diciembre de 2009 y del 21% un año antes procedía de las actividades en dicho país.

EL 89,5% DE LAS RESERVAS PROBADAS NETAS DE REPSOL YPF SE ENCUENTRAN EN LATINOAMÉRICA -

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.

Entre los principales riesgos económicos a los que Repsol YPF se enfrenta en dicho país se encuentran:

- las 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, 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;
- 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;
- posibles conflictos entre la normativa o los impuestos establecidos por las provincias y los establecidos por leyes federales;

- una mayor devaluación del peso frente a otras divisas.

En los últimos años se han incrementado e impuesto nuevos gravámenes a las exportaciones.

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, relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos 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) -

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. Por lo general, las autoridades gubernamentales de los países donde se hallan los bloques de producción suelen subastarlos y 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.

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.

Sujeción 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 tienen 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 y las restricciones al canje de divisas y el deterioro o las pérdidas en las operaciones por la intervención de grupos insurgentes.

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;

Trabajador del área de Upstream en el Golfo de México estadounidense. -



- las 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;
- 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

A 31 DE DICIEMBRE DE 2009, REPSOL TENÍA LÍNEAS DE CRÉDITO NO DISPUESTAS POR IMPORTE DE 4.680 MILLONES DE EUROS -

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

NINGÚN CLIENTE REPRESENTA MÁS DE UN 4% DEL IMPORTE TOTAL DE LAS CUENTAS POR COBRAR, POR LO QUE LA EXPOSICIÓN SE ENCUENTRA DISTRIBUIDA ENTRE UN GRAN NÚMERO DE CONTRAPARTES



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.

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 en el sector de gas

natural a determinados riesgos operativos y de mercado”).

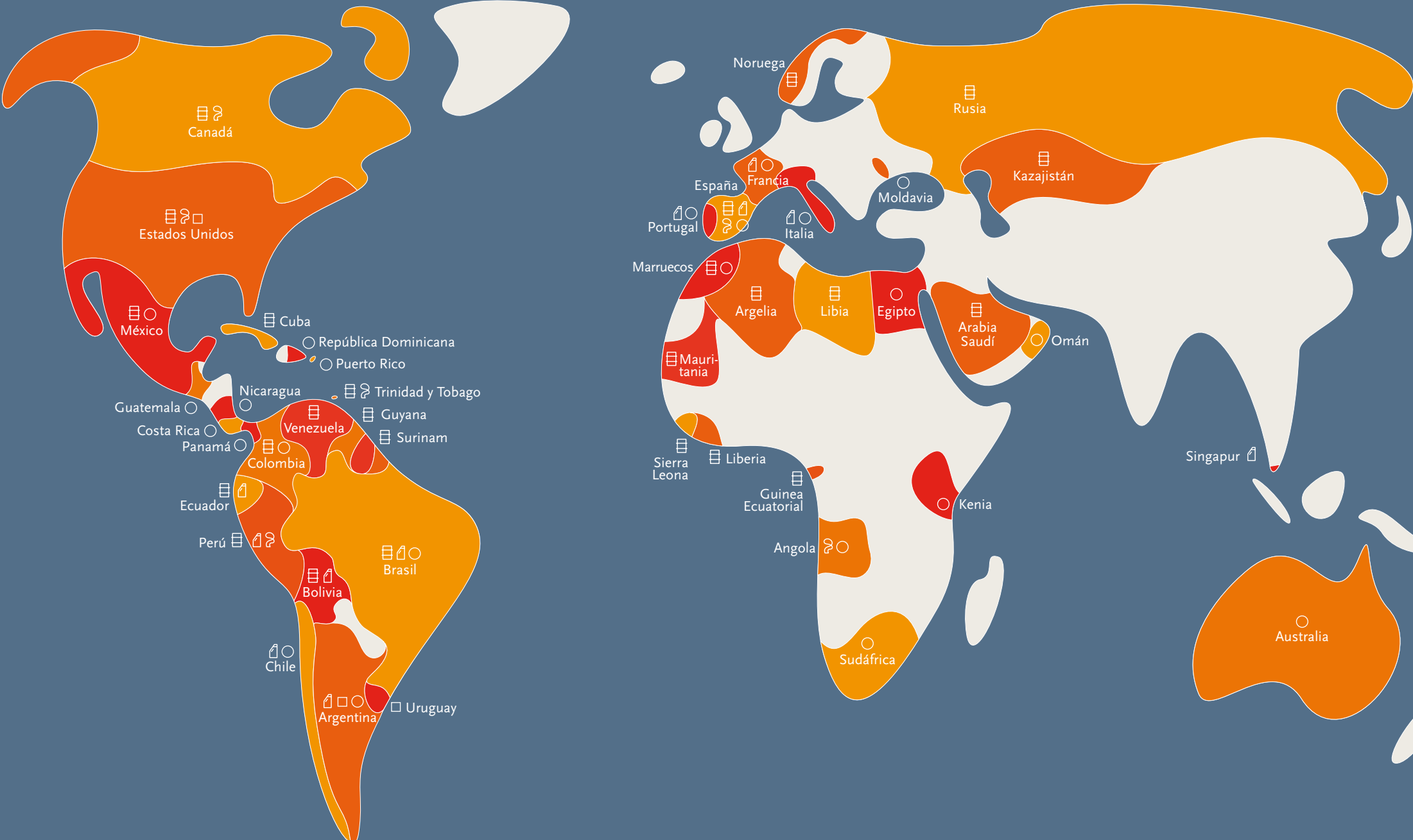
- **Riesgo de tipo de interés.** El valor de mercado de la financiación neta y los intereses netos del Grupo podrían verse afectados como consecuencia de variaciones en los tipos de interés.



Áreas de negocio -

Repsol en el mundo

- Upstream
- GNL
- Downstream
- YPF
- Gas Natural SDG



Upstream

Exploración y Producción

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 Upstream del Grupo Repsol. Para información relativa a las actividades de exploración y producción de YPF, véase el capítulo correspondiente a esta compañía. El área de Upstream de Repsol gestiona su cartera de proyectos con el objetivo de alcanzar un crecimiento rentable, diversificado, sostenible y comprometido con la seguridad y el medio ambiente. Los pilares de su estrategia son el aumento de la producción y las reservas, la diversificación geográfica de

la actividad con el incremento de su presencia en países de la OCDE, la excelencia operativa y la maximización de la rentabilidad de los activos.

Zonas clave

El área de Upstream basa su estrategia tanto en las zonas clave tradicionales, localizadas en el norte de África (Argelia y Libia) y en 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 de la compañía) y las aguas profundas de Brasil.

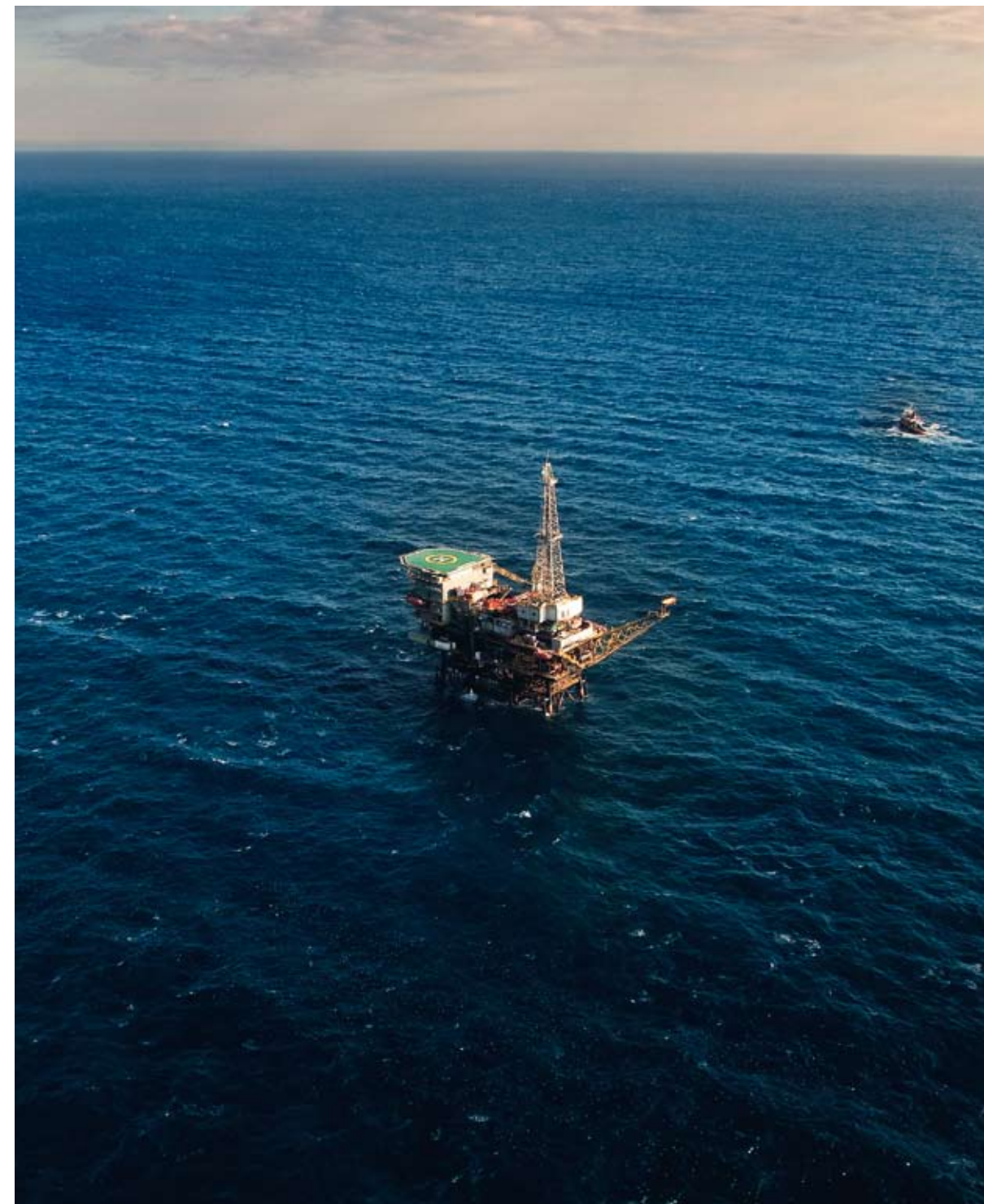
Asimismo, el crecimiento a medio plazo se potenciará con los importantes proyectos de gas que se están desarrollando en Perú, Bolivia, Brasil y Venezuela, y a más largo plazo, con la cartera de activos que se está consolidando en Noruega, Canadá y África occidental.

La tasa de reemplazo de reservas probadas en el área de Upstream fue del 94% en 2009, frente al 65% de 2008 y al 35% de 2007, lo que supone un notable avance en un ámbito estratégico para cualquier compañía petrolera. Excluyendo el efecto precio, la tasa de reemplazo se eleva al 111%.

El año 2009 ha sido histórico para la compañía, con un resultado en la actividad exploratoria excepcionalmente exitoso.



Ver vídeo en el soporte digital



Casablanca es la única plataforma petrolífera situada en alta mar de España.

EN 2009, REPSOL REALIZÓ IMPORTANTES
DESCUBRIMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN PAÍSES COMO
BRASIL, VENEZUELA Y ESTADOS UNIDOS -



Repsol anunció en 2009 un total de 15 descubrimientos, lo que fortalece de manera rotunda su política de crecimiento rentable 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 Gofo 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 aplicados. 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 empresa rusa de exploración y producción West Siberian Resources (WSR), que

en 2008 se fusionó con Alliance Oil; con lo que su área de Upstream está presente en la actualidad en 25 países. **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 se cifró en 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 del descenso de los precios medios de realización, que se compensaron parcialmente por las mayores ventas de crudo y por la menor amortización de la

POZOS EXPLORATORIOS TERMINADOS

	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
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

* Cantidades menores a un pozo exploratorio en base a la participación neta de Repsol.

POZOS EXPLORATORIOS TERMINADOS

	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
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

* Cantidades menores a un pozo exploratorio en base a la participación neta de Repsol.

POZOS PRODUCTIVOS POR ÁREA GEOGRÁFICA

	A 31 DE DICIEMBRE DE 2008			
	Petróleo		Gas	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos
España	11	8	5	4
América del Sur	1.065	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	1.220	388	227	84

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	1.089	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	1.290	439	244	92

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

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\$/barril. Esta cifra representa un alza del 5% en comparación con los 2,8 US\$/barril 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.

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 (15 en total), sino sobre todo por la importancia de los mismos. Los descubrimientos de 2009 se localizaron en aguas profundas de Brasil y del Golfo de México estadounidense, Venezuela, Marruecos, España, Argelia, Sierra Leona y Libia.

En Brasil, en el bloque BM-S-9, situado en aguas profundas de la cuenca de Santos, se obtuvieron en 2009 dos nuevos

EL AÑO 2009 HA SIDO HISTÓRICO PARA REPSOL, TANTO POR EL NÚMERO DE DESCUBRIMIENTOS COMO POR LA IMPORTANCIA DE LOS MISMOS



Operarios del navío sonda Stena Drillmax en el Golfo de México (Estados Unidos), donde el buque ha realizado tareas de exploración.

éxitos exploratorios con los sondeos Iguazú y Abaré Oeste. Además de Repsol, que posee una participación del 25% en el bloque, conforman el consorcio las compañías Petrobras (que posee el 45% y es la operadora) y British Gas (BG Group, con el 30%).

En abril de 2009, Repsol anunció el descubrimiento realizado en el pozo exploratorio Iguazú, que se localiza en la misma área de evaluación que el sondeo Carioca, a 340 km de la costa de São Paulo y con una lámina de agua de 2.140 metros. 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

São 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 la perforación de dos nuevos sondeos exploratorios y la realización de las pruebas de producción de larga duración en Carioca y Guará en 2010.

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 del consorcio, 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 ligero 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



Panorámica de un campo productivo de Repsol en Libia.

2010 está previsto completar dos sondeos: uno de predesarrollo y el segundo con carácter exploratorio.

En Venezuela, en septiembre de 2009, Repsol anunció un importante descubrimiento de gas y condensado con el sondeo Perla 1x. El yacimiento se localiza en las costas del Golfo de Venezuela, al oeste del país, a 60 metros de profundidad. 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. 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.

Se trata del mayor descubrimiento de gas de la historia de Repsol y uno de los más importantes de Venezuela.

A gran profundidad

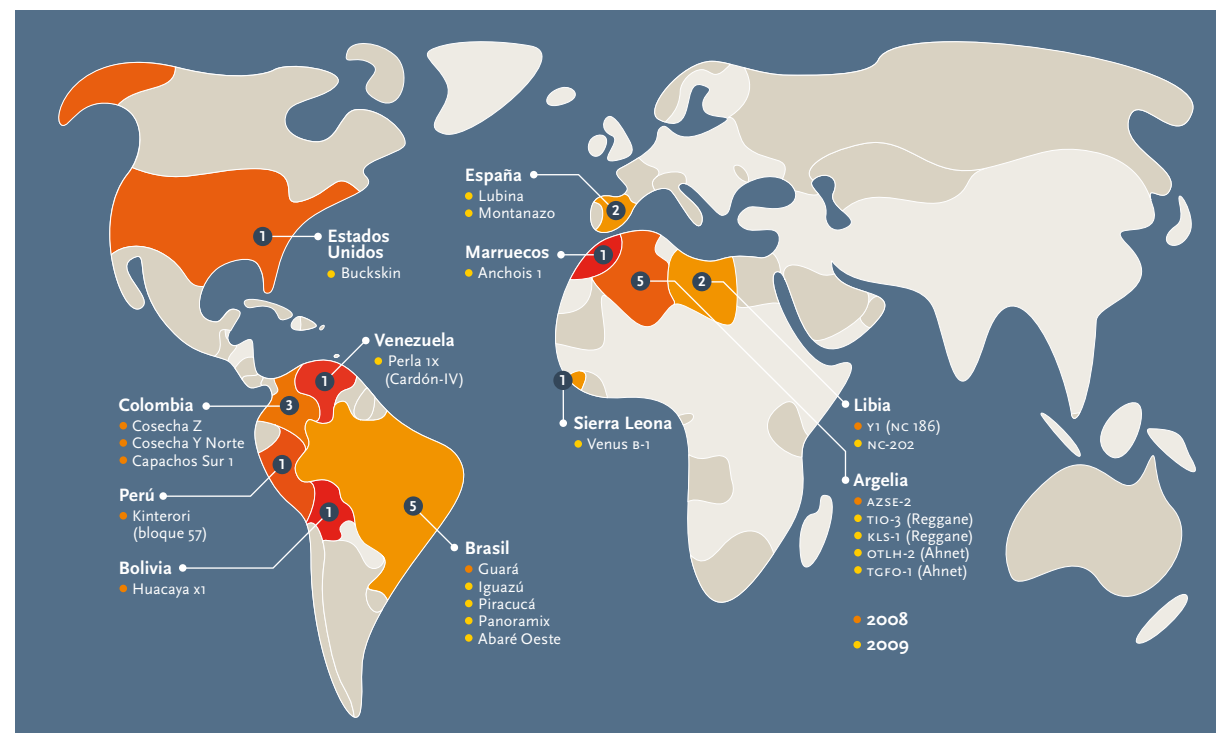
En el Golfo de México, en Estados Unidos, Repsol descubrió a principios de año un gran yacimiento de petróleo con el sondeo Buckskin. Este pozo tiene una profundidad de unos 10.000 metros y una lámina de agua de 2.000 metros. Con el sondeo Buckskin se ha iniciado de manera exitosa la campaña operada en aguas profundas del Golfo de México. Los socios son Repsol (12,5%), Chevron (55%), Maersk (20%) y Samson (12,5%).

En España, Repsol realizó en 2009 dos descubrimientos de petróleo en 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 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.

En marzo de 2009, Repsol anunció un descubrimiento de gas en Marruecos, 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.

DESCUBRIMIENTOS DE REPSOL EN 2008 Y 2009



EN EL GOLFO DE MÉXICO, EN ESTADOS UNIDOS, - REPSOL DESCUBRIÓ EN 2009 UN GRAN YACIMIENTO DE PETRÓLEO CON BUCKSKIN, EL SONDEO MARINO MÁS PROFUNDO OPERADO POR REPSOL

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 6/7, con 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.

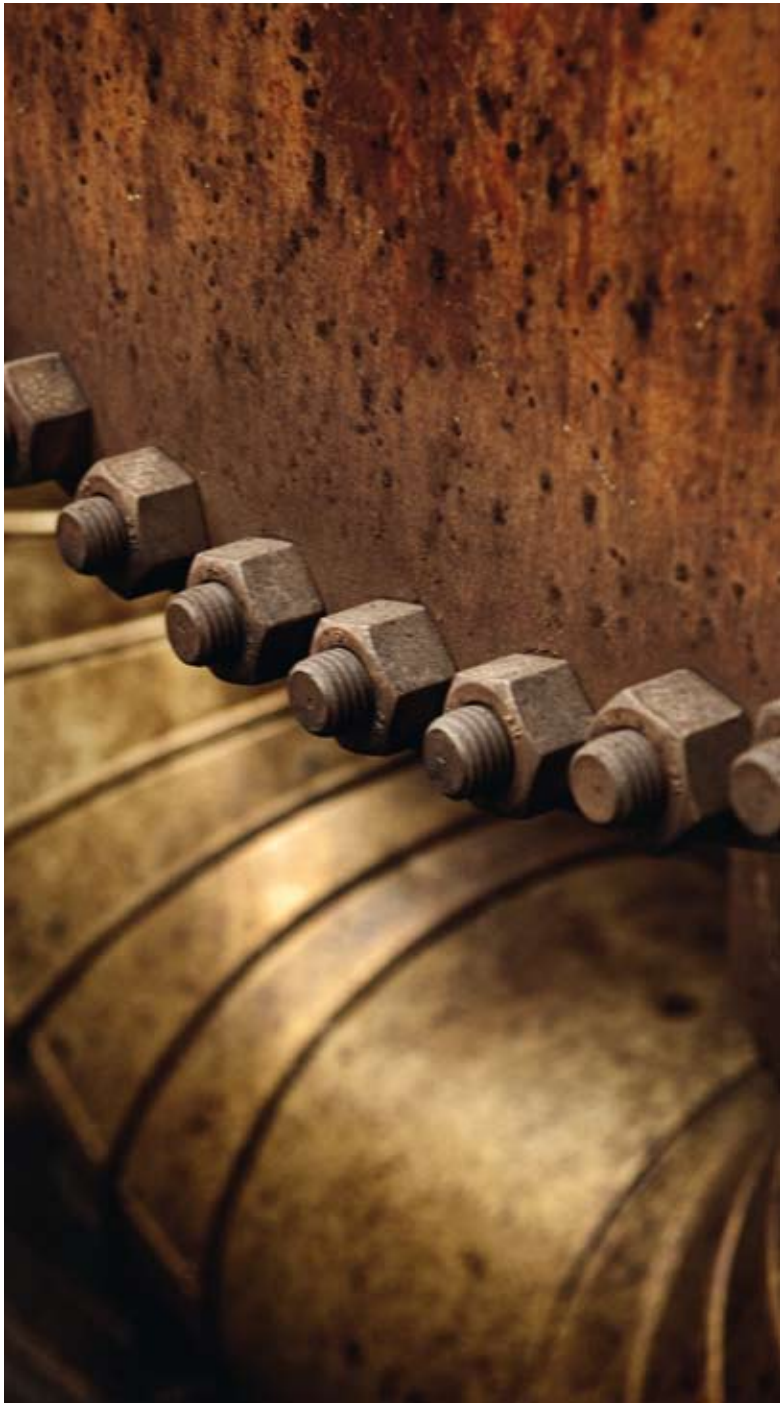
En Argelia, Repsol anunció en 2009 cuatro descubrimientos exploratorios, dos de ellos en el bloque Reggane.

Asimismo, Repsol hizo público en abril de 2009 el descubrimiento realizado en el offshore de Libia con el sondeo A1 NC-202. 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

Intercambiador de calor - del complejo industrial - de Repsol en Tarragona (España). -



deducidas las variaciones en Libia (15,4 Kboe/d), por los nuevos contratos aplicados desde agosto de 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.

PRODUCCIÓN NETA DE LÍQUIDOS Y GAS NATURAL POR ÁREA GEOGRÁFICA

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

* Cantidades menores a 1 mmbbl/bcf/mmboe de producción en base a la participación neta de Repsol.

En octubre empezó en Trinidad y Tobago la producción del campo Savonette, operado por bpTT, mientras que en enero de 2009 comenzaron las entregas de gas desde Teak Delta en Teak, Samaan y Poui (TSP).

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

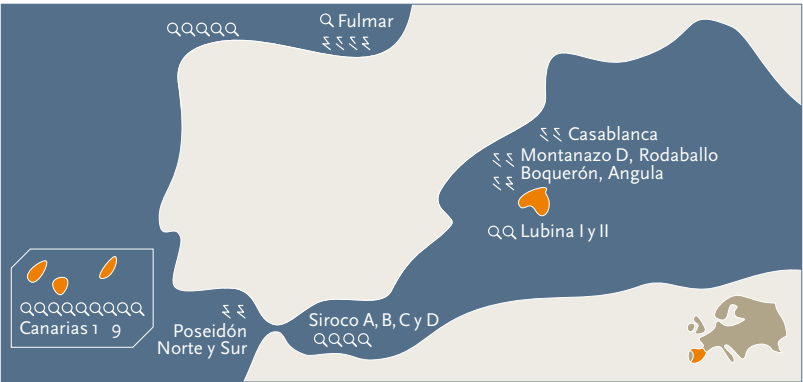
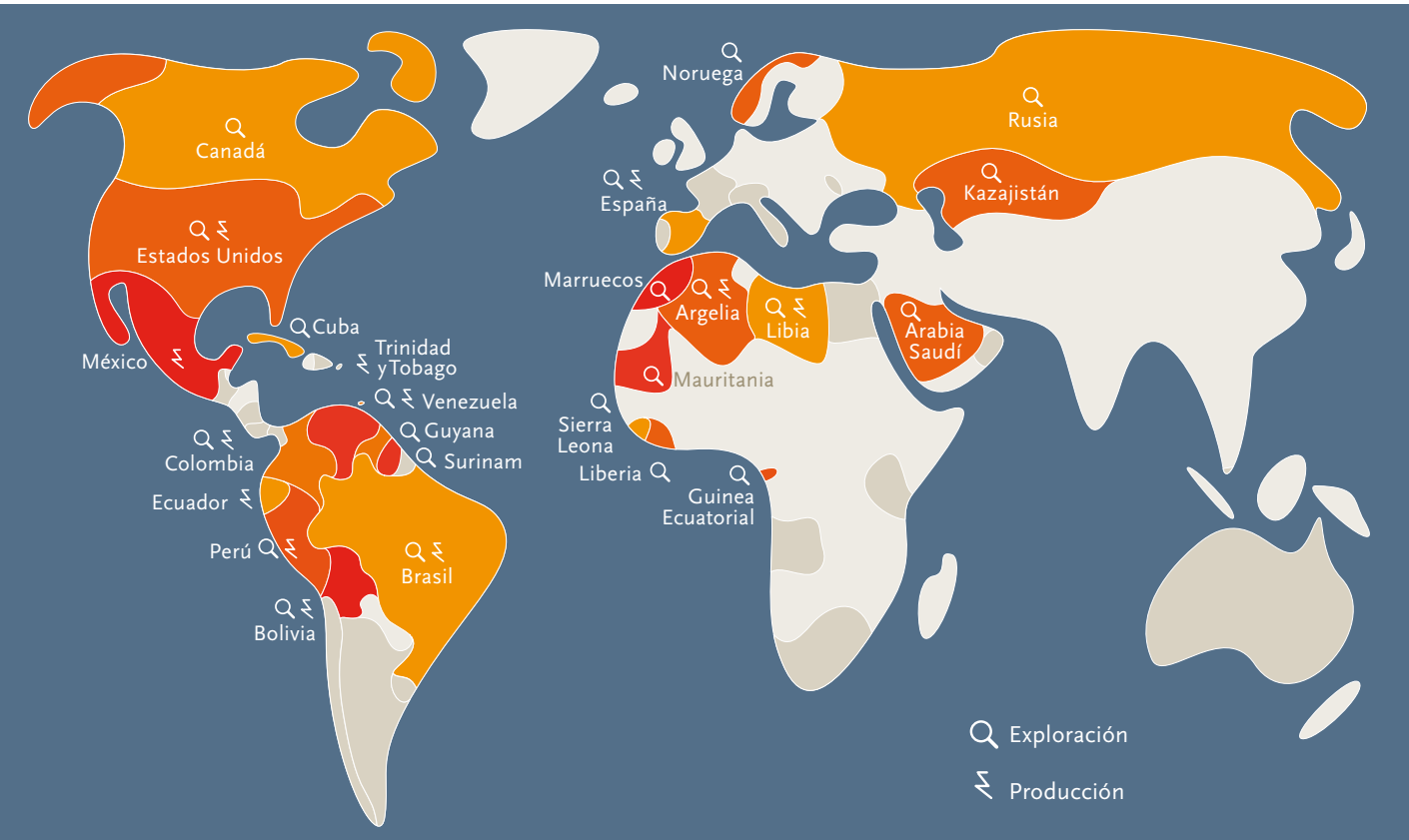
Shenzi, en Estados Unidos, y a las actividades de exploración en Brasil, el Golfo de México, España y el norte de África.

Operaciones por países



El área de Upstream tenía derechos mineros sobre 420 bloques, con una superficie neta de 143.928 km², al cierre de 2009. De éstos, 348 bloques son exploratorios y suman una superficie neta de 131.063 km². En 2009, Repsol terminó 27 sondeos exploratorios, de los cuales 11 resultaron positivos y 3 están en evaluación. A finales de año, otros 3 sondeos exploratorios estaban en fase de perforación.

EL ÁREA DE UPSTREAM EN EL MUNDO



Q Bloque de exploración
Ξ Bloque de desarrollo/explotación



España

Al cierre de 2009, Repsol poseía en España derechos mineros sobre 33 bloques: 21 de exploración, con una superficie neta de 9.882 km², y 12 de explotación que suman un área neta de 384 km².

A través de sus instalaciones de Casablanca, Rodaballo y Boquerón (Mar Mediterráneo), Poseidón (Bahía de Cádiz) y Gaviota (Mar Cantábrico), Repsol produjo en 2009 un total de 0,9 Mbep (en torno a 2.518 bep/d). Las reservas probadas netas de petróleo a fin de año se estimaban en 6,8 Mbep.

Durante 2009 se realizaron dos sondeos exploratorios en la cuenca del Mediterráneo, Montanazo D-5 y Lubina-1, ambos con resultado positivo.

Repsol obtuvo en febrero de 2010 una prórroga de tres años en los bloques exploratorios Ballena 1, 2, 4 y 5, situados en el Mar Cantábrico.

Hitos 2009

- En el Mediterráneo español, Repsol realizó dos descubrimientos de petróleo con los sondeos marinos Montanazo D-5 y Lubina-1, localizados a 45 kilómetros de las costas de Tarragona. Estos campos se pondrán en producción a través de la plataforma Casablanca, lo que permitirá prolongar el período de utilización de esta instalación y alargar la producción de los otros campos de Repsol en la zona (Casablanca, Boquerón, Rodaballo y Chipirón). Estos descubrimientos también aumentan las expectativas

de éxito de otros prospectos localizados en el área.

- En junio se reinició la producción de gas en el campo Poseidón, situado en la Bahía de Cádiz y en el que Repsol es el titular del 100% del permiso.
- En 2009 se obtuvo un 69,23% de Fulmar, un nuevo bloque exploratorio en aguas del Mar Cantábrico, así como la operación del mismo.

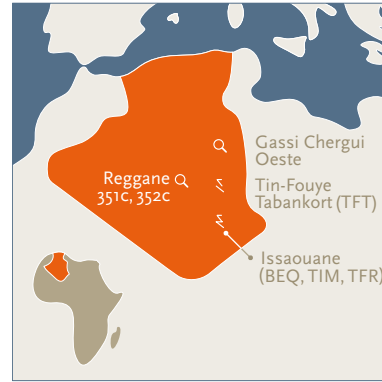


Q Bloque de exploración

Arabia Saudí

A 31 de diciembre de 2009, Repsol poseía en el país derechos mineros sobre un bloque de exploración (bloque C) situado en la cuenca Rub Al'Khali, con una superficie neta de 15.420 km².

En 2009 no se realizaron sondeos exploratorios en Arabia Saudí, pero se adquirieron 3.392 km² de sísmica 3D. Esta campaña sísmica fue acordada en noviembre de 2008 por los socios para reevaluar el potencial exploratorio del sector norte del bloque y definir las condiciones del cuarto sondeo exploratorio que se debe llevar a cabo en el bloque C. Para completar esta campaña se ha solicitado una extensión del contrato de 18 meses.



Q Bloque de exploración

Q Bloque de desarrollo/explotación

Argelia

Repsol contaba en Argelia al cierre de 2009 con derechos mineros sobre 4 bloques: 2 de exploración, con una superficie neta de 4.142 km², y otros 2 de desarrollo, con una superficie neta de 581 km².

La producción neta del año se situó en 1,9 Mbbl de líquidos y 23,7 bscf de gas natural, con una producción neta total equivalente de 6,2 Mbep (16.881 bepd), procedente en su mayor parte del bloque TFT (operado conjuntamente por Sonatrach y Total) y, en menor medida, del bloque Issaouane, operado por Repsol. Las reservas probadas netas de líquidos y gas natural a fin de año se estimaban en 28,4 Mbep.

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.

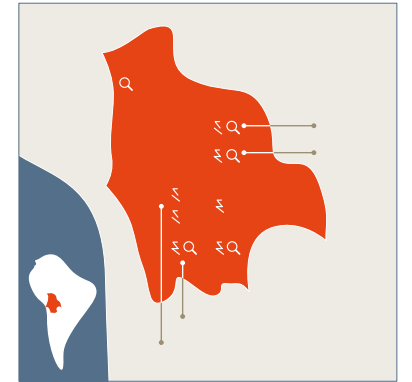
Hitos 2009

- Se produjeron importantes avances en el proyecto de gas de Reggane, como la definición de sus aspectos comerciales, previos al inicio del desarrollo del bloque, que se espera que sea a lo largo del primer semestre de 2010, una vez obtenida la aprobación final de las autoridades argelinas. Está previsto iniciar la producción de gas en los primeros meses de 2014. 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. 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%.

- A finales de diciembre, en la Segunda Convocatoria Nacional e Internacional de Ofertas de Bloques Exploratorios y en Desarrollo, Repsol se adjudicó el bloque exploratorio Sud-Est Illizi, situado en el sureste de Argelia.

El consorcio que desarrollará las actividades exploratorias está formado por Repsol –que será la compañía operadora–, con un 52,5%, la italiana Enel (27,5%) y la franco-belga GdF-Suez (20%). La firma oficial del contrato tuvo lugar en enero de 2010.

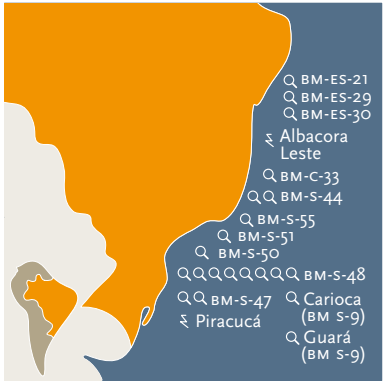


Q Bloque de exploración

Q Bloque de desarrollo/explotación

Bolivia

A 31 de diciembre de 2009, Repsol poseía en Bolivia derechos mineros sobre 33 bloques: 6 de exploración –con una superficie neta de 7.022 km²– y 27 de explotación –con un área neta de 2.229 km²–, situados en las cuencas de Beni, Pie de Monte, Subandino Sur y Subandino Norte. La producción neta del año se cifró en 1,9 Mbbl de petróleo, incluidos condensados y líquidos separados del gas natural, y en 31,5 bscf de gas natural. La producción neta total equivalente fue de 7,5 Mbep (20.478 bepd) y se concentró fundamentalmente en los campos San Alberto y Sábalo (participados por Andina y operados por Petrobras). Las reservas probadas de hidrocarburos correspondientes a Repsol a la fecha de cierre del ejercicio se situaron en 102 Mbep.



- Q Bloque de exploración
- S Bloque de desarrollo/explotación

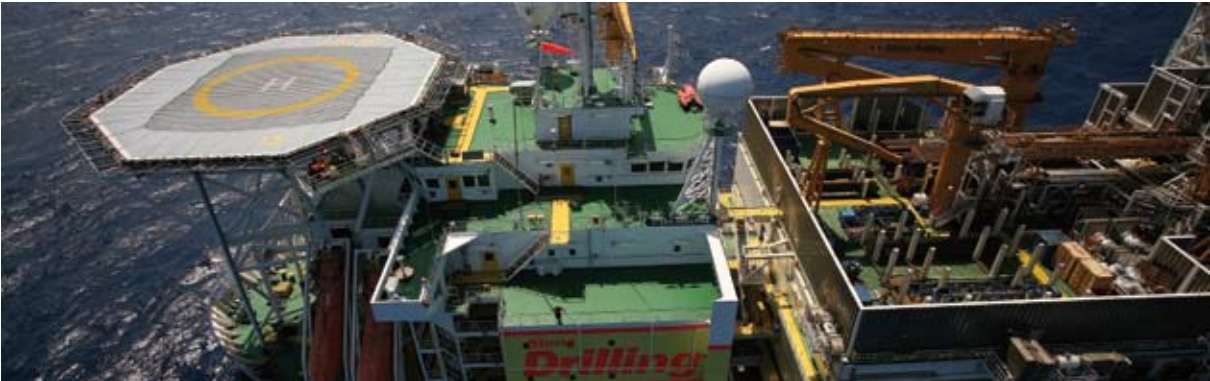
Brasil

Hitos 2009

- Durante el año se elaboró el plan de desarrollo conjunto de los campos Margarita y Huacaya, uno de los proyectos estratégicos de la compañía para los próximos ejercicios y cuyos trabajos comenzarán en 2010. Este destacado proyecto de desarrollo se encuentra en el bloque Caipipendi –al norte del estado de Tarija–, que está controlado 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 fue uno de los cinco mayores descubrimientos realizados ese año en todo el mundo) consiste en elevar la capacidad de producción del campo desde los niveles actuales (2,3 Mm³/d) a un plateau intermedio de 8,3 Mm³/d en 2012 y la posibilidad de incrementar en una segunda fase a 14 Mm³/d.

Repsol poseía al cierre de 2009 derechos mineros sobre 23 bloques en Brasil: 21 de exploración (2.905 km² de superficie neta) y 2 de desarrollo (130 km² de superficie neta), localizados en las cuencas de Santos, Espírito Santo y Campos. Repsol es la empresa operadora en 11 de estos bloques. La producción neta del año fue de 4,1 Mbbl de líquidos y 1,4 bscf de gas natural, con una producción neta total equivalente de 4,3 Mbep (11.783 bepd), procedente del bloque Albacora Leste. Las reservas probadas netas pertenecientes a este bloque se estimaban en 24 Mbep a 31 de diciembre de 2009. Durante el ejercicio se concluyeron 7 sondeos exploratorios, de los cuales 4 dieron resultados positivos (Piracucá-Pialamba,



 Ver vídeo en el soporte digital

Panoramix, Iguazú y Abaré Oeste), 3 fueron negativos y otros 3 estaban en fase de perforación a 31 de diciembre. Además, se compraron 6.225 km² de sísmica 3D.

Brasil se consolidó en 2009 como una de las áreas estratégicas para el crecimiento futuro de Repsol en el área de Upstream, tras los importantes descubrimientos exploratorios realizados durante el ejercicio (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). A éstos se suman los realizados en 2007 y 2008 (Carioca y Guará, ambos en el prolífico bloque BM-S-9), lo que confirma el elevado potencial de esta área de aguas profundas.

Repsol es la primera compañía privada en dominio minero

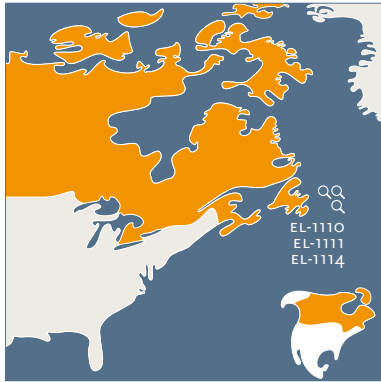
exploratorio offshore en las cuencas de Santos, Campos y Espírito Santo, con un total de 21 bloques exploratorios, más Piracucá-Pialamba (BM-S-7) que ha pasado a bloque en desarrollo en 2009. Además, tiene una participación del 10% en el campo Albacora Leste –situado en la cuenca de Campos–, que está en producción desde abril de 2006. Este importante campo petrolífero, ubicado en las aguas profundas de Brasil, tiene unas reservas brutas probadas y probables estimadas en 394 millones de barriles equivalentes y produjo en 2009 alrededor de 118.000 barriles/día.

Hitos 2009

- En el bloque BM-S-9 se obtuvieron dos nuevos éxitos exploratorios con los sondeos

Iguazú y Abaré Oeste, lo que confirma el elevado potencial de recursos de este bloque situado en una de las áreas de aguas profundas de mayor atractivo del mundo. Repsol anunció en abril el descubrimiento del pozo exploratorio Iguazú. Los resultados exploratorios en este bloque están siendo espectaculares, con cuatro descubrimientos realizados (dos de ellos en 2009) y una tasa de éxito del 100%.

- La prueba de producción realizada en Guará dio excelentes resultados. 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 y durante el ejercicio se llevará a cabo una prueba de mayor duración y se comenzarán las actividades



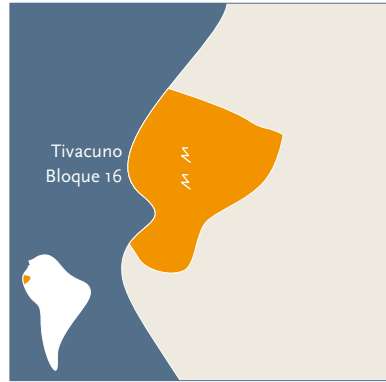
Q Bloque de exploración



Q Bloque de exploración
S Bloque de desarrollo/explotación



Q Bloque de exploración



S Bloque de desarrollo/explotación

encaminadas al inicio del desarrollo temprano del área sur de Guará. En el área de Carioca, donde Repsol participa con un 25%, también se efectuará en 2010 una prueba de producción de larga duración.

- Repsol descubrió gas y petróleo en la cuenca de Santos con el sondeo Panoramix, localizado en el bloque BM-S-48. Está previsto perforar dos sondeos de evaluación adicionales en 2010.
- También en la cuenca de Santos, en el bloque BM-S-7, se produjo a principios de 2009 otro descubrimiento con el sondeo Piracucá-Pialamba, y se dieron los primeros pasos para el inicio del desarrollo. Repsol tiene en Piracucá una participación del 37%, y se prevé que este campo entre en producción en el año 2015.

Canadá

A 31 de diciembre de 2009, Repsol disponía en este país norteamericano de derechos mineros sobre 3 bloques de exploración con una superficie neta de 1.120 km². En 2009 se compraron 21.000 km de sísmica 2D y 700 km² de sísmica 3D. Ya a finales de 2008, Repsol obtuvo mediante concurso los derechos de exploración sobre tres bloques en la zona offshore de Newfoundland (Terranova) y Labrador. En estos bloques, que tienen una superficie de 4.000 km², Repsol tiene como socios a las compañías canadienses Husky Oil y PetroCanada. Esta adjudicación supuso un nuevo paso adelante en los planes de la compañía de incrementar su presencia en la actividad de exploración y producción de gas y petróleo en países de la OCDE.

Colombia

A finales de 2009, Repsol tenía en Colombia derechos mineros sobre 9 bloques: 5 de exploración, con una superficie neta de 1.508 km², y 4 de explotación, con un área neta de 501 km². La producción neta del año se cifró en 2,4 Mbbl (6.578 bbld) de petróleo. Las reservas probadas netas al cierre del ejercicio se estimaban en 4 Mbbl. A lo largo de 2009 se terminó un sondeo exploratorio con resultado negativo.

Hitos 2009

- En mayo se firmó oficialmente la adjudicación a Repsol de un 20% del bloque exploratorio Cebucan, situado en la cuenca de Llanos, donde Petrobras es la compañía operadora, con el 50%, y Cepcolsa completa el consorcio con el 30%.
- Las pruebas de producción finalizadas durante los primeros meses del ejercicio en el descubrimiento Capachos Sur-1 arrojaron resultados positivos. Ecopetrol aprobó en mayo de 2009 la fase comercial, lo que permitió el inicio de la producción.

Cuba

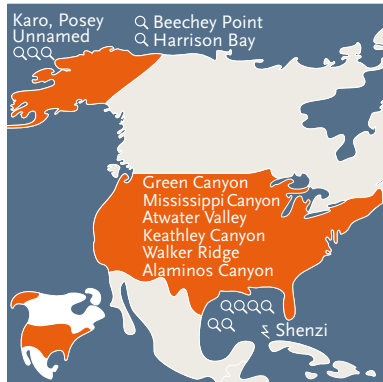
A finales de 2009, Repsol poseía derechos mineros sobre un bloque de exploración en el offshore de Cuba que abarca las siete áreas exploratorias (N 25/26/27/28/29/35/36). Entre todas suman una superficie neta de 4.512 km² y se rigen por el mismo contrato. A lo largo de 2009 no se concluyeron sondeos exploratorios.

Ecuador

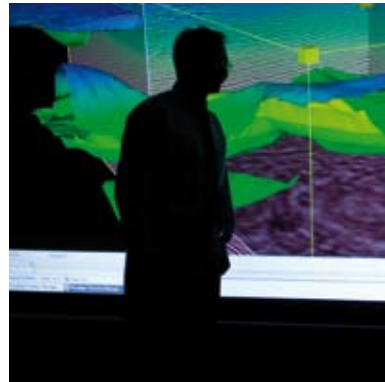
Repsol contaba en Ecuador al cierre de 2009 con derechos mineros sobre 2 bloques de desarrollo que abarcan una superficie neta de 1.210 km². La producción neta del año fue de 5,9 Mbbl (16.175 bbld) de petróleo, la mayor parte procedente del bloque 16. Las reservas probadas netas de petróleo a fin del ejercicio se estimaban en 10,8 Mbbl. En 2009 no se finalizaron sondeos exploratorios en Ecuador.

Hitos 2009

- Repsol alcanzó en marzo un acuerdo con el gobierno de Ecuador que amplía en seis años, de diciembre de 2012 a diciembre de 2018, el período de explotación del bloque 16, reduce el impuesto sobre los



- Q Bloque de exploración
- QQ Bloque de desarrollo/explotación



Ver vídeo en el soporte digital



Estados Unidos

beneficios extraordinarios, del 99% inicialmente contemplado al 70%, y establece un plazo transitorio de un año para concretar un nuevo contrato de prestación de servicios a largo plazo que regulará de manera definitiva las actividades de Repsol en el país. En noviembre de 2009, el periodo transitorio fue prorrogado por un año adicional, hasta el 12 de marzo de 2011 (plazo transitorio que a su vez es prorrogable adicionalmente por acuerdo de las partes).

- Repsol aumentó su participación hasta el 55% en el bloque 16 tras comprar a Murphy su participación del 20%.

A 31 de diciembre de 2009, el área de Upstream de Repsol poseía en Estados Unidos derechos mineros sobre 265 bloques en las áreas de Green Canyon, Alaminos Canyon, Atwater Valley, Beechey Point, Harrison Bay, Karo, Keathley Canyon, Mississippi Canyon, Posey y Walker Ridge. De estos bloques, 259 son de exploración, con una superficie neta de 3.779 km², y los otros 6 son de explotación (39 km²). La producción neta del año se situó en 9 Mbep. Las reservas probadas netas al cierre del ejercicio se estimaban en 67,9 Mbep. En 2009 se terminaron 2 sondeos exploratorios: Buckskin, con resultado positivo, y Angostura, con resultado negativo. Además, se compraron 2.602 km² de sísmica 3D.

En los últimos cuatro años, Repsol ha fortalecido significativamente su presencia en Estados Unidos con su participación en el importante proyecto Shenzi y con la obtención de nuevos bloques exploratorios, cuyo potencial comenzó a hacerse patente en 2009 con el descubrimiento Buckskin. Esta zona se considera una de las más rentables y de mayor potencial exploratorio en aguas profundas del mundo.

Hitos 2009

- En el campo Shenzi, uno de los mayores descubrimientos realizados hasta el momento en 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 que alcanzaban niveles de producción superiores a 120.000 barriles/día y en los próximos uno o dos años se espera completar la perforación del resto de pozos de desarrollo, así como iniciar el proyecto de inyección de agua. 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.

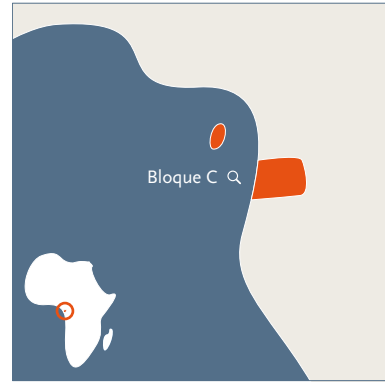
Repsol, como operador del proyecto en su fase exploratoria, realizó en 2009 un importante descubrimiento con el sondeo Buckskin. Con una profundidad total de unos 10.000 metros, se trata del pozo más profundo operado hasta la fecha por Repsol y uno de los más hondos perforados en la zona. Las primeras pruebas de producción

encontraron una columna de 100 metros de crudo de alta calidad.

En 2010 se perforará un pozo de evaluación para precisar la extensión del descubrimiento y 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 se ganaron 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



Q Bloque de exploración

Guinea Ecuatorial

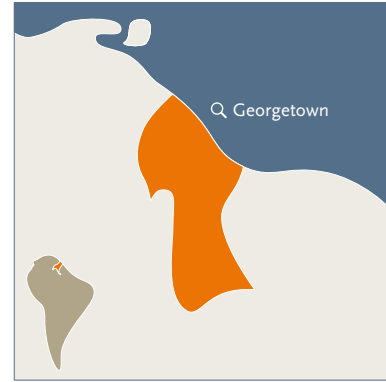
Repsol poseía en este país africano derechos mineros sobre un bloque de exploración, con una superficie neta de 361 km², a 31 de diciembre de 2009. El sondeo Langosta-1, en el bloque C, perforado en 2007 y en el que Repsol participa con el 57,38%, se encuentra actualmente en la fase de evaluación de resultados.

estas rondas se enmarca en la estrategia de diversificación y crecimiento en países de la OCDE.

Adicionalmente, Repsol tiene en Alaska el 100% en 93 bloques exploratorios offshore en el Mar de Chukchi y el 20% en otros 71 bloques exploratorios en el offshore del Mar de Beaufort, junto con las compañías Shell Offshore Inc. y Eni Petroleum US LLC. En estos últimos se realizaron estudios en 2009 con el objetivo de concretar su potencial exploratorio.

Repsol perfeccionó y aplicó durante 2009 la tecnología desarrollada en 2007 con el proyecto Caleidoscopio, un ambicioso programa de

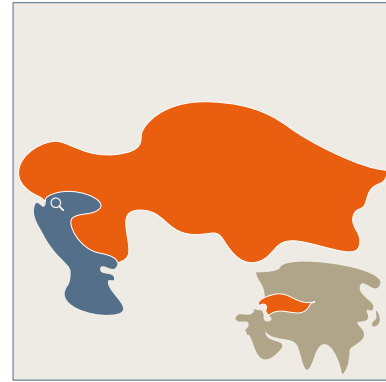
investigación que ha permitido desarrollar una tecnología propia puntera en la interpretación de información sísmica, que ha dado a Repsol una importante ventaja competitiva que es de gran ayuda para la obtención de información de calidad del subsuelo.



Q Bloque de exploración

Guyana

Repsol disponía al cierre de 2009 de derechos mineros sobre un bloque de exploración en el offshore de Guyana que tiene una superficie neta de 3.735 km². En 2009 no se perforaron pozos exploratorios, pero se adquirieron 122 km² de sísmica 3D.



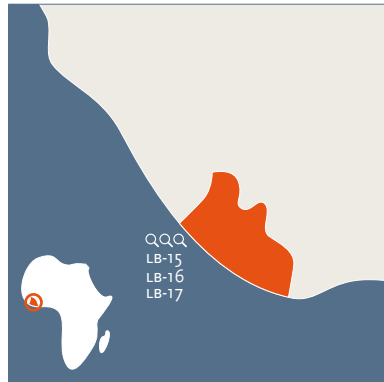
Q Bloque de exploración

Kazajistán

A 31 de diciembre de 2009, Repsol tenía derechos mineros sobre un bloque exploratorio que tiene una superficie neta de 1.094 km². En el último trimestre de 2006, Repsol adquirió a KazMunaiGaz, la empresa estatal de hidrocarburos de este país de Asia Central, un 25% de la empresa Zhambay LLP, titular del bloque exploratorio Zhambay, ubicado en el Mar Caspio, cerca de la frontera con Rusia y la desembocadura del Volga. Los socios del proyecto son KazMunaiGaz (50%) y la petrolera rusa Lukoil (25%). El acuerdo para la entrada en el bloque Zhambay, que tiene un alto interés exploratorio, dada su localización y el elevado potencial detectado, se firmó en 2005.



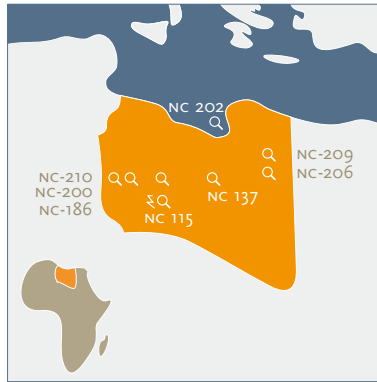
Repsol y sus socios en Zhambay solicitaron la extensión hasta 2011 del período exploratorio, con el compromiso de perforar el primer sondeo exploratorio. Después de los estudios realizados en 2009, los socios seleccionaron la ubicación con mayores expectativas de éxito del primer sondeo exploratorio, que se prevé iniciar entre julio y agosto de 2010.



🔍 Bloque de exploración

Liberia

A 31 de diciembre de 2009, Repsol poseía en Liberia derechos mineros sobre 3 bloques de exploración (LB 15, LB 16 y LB 17), que abarcan una superficie neta de 1.711 km². Durante el ejercicio se adquirieron 6.165 km² de sísmica 3D y se compraron 3.584 km de sísmica 2D. En 2005, Repsol se adjudicó los derechos de exploración y desarrollo del bloque 16 –situado en aguas territoriales del país africano–, dentro del primer concurso internacional convocado por el gobierno de Liberia. La compañía ya había obtenido en 2004 los derechos del bloque 17, adyacente al 16 y fronterizo con los anteriormente firmados en aguas territoriales de Sierra Leona (bloques 6 y 7).



🔍 Bloque de exploración
🔧 Bloque de desarrollo/explotación

Libia

Repsol contaba en este país norteafricano con derechos mineros sobre 9 bloques a finales de 2009. De éstos, 8 son de exploración –incluido el bloque NC-186, que tiene campos en producción, pero oficialmente figura como bloque exploratorio– y suman una superficie neta de 20.709 km². El único bloque de explotación dispone de un área neta de 874 km². La producción neta del año fue de 12,7 Mbbl de petróleo (34.777 bbl), procedente de los bloques NC-115 (campo El-Sharara) y NC-186, en la cuenca de Murzuq. La producción bruta en Libia ascendió en 2009 a 101.231 kbbl. Las reservas probadas netas de petróleo al cierre del ejercicio se estimaban en 114,9 Mbbl. En 2009 se terminaron 7 sondeos



📺 Ver vídeo en el soporte digital

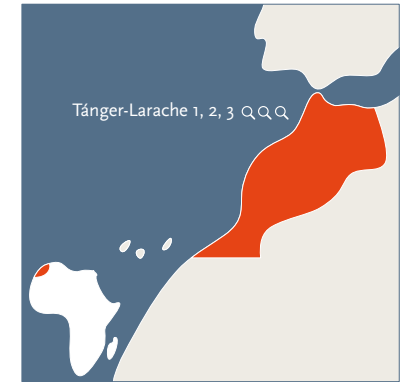
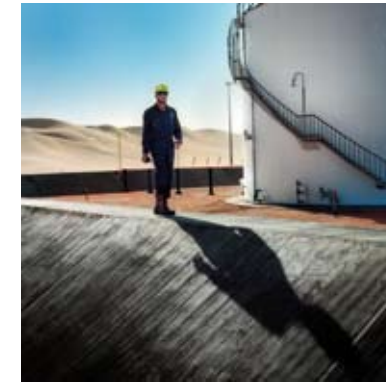
exploratorios en Libia, de los cuales uno resultó positivo, otro está en evaluación y los 5 restantes fueron negativos. Adicionalmente, se adquirieron 64 km² de sísmica 3D.

Durante 2009, Repsol continuó con los trabajos planificados para el completo desarrollo del campo “I/R”, que inició la producción en junio de 2008 a través de instalaciones temporales. Es 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. 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 NC-186 y NC-115, ambos participados por Repsol. Descubierto en 2006, “I/R” es uno de los mayores hallazgos exploratorios logrados por la compañía.

Hitos 2009

- A finales del ejercicio entró en producción el campo J, ubicado en el bloque NC-186, cuyo plan de desarrollo había sido aprobado por la compañía nacional libia NOC en diciembre de 2008.



🔍 Bloque de exploración

Marruecos

En este país norteafricano Repsol poseía al cierre de 2009 derechos mineros sobre 3 bloques de exploración localizados en la cuenca de Rharrb y que suman una superficie neta de 2.638 km². En 2009 se perforó el sondeo exploratorio Anchois con resultado positivo.

Hitos 2009

- En marzo, Repsol anunció un descubrimiento de gas con el sondeo Anchois, en el área exploratoria marina Tanger-Larache, localizada a 40 km de la costa marroquí. Repsol es el operador de estos bloques (Tanger-Larache 1-2-3), donde tiene una participación del 48%. El sondeo Anchois es el primer éxito exploratorio en la historia del offshore marroquí.



Q Bloque de exploración

Mauritania

A 31 de diciembre de 2009, Repsol poseía en este país africano derechos mineros sobre 1 bloque de exploración (TA-10) que abarca una superficie neta de 15.166 km² situada en la cuenca de Taoudenni. La compañía es la operadora de este bloque y controla una participación del 70%, mientras que el 30% restante pertenece a RWE Dea. En 2009 no se perforaron sondeos exploratorios, pero se adquirieron 1.644 km de sísmica 2D.



Σ Bloque de desarrollo/explotación

México

Repsol tenía al cierre de 2009 un contrato de servicios múltiples sobre el bloque de desarrollo Reynosa-Monterrey (3.538 km² netos), que se ubica en la cuenca de Burgos, al norte del país. La compañía se hizo cargo de esta operación en marzo de 2004. La zona contaba con 16 campos de gas ya descubiertos y en explotación, y el objetivo era incrementar sustancialmente su producción mediante inversiones adicionales de desarrollo. El contrato se adjudicó en 2003 en la primera licitación internacional convocada por la empresa nacional mexicana Pemex para participar en actividades de desarrollo y producción de campos de gas en el país. Con este contrato, Repsol se convirtió en la primera compañía internacional



en participar en las actividades de desarrollo y explotación de hidrocarburos en México. Cuando Repsol asumió la operación, en 2004, la producción era de 10,5 Mscfd. Tras la intensa campaña de perforación realizada en estos años y las inversiones acometidas en tuberías y vías de acceso adicionales, además de la campaña de sísmica 3D, la producción se ha multiplicado por más de cuatro.



Q Bloque de exploración

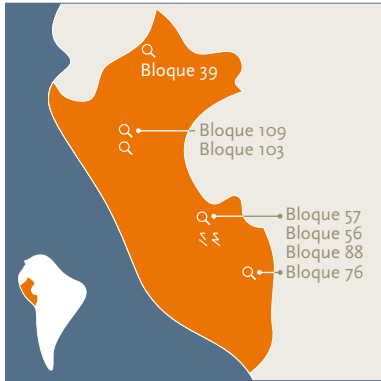
Noruega

Junto con otros socios, Repsol presentó en octubre de 2008 una oferta por cuatro áreas exploratorias entre los campos Njord y Draugen (Mar de Noruega), en la Ronda APA 2008 (Award of Predefined Areas). En la actualidad, la compañía participa, en asociación con DetNorske oljeselskap ASA, Bayerngas Norge AS y Svenska Petroleum Exploration AS, en el bloque exploratorio PL-512, obtenido en dicha ronda. Como resultado de la adjudicación del área, al cierre de 2009, Repsol tenía derechos mineros sobre este bloque exploratorio, con una superficie de 117 km² netos. Durante 2009 se adquirieron 341 km de aeromagnetometría y 521 km² de sísmica 3D, además de comprarse 32.499 km de sísmica 2D.



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

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



- 🔍 Bloque de exploración
- 🔍🔍 Bloque de desarrollo/explotación



📺 Ver vídeo en el soporte digital



Perú

de la compañía por parte de las autoridades noruegas, logro muy valorado en el sector.

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

Hitos 2009

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

A 31 de diciembre de 2009, Repsol poseía en este país derechos mineros sobre 7 bloques: 5 de exploración, con una superficie neta de 26.273 km², y 2 de desarrollo, con un área neta de 202 km². En 2009, la producción neta de hidrocarburos en Perú fue de 4,4 Mbep (12.047 bepd), procedente de los bloques 56 y 88 (yacimiento Camisea). La producción neta de crudo se situó en 2,6 Mbbl –incluidos condensados y líquidos– y en 10 bscf de gas natural. Las reservas probadas netas de crudo y gas se estimaban en 146,9 Mbep al cierre del ejercicio. Durante 2009 se adquirieron 270 km de sísmica 2D y 148 km² de sísmica 3D.

En 2009 continuaron los trabajos para finalizar el desarrollo del yacimiento Camisea, conformado por los bloques 56 y 88, en los

que Repsol cuenta con una participación del 10%. Éstos abastecerán de gas 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, denominado Pagoreni, se inició la producción en septiembre de 2008. Se espera que el desarrollo de ambos bloques esté prácticamente completado durante 2010.

Hitos 2009

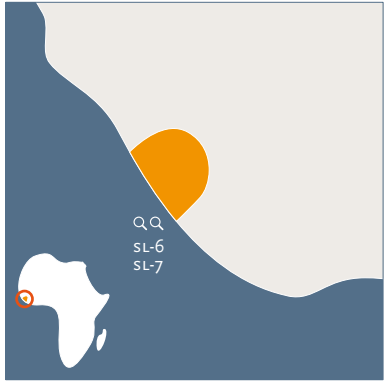
- En julio se inició la producción en el yacimiento Cashiriari, situado en el bloque 88, a través de dos pozos.
- En 2009 se decidió el desarrollo temprano de la zona sur del importante descubrimiento realizado con el sondeo Kinteroni (uno de los mayores del mundo en 2008), en el bloque 57, que se localiza en la cuenca Ucayali-Madre de Dios, 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. Se prevé que la producción empiece a mediados de 2012.

Rusia

Repsol alcanzó en febrero de 2006 un acuerdo estratégico con West Siberian Resources (WSR), por el que adquirió el 10% de esta compañía. Éste contempla una alianza industrial para desarrollar conjuntamente proyectos de exploración y producción de hidrocarburos en Rusia, donde WSR posee una importante cartera de activos.

La alianza con esta empresa permitió la entrada de Repsol en el sector de los hidrocarburos en Rusia y constituye una notable oportunidad para estar presentes en este país.

En diciembre de 2007, WSR firmó un MOU (Memorandum Of Understanding) para fusionarse con la compañía petrolera rusa Alliance Oil. En 2008 se completó el proceso de integración entre ambas compañías. La sociedad integrada produjo en 2009 una media diaria de unos 44.000 bbl/día y refinó unos 59.000 bbl/día.



Q Bloque de exploración

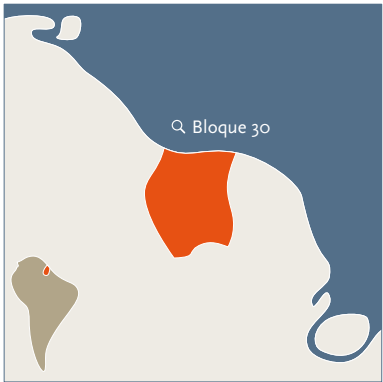
Sierra Leona

Al término de 2009, Repsol mantenía en este país africano derechos mineros sobre 2 bloques de exploración offshore que suman una superficie neta de 2.728 km². La compañía, que se adjudicó estos bloques (SL-6 y SL-7) en enero de 2003 en una ronda de licitaciones, tiene una participación del 25%. Sus socios son Anadarko (40% y operador), Woodside (25%) y Tullow (10%). La profundidad de agua de los bloques varía entre los 100 y los 3.800 metros. En 2009 se perforó el pozo exploratorio Venus B-1.



Hitos 2009

- En septiembre de 2009, Repsol anunció el primer descubrimiento de hidrocarburos en aguas de Sierra Leona con el pozo Venus B-1. En 2010 se evaluarán los resultados obtenidos y se perforarán nuevos sondeos exploratorios para definir el potencial comercial del área.

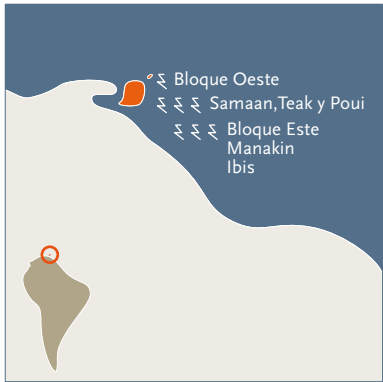


Q Bloque de exploración

Surinam

Finalizado el ejercicio de 2009, Repsol mantenía en este país sudamericano derechos mineros sobre un bloque de exploración que cuenta con una superficie neta de 5.574 km². Repsol es el operador del bloque, en el que posee una participación del 40%. Sus socios son Noble Energy Suriname (30%), Noble Energy Caribbean (15%) y Petro Hunt Suriname (15%).

En enero de 2009, una vez cumplidos los compromisos exploratorios de las dos primeras fases exploratorias en el bloque 30, se llegó a un acuerdo con el gobierno de Surinam para iniciar el tercer período exploratorio, que se prolongará durante un año.



Σ Bloque de desarrollo/explotación

Trinidad y Tobago

Al cierre de 2009, Repsol poseía en este país sudamericano derechos mineros sobre 7 bloques offshore de explotación (2.363 km² de superficie neta), que incluyen el 30% de los activos de exploración y producción offshore de la compañía bpTT en Trinidad y Tobago a través de la participación en la sociedad BPRY. La producción neta del ejercicio se cifró en 6,2 Mbbl de líquidos y 276,6 bscf de gas natural, con una producción neta equivalente de 55,5 Mbep (151.949 bep). Las reservas probadas netas de petróleo y gas natural se estimaban en 438,8 Mbep a 31



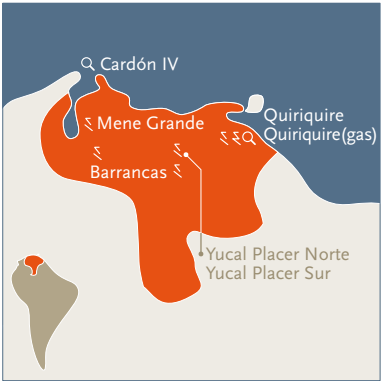
de diciembre de 2009. A lo largo del ejercicio no se perforó ningún sondeo exploratorio en el país, pero se compraron 2.352 km de sísmica 2D y 1.041 km² de sísmica 3D.

Repsol es una de las principales compañías privadas en Trinidad y Tobago en términos de producción y de reservas de petróleo y gas, junto con BP, con la que comparte la titularidad de la sociedad bpTT. Esta empresa, en la que Repsol posee un 30%, opera una extensa área productora de hidrocarburos en el offshore del país, y en 2009 alcanzó una producción bruta media diaria de 464.828 barriles equivalentes de petróleo. El gas producido alimenta a la planta

de licuefacción de gas natural Atlantic LNG, propiedad de Repsol, entre otras compañías.

Hitos 2009

- En enero se inició 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 octubre comenzó la producción de gas en el campo Savonette, que está a una profundidad de 88 metros.



- 🔍 Bloque de exploración
- 🛠 Bloque de desarrollo/explotación

Venezuela

A 31 de diciembre de 2009, Repsol contaba en Venezuela con derechos mineros sobre 8 bloques: 2 de exploración, con una superficie neta de 669 km², y 6 de explotación, con una superficie neta de 813 km². La producción neta del año se situó en 2,3 Mbbl de petróleo y líquidos separados del gas natural, y en 60,7 bscf de gas, con un total equivalente de 13,1 Mbep (35.880 bepd), procedentes fundamentalmente de los bloques Quiriquire, Mene Grande, Yuca Placer y Barrancas. Las reservas probadas netas de líquidos y gas natural se estimaban en

115,8 Mbep al cierre del ejercicio. En 2009 se terminó el sondeo exploratorio Perla 1x, uno de los mayores descubrimientos de gas del ejercicio en todo el mundo. También se adquirieron 215 km de sísmica 2D.

El gobierno venezolano adjudicó en febrero de 2010 a un consorcio de compañías internacionales liderado por Repsol (participación del 11%) el importante proyecto Carabobo-1. Éste consiste en el desarrollo, junto con PDVSA, de las reservas de crudo pesado de los bloques Carabobo 1 Norte y Carabobo 1 Centro, situados en la Faja Petrolífera del Orinoco, una de las áreas con mayores reservas de hidrocarburos del mundo. En este proyecto se

podría alcanzar una producción máxima de 400.000 barriles de petróleo/día durante 40 años y contempla la construcción de un mejorador de crudo pesado con capacidad para procesar alrededor de 200.000 barriles de petróleo/día. La empresa mixta que deberá constituirse para desarrollar las actividades petroleras tendrá como accionistas a Corporación Venezolana del Petróleo (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 febrero de 2010, Repsol alcanzó los acuerdos para la venta a PDVSA del 100% de las acciones de Termobarrancas, C.A. y a PDVSA GAS, S.A. el 100% de la Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos Gaseosos No Asociados del Área de Barrancas.

Con fecha efectiva 10 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%.

Hitos 2009

- En septiembre, Repsol realizó un gran descubrimiento de gas y condensado con el sondeo Perla 1x, en el bloque marino

Cardón IV. Se trata del mayor descubrimiento de gas de la historia de la compañía y uno de los más importantes de Venezuela. Las primeras estimaciones reflejan un volumen de gas de 8 TCF y de condensado de cerca de 100 Mbbl. El yacimiento podría extenderse a lo largo de 33 kilómetros cuadrados y 240 metros del grosor. En febrero de 2010 se inició la perforación de un nuevo sondeo que ayudará a concretar 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%.

Gas Natural Licuado GNL

Las actividades del área 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.

Resultados

El resultado de las operaciones de la actividad de 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 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, a la caída de los precios internacionales de las commodities y a la reducción del coste de los derechos de emisiones de CO₂. El volumen





REPSOL ES EL OPERADOR DE LA PLANTA DE REGASIFICACIÓN CANAPORT LNG, QUE EMPEZÓ A FUNCIONAR EN JUNIO DE 2009 Y ES UNA DE LAS MÁS GRANDES DE NORTEAMÉRICA

Planta de regasificación Canaport LNG (Canadá).

 Ver vídeo en el soporte digital

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).

Desarrollo de proyectos

El hito principal del ejercicio fue 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 el suministrador del GNL, correspondiéndole la totalidad de la capacidad de regasificación.

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 con éxito. En abril de 2010 terminará la construcción del tercer tanque, que permitirá recibir cargamentos de los mayores metaneros.

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 desarrolla una política que refuerza su posición competitiva en este negocio, clave para su crecimiento a medio y largo plazo.

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

Esta planta tiene en operación cuatro trenes de licuación con una capacidad conjunta de 15 millones de toneladas al año.

La participación de Repsol es del 20% en el tren 1, del 25% en los trenes 2 y 3, y del 22,22% en el tren 4. Este último es uno de los mayores del mundo, con una capacidad de producción de 5,4 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).

Próxima inauguración

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 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, estimada 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 alcanzaban 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

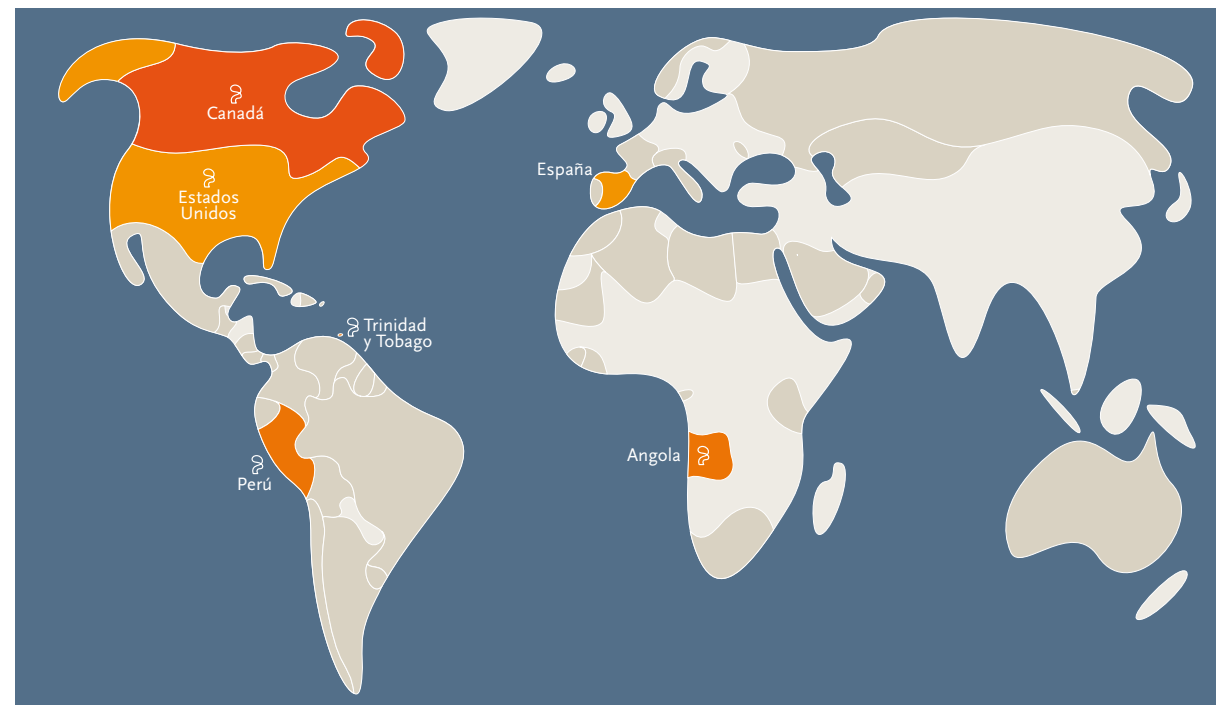
800.000 Nm³/hora. BBG actúa como operador de esta planta, que cuenta con capacidad para regasificar 7 bcma, forma parte del sistema gasista español y es remunerada por la Comisión Nacional de la Energía (CNE) a través de peajes y cánones. La planta está situada en el puerto de Bilbao. En la actualidad, 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.

Proyecto integrado

En diciembre de 2007, Repsol y Gas Natural SDG firmaron un acuerdo de accionistas

EL ÁREA DE GNL EN EL MUNDO



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 su desarrollo y, en su caso, exportarlas en forma de GNL. 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

SE PREVÉ QUE LA PLANTA DE LICUACIÓN PERÚ LNG ENTRE EN FUNCIONAMIENTO A MEDIADOS DE 2010

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, la capital de Angola, y se ha obtenido la concesión de



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 (número)	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.			

gas y de derechos mineros por parte del gobierno de este país africano. 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%), y 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 esta 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 de construcción óptimos. 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 garantiza la viabilidad del proyecto.

REPSOL
COMERCIALIZÓ
EN 2009
UN VOLUMEN DE
GNL DE 4,5 BCM Y
GESTIONÓ
60 CARGAMENTOS -
PROCEDENTES
SOBRE TODO DE
TRINIDAD
Y TOBAGO



Operario de Repsol en Trinidad y Tobago, uno de los principales países exportadores de gas natural del mundo.

Transporte y comercialización de GNL
La sociedad conjunta Stream, participada al 50% por Repsol y Gas Natural LNG es una de las empresas líderes en el mundo en comercialización y transporte de GNL, y uno de los mayores operadores en la cuenca atlántica. Entre los objetivos de esta compañía figura la optimización de la gestión de la flota de ambos socios, que asciende a 12 metaneros. Repsol comercializó en 2009 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, con el apoyo de la gestión de Stream.

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% con Gas Natural SDG. La flota se amplió a principios del segundo semestre de 2009 con el nuevo metanero Ibérica Knutsen, también 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.

Downstream

Refino
Marketing
GLP
Trading
Química

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

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 refino 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 en resultado negativo.
- Un buen comportamiento de los negocios de Marketing y GLP, que no compensa la caída del refino.
- Un impacto contable de la valoración de los inventarios de 367 millones de euros en 2009, frente a los -495 millones de 2008.


Eliminando este efecto en los dos últimos ejercicios, el descenso del resultado habría sido del 57,5%, desde los 1.543

millones de euros de 2008 hasta los 655 millones de 2009.

Refino

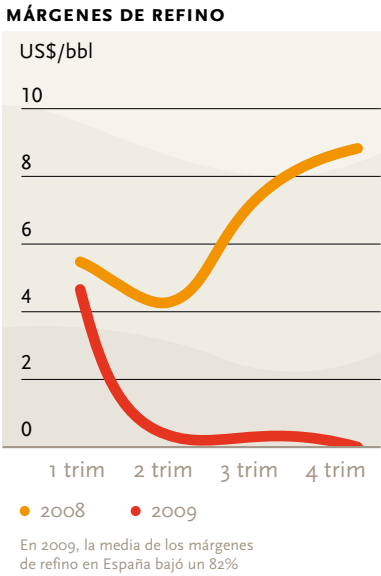
El Grupo Repsol posee y opera cinco refinerías en España (Cartagena, A Coruña, Petronor, Puertollano y Tarragona), con una capacidad de destilación total de 770.000 barriles de petróleo/día. En la refinería de La Pampilla (Perú), en la que Repsol es el operador y tiene una participación del 51,03%, la 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).

La actividad y los resultados de la división de Refino en 2009 se

 Ver vídeo en el soporte digital



Complejo industrial de Repsol en Tarragona (España).



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. La menor disponibilidad de crudos pesados en el mercado

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 el coeficiente de capacidad de Craqueo Catalítico en lecho Fluidizado (“FCC”) equivalente y la capacidad de destilación primaria.

llevó a un estrechamiento de los diferenciales entre los crudos pesados y los 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 un 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.

Crudo procesado

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,



Cubiertas diseñadas por el arquitecto Norman Foster para las estaciones de servicio de Repsol.

 Ver vídeo en el soporte digital

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 US\$/bbl (1,53 ponderando por destilación), sensiblemente inferior al de 2008 (7,4 US\$/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 US\$/bbl, frente a los 5,7 US\$/bbl de 2008.

Proyectos rentables

Repsol continúa con su ambicioso plan de inversiones para incrementar la capacidad de refino, aumentar el nivel de conversión y mejorar 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 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 la 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 ambos proyectos según los planes establecidos, lo que permite mantener la previsión de puesta en marcha de las nuevas instalaciones para mediados de 2011.

En 2009, el Banco Europeo de Inversiones 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.

ORIGEN DEL CRUDO PROCESADO		
	2008	2009
Oriente Medio	22%	22%
Norte de África	16%	16%
África occidental	12%	10%
Latinoamérica	24%	27%
Europa	26%	25%
TOTAL	100%	100%

 Ver vídeo en el soporte digital

MAGNITUDES OPERATIVAS			
	2008	2009	2009/2008
Materias procesadas (millones de toneladas)			
% Variación			
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 (miles de toneladas)			
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 (miles de toneladas)			
Gasóleos/Queroseno	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 (miles de toneladas)			
Europa	38.183	34.646	(9,3)
Resto del mundo	8.903	7.775	(12,7)
TOTAL	47.086	42.422	(9,9)

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.



Detalle de una de las instalaciones de un complejo industrial de Repsol.

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 en 2008. A pesar de esta reducción de las ventas, el área de Marketing de Repsol gestionó 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 Downstream que compensan, parcialmente, la disminución en el refino. Durante 2009 se aplicó con éxito una estricta política de control del riesgo de crédito que tuvo su

reflejo positivo en la cuenta de resultados de la división.

Cerca del cliente

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, el 74 % con un vínculo fuerte, de los cuales el 26% (927 estaciones de servicio) eran de gestión propia. En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal (426), Italia (157) y Perú (242).

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.

Un proyecto generador de riqueza y empleo

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 produjo un gran avance, conforme a lo planificado.

La ampliación de la refinería se percibe muy favorablemente por el entorno y las administraciones, ya que es un elemento dinamizador para 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.

ESTACIONES DE SERVICIO Y UNIDADES DE SUMINISTRO

A 31 de diciembre de 2009			
Países	Controlados 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.

Compromiso con la sostenibilidad

La preocupación por el medio ambiente es uno de los principios fundamentales en los que se basan la política y la estrategia de la compañía, que aúna todos sus esfuerzos para desarrollar productos respetuosos con el entorno y de avanzada tecnología.

En esta línea, 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 a la vanguardia de la investigación, el desarrollo y la innovación en el ámbito del biodiésel.

En esta 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).

Por otra parte, en respuesta a su firme 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 laboral de este colectivo. Repsol recibió en 2009 el VIII Premio Fundación Empresa y Sociedad en la modalidad de 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

VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

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

(1) Los datos de 2008 incorporan Ecuador hasta junio y en diciembre de 2008 se vendió el negocio de marketing de Brasil.

(2) Otras ventas en el mercado nacional incluye ventas a operadores y bunker.

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



es conforme a las normas de competencia, tanto españolas como de la UE, y está convencida de que los recursos presentados así lo determinarán.

GLP

Repsol es una de las principales compañías de distribución minorista de gases licuados del petróleo (GLP) del mundo y la primera en España y Latinoamérica. Esta unidad de negocio tiene presencia 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 país, Repsol distribuye GLP envasado, a granel y canalizado por redes de distribución colectiva,

MAGNITUDES OPERATIVAS (QUÍMICA)

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

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%.

Los márgenes comerciales del GLP en 2009 fueron inferiores a los de 2008, 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. 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 también 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 de Marruecos –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 ese país.

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



CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN A 31 DE DICIEMBRE DE 2009

Miles de toneladas	
	TOTAL
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.

mediados de 2008, especialmente en segmentos donde se concentra un volumen importante de la actividad. Esto provocó tanto las bajas utilizaciones de las plantas industriales como el deterioro de los márgenes y la disminución de las 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 2008, lo que supone un descenso del 11,4%. En esta coyuntura, Repsol acometió en 2009 una serie de medidas de choque, como un plan contundente 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.

La tabla situada en la parte superior de esta página muestra la capacidad de producción de los principales productos petroquímicos del negocio de Downstream al cierre de 2009.

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.

Desde que el 1 de enero de 2008 se presentara la nueva estructura organizativa del Grupo Repsol, se informa de manera independiente sobre las actividades integradas de la cadena de valor (exploración, producción, refino, logística, comercialización y productos químicos) asumidas por YPF y sus filiales. La 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 un descenso 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 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 sus niveles máximos. También influyó el descenso de la demanda de gas y

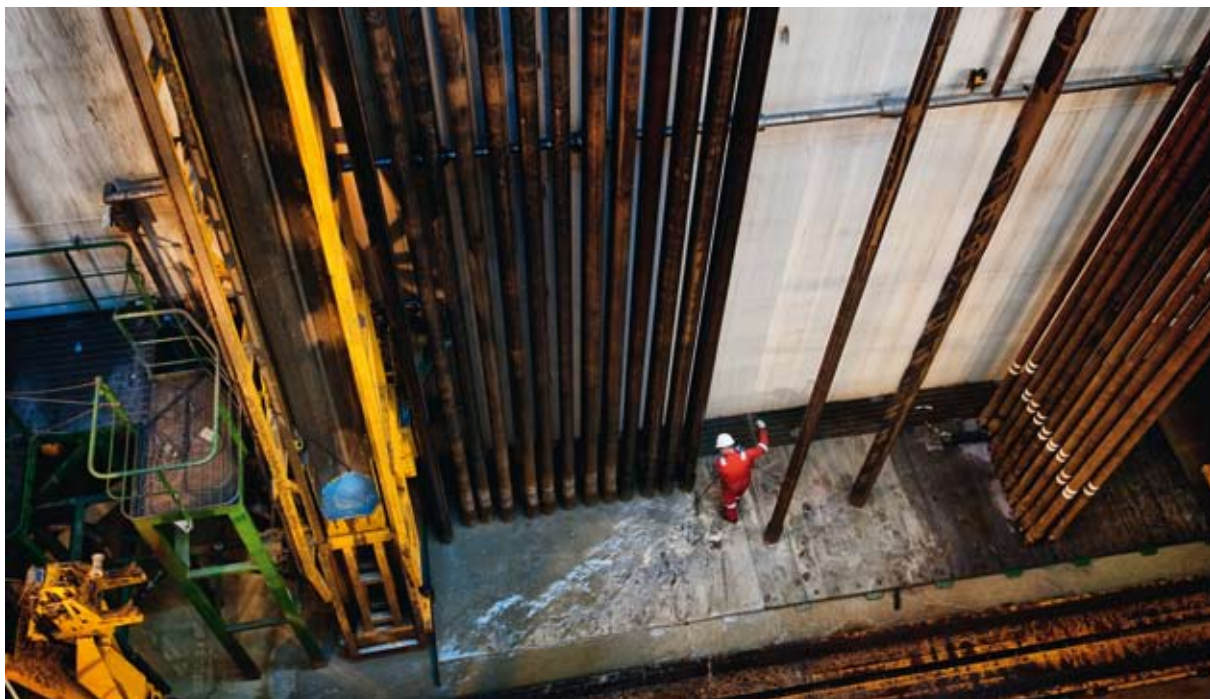
el declive natural de los campos, dada su madurez. Sin tener en cuenta los paros, la producción promedio anual hubiese alcanzado los 585.000 barriles equivalentes de petróleo al día.

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.

Torre YPF en Puerto Madero, Buenos Aires (Argentina).





En 2009 disminuyó 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.

Desarrollo exploratorio

A finales del ejercicio, el consejero delegado de YPF, Sebastián Eskenazi, presentó el Programa de Desarrollo Exploratorio 2010-2014, cuyo objetivo principal es obtener información de la totalidad de los bloques exploratorios que aún no han sido asignados a ninguna compañía por el gobierno argentino o las provincias, y que podrían contener reservas de petróleo y gas. Este programa 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 el traslado de la sede a la Torre de Puerto Madero, en Buenos Aires, en un proceso que mejora 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.

Reservas

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 principales focos en 2009:

Offshore. La campaña de exploración del offshore somero finalizó 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, en el Mar Argentino.

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

DE LOS OCHO SONDEOS OPERADOS POR YPF EN 2009,
SE REALIZARON TRES DESCUBRIMIENTOS DE PETRÓLEO,
UBICADOS EN LA CUENCA NEUQUINA -

Barco de abastecimiento de GLP de YPF Gas en el delta del Tigre (Argentina).



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 se adjudicó 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, en 2009 destacó la firma del acuerdo con la sociedad 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.

Rejuvenecimiento de campos

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 con los estudios de desarrollo integral de los yacimientos más importantes para aumentar significativamente el factor de recuperación. Adicionalmente, fruto del trabajo realizado en los últimos años para rejuvenecer campos maduros e identificar nuevas oportunidades,

las reservas probadas incorporadas por 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 para su desarrollo. En Argentina se han clasificado 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.

El negocio del gas

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,



Instalaciones de YPF en Argentina.

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 la refinería de La Plata la parada de las unidades de destilación atmosférica, 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.

Mayor producción de gasolinas

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 de 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 de 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. Muestra del firme 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.

Plantas más eficientes

Las inversiones de refino y logística se cifraron en 170 millones de euros en 2009, en línea con el desembolso del ejercicio anterior. Dicha cantidad se destinó sobre todo a la adecuación de las plantas para la





YPF EMPEZÓ A COMERCIALIZAR EN 2009 UN NUEVO COMBUSTIBLE DE BAJO CONTENIDO EN AZUFRE, EL RECOMENDADO PARA TODOS LOS MOTORES DE GAMA ALTA

Instalación industrial de YPF en Argentina.

incorporación de FAME (mezcla metilica 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 su eficiencia energética y se pusieron en marcha otros proyectos, como el hidrotratamiento 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.

Red de estaciones de servicio

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 se adaptaron de forma paulatina 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 lanzar 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.

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 las mezclas contempladas en la ley 26093 de Biocombustibles, que el 1 de enero de 2010 entró en vigor y estipula la obligación de comercializar gasolinas con un 5% de volumen de bioetanol y gasóleo con un 5% de volumen de biodiesel (FAME).

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 todos los productos agrícolas e industriales. Además, 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 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, y las inversiones 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, 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 contrapartida a la contracción del mercado exterior.

Importante inversión

En 2009 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 hidrotratamiento de gasolinas y gasóleos en la refinería de La Plata. La inversión estimada para este proyecto es de aproximadamente 250 millones de euros, la más importante de la petroquímica argentina en la última década.

Más información
www.repsol.com

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 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, y 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 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

Pantalán de descarga de hidrocarburos.





GAS NATURAL SDG CONTINÚA CON LA EXPANSIÓN DE SU RED DE DISTRIBUCIÓN, QUE AL CIERRE DE 2009 ALCANZABA LOS 47.597 KILÓMETROS -

Canaport LNG consolida Stream, participada por Repsol y Gas Natural LNG, como la cuarta mayor transportista de GNL del mundo.

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. La red 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 ya mencionado 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 de 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 y se prevé su cumplimiento en el primer semestre de 2010.

Distribución de gas en otros países

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. Este grupo tiene una licencia para distribuir gas natural en 11 municipios, donde cuenta con 15.000 clientes y una red de distribución de 393 kilómetros. Con 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, distribuye gas en Argentina, Brasil, Colombia y México. En 2009 se alcanzó la

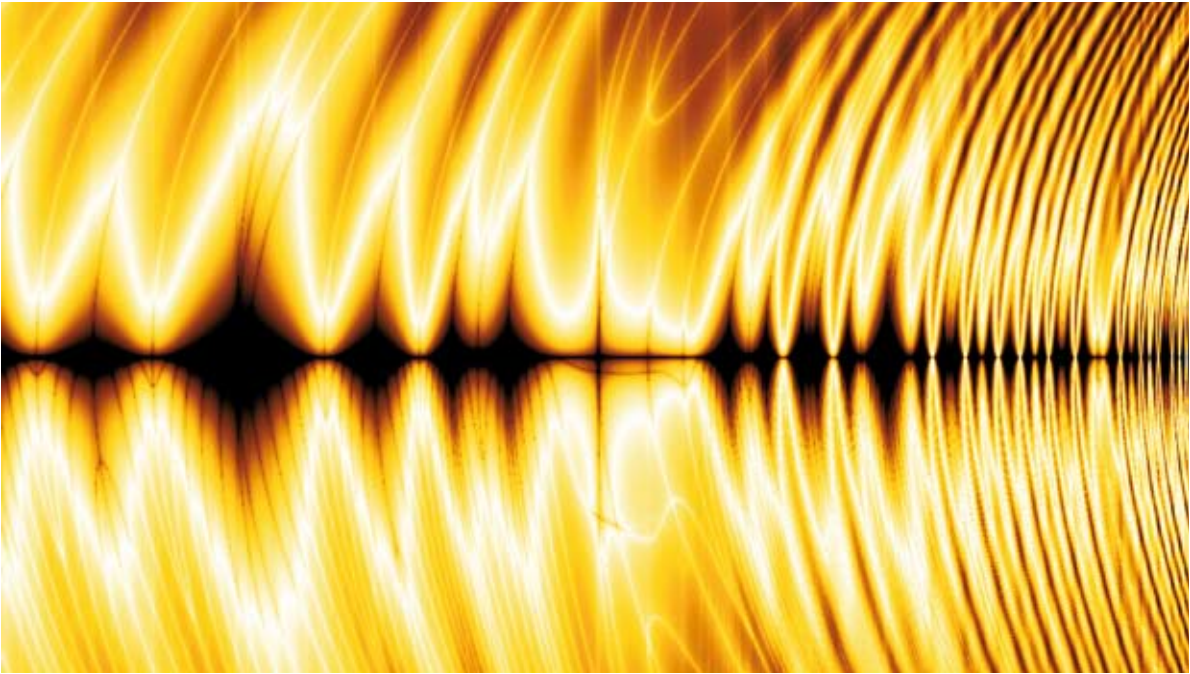
cifra de 5,42 millones de puntos de suministro de distribución de gas en esta zona. Durante el ejercicio se mantuvieron las elevadas tasas de crecimiento interanual, con un incremento de 169.164 puntos de suministro, sobre todo en Colombia, donde se registró un aumento de 105.197 puntos y se superaron 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 registradas en el ejercicio anterior. Este descenso 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, y otras actuaciones asociadas al acceso de terceros a la red de distribución 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 una disminución del consumo que pone de manifiesto la correlación del consumo eléctrico con la actividad económica.

Por otra parte, el negocio en Moldavia consiste en la distribución regulada de

GAS NATURAL SDG CUENTA CON **ACTIVOS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA, MÉXICO, PUERTO RICO, COSTA RICA, PANAMÁ, REPÚBLICA DOMINICANA Y KENIA**



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 crisis 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 tanto en mercado liberalizado como de último recurso, y el suministro previo a tarifa. Las ventas al mercado liberalizado alcanzaron una cuota 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 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. Además, 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 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 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), con actividad en Colombia. 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 a Gas Natural SDG la adquisición de Unión Fenosa, S.A. sujeta a



los compromisos presentados, 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 otros relativos al gobierno corporativo en Cepsa y en Unión Fenosa Gas Comercializadora.

La desinversión en dichos activos, que tienen un valor relevante, 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 alcanza con la integración de Unión Fenosa.

Según el 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 Real Decreto 1066/2007.

El 21 de abril de 2009, la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) comunicó el resultado de la OPA, 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 se dirigía de forma efectiva.

Como consecuencia de la liquidación de la OPA y 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

TRAS LA FUSIÓN DE GAS NATURAL SDG Y UNIÓN FENOSA,
EL GRUPO ENERGÉTICO RESULTANTE ESTÁ PRESENTE EN 23 PAÍSES
Y CUENTA CON MÁS DE 20 MILLONES DE CLIENTES

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 nuevo 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 por 18.260 millones de euros 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. 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 marzo de 2009 que fue totalmente suscrita y desembolsada. En abril,

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

los fondos netos procedentes de la ampliación de capital por importe de 3.401 millones de euros se destinaron a la amortización parcial del préstamo.

Para optimizar la estructura financiera y el calendario de vencimientos, Gas Natural SDG cerró en junio y octubre de 2009, y en 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



Trabajadores de Repsol en una reunión en las oficinas centrales de la compañía.

euros a 31 de diciembre de 2009. Descontando las emisiones de bonos de enero de 2010 (2.200 millones de euros), y 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. Está pendiente, además, la desinversión de 2.000 MW de ciclos combinados en España.

En el capítulo de desinversiones ya materializadas, que suman casi 2.000 millones de euros,

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

se encuentran las ventas de participaciones financieras (Cepsa, Red Eléctrica Española, Isagén, Enagás e Indra), de 256.000 puntos de suministro de gas en España y 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 se corresponden con la venta de 504.000 puntos de suministro de gas en la Comunidad Autónoma de Madrid y de determinados activos energéticos en México.

En junio 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 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 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 y organización

Al cierre de 2009, Repsol contaba con una plantilla consolidada de 41.014 personas. De ellas, un total de 33.633 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 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.

Nueva 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:

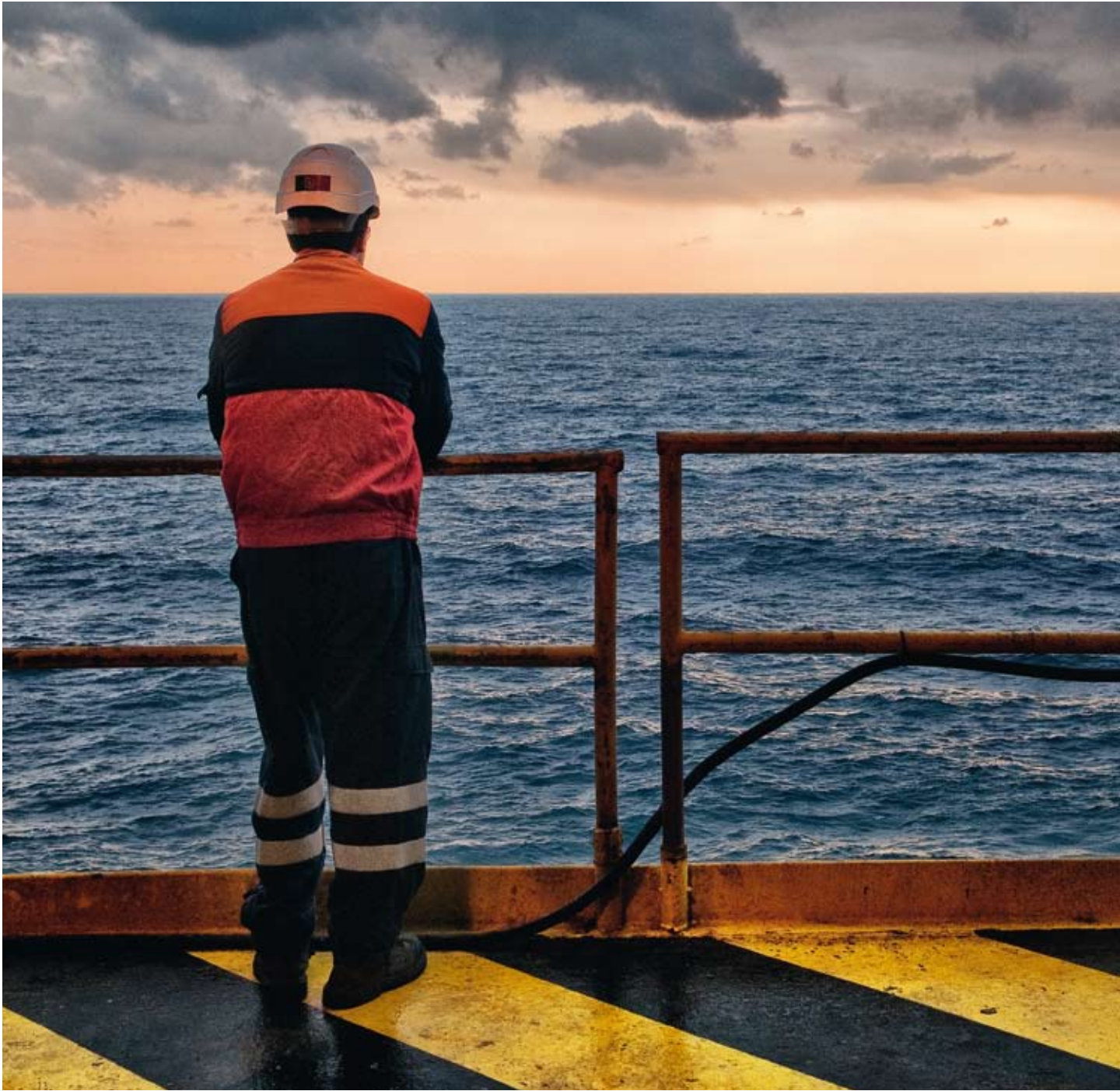
- Reducción de tres Direcciones Generales.
- Integración de la Dirección Ejecutiva GNL en la Dirección General Upstream.
- En la Dirección General Económico-Financiera se crea la

Dirección Corporativa Económico-Fiscal y la Dirección Corporativa Financiera pasa a tener dependencia directa del Director General.

- En la Dirección General de Secretaría General y del Consejo de Administración se crea la Dirección de Relaciones Institucionales y Responsabilidad Corporativa.
- Creación de la Dirección Corporativa de Comunicación y Gabinete de Presidencia, con dependencia de la Presidencia Ejecutiva.
- 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.

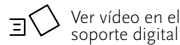
Trabajador de la plataforma Casablanca, situada a 45 km de la costa de - Tarragona (España). -

 Ver vídeo en el soporte digital





EN EL ÁMBITO DE LA DIVERSIDAD, REPSOL SE CENTRÓ EN 2009 EN EL IMPULSO DEL PROGRAMA DE INTEGRACIÓN DE PERSONAS CON CAPACIDADES DIFERENTES Y EN LAS ACCIONES PARA GARANTIZAR LA IGUALDAD DE OPORTUNIDADES DE TODOS LOS EMPLEADOS -



Ver vídeo en el soporte digital

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 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 la puesta en marcha 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 y el compromiso de la compañía con dicho programa.

Repsol firmó en 2009 el Charter de Diversidad, por el que 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 para todos los empleados. Las iniciativas de Repsol 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%.

Iniciativa pionera

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 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. Actualmente Repsol es un referente para otras compañías en este ámbito.

Tras el éxito del proyecto en España, los esfuerzos se han dirigido a extender esta política a todos los países en los que opera el grupo. A 31 de diciembre de 2009, el número total de trabajadores con discapacidad en Repsol 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, 14 en Ecuador, 10 en Perú 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 sigue impulsando medidas de conciliación, ya que valora, promueve y facilita el equilibrio entre la vida personal y profesional de sus empleados. En 2009 se incorporó la promoción de la conciliación al estilo de gestión del grupo, fomentando el papel de los jefes como impulsores del cambio y 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 todos sus empleados un abanico de opciones que favorezcan su conciliación en el día a día y en situaciones especiales, con la flexibilidad deseada.



Ver vídeo en el soporte digital

Impulso del teletrabajo

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.

Atracción del talento

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. Cerca del 80% de las nuevas incorporaciones en 2009 eran personas menores de 35 años, y uno de los objetivos era

dar a conocer mejor 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 continuó con 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, 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 MercoPersonas.



También su cultura corporativa fue reconocida en el monitor Top Employer.

Desarrollo profesional

Repsol combina su necesidad 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 para 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 en 2009, orientadas a detectar el talento y favorecer el desarrollo de los empleados, fueron:

- Desarrollo de una nueva herramienta para el sistema People Review de identificación y potenciación 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 clave para el negocio de Upstream.

Como fruto de su experiencia en gestión de expatriaciones, Repsol ostenta la presidencia del Foro Español de Expatriación (FEEX), en el que 25 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, denominado Gestión por Compromisos (GxC), cumplió en 2009 su cuarto ejercicio. Éste 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 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.

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.

Más información en el capítulo “Las personas de Repsol YPF” del Informe de Responsabilidad Corporativa 2009.

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 y los ciclos económicos 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.

Política activa en I+D

En 2009, Repsol invirtió 65 millones de euros en actividades de I+D ejecutadas directamente en sus 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 8 proyectos de la Unión Europea, aumentando su participación en proyectos de I+D en cooperación con otras entidades.



Ensayo de un betún de baja temperatura de extendido en el Centro de Tecnología de Repsol.

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.



Centro de Tecnología de Repsol, situado en Móstoles (España). -



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 en alta mar.

Otra de las líneas de I+D en Repsol es la aplicación de las tecnologías denominadas de recuperación mejorada, dirigidas a extraer 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, supone

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 que permitan poner en valor reservas de gas que hoy en día no se pueden explotar de forma económicamente competitiva. Repsol también mantiene una vigilancia tecnológica sistemática de vías alternativas de valorización de las reservas de gas, como la conversión del gas natural en combustibles líquidos.

Downstream. En el área del refinado de petróleo y sus productos derivados (gasolinas y gasóleos, GLP, asfaltos, lubricantes, especialidades...),

el conocimiento tecnológico se aplica a la optimización operativa de las refinerías y a la mejora de la calidad de sus productos, con especial atención a los avances en la eficiencia energética y en los aspectos ambientales.

Como ejemplo de desarrollos en esta área, pueden citarse los trabajos que han permitido procesar crudos no convencionales y biocombustibles, el coprocesamiento de biomasa en refinería, la innovación 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...).

Diversificación energética

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.

Más información en el Informe de Responsabilidad Corporativa 2009.

Medio ambiente

La atención al medio ambiente constituye para Repsol un aspecto básico 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. 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.

Reconocimientos internacionales

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 de nuevo en 2009 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.

Más información en el Informe de Responsabilidad Corporativa 2009.



Energía sostenible y cambio climático -

Repsol aprobó en junio de 2009 una nueva Estrategia de Carbono y Nuevas Energías, que integra todas las iniciativas que viene realizando desde hace años para afrontar el desafío de proporcionar un suministro energético responsable y establece nuevos planes de acción. Esta estrategia gira en torno a 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.

De acuerdo con esta estrategia, 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, por 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.

Más información en el Informe de Responsabilidad Corporativa 2009.



Responsabilidad corporativa -

Repsol ha asumido 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 sus planes de crecimiento. La compañía opera en entornos muy distintos social, cultural y geográficamente. 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 presenta características 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 publica cada

año su Informe de Responsabilidad Corporativa, que está verificado por un auditor independiente.

Energía para todos

En las próximas décadas, Repsol 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 que conforman el Plan Director de responsabilidad corporativa 2010-2012 (el segundo de la compañía), que se planificó en 2009 contando con las opiniones de los distintos grupos de interés y en colaboración

con todas las unidades de Repsol. 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





Repsol ayuda en la construcción de redes de suministro de agua potable en Bolivia.

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.

En 2009 se desarrolló el borrador de la nueva Norma de Función de la Responsabilidad Corporativa

de Repsol YPF, que se pondrá en marcha en 2010. Esta norma comprende el nuevo Sistema de Gestión de la Responsabilidad Corporativa, con aplicación en todos los niveles de la compañía: corporativo, de país y de operación. Dicho sistema 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.

Comunidades indígenas

A lo largo del ejercicio se continuó ampliando la formalización de compromisos ante nuestros grupos de interés mediante la

REPSOL AFRONTA EL DOBLE RETO DE SATISFACER UNA CRECIENTE DEMANDA ENERGÉTICA Y CONTRIBUIR A LA LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO



Proyecto educativo en la ciudad de Reynosa (México).

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 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.

Más información en el Informe de Responsabilidad Corporativa 2009.

El valor de la comunicación

Para Repsol, la transparencia y la cercanía en las relaciones con sus diferentes grupos de interés son un pilar fundamental de su estrategia de comunicación. La sociedad demanda información accesible y Repsol atiende a esta necesidad de forma fluida y veraz, a través de distintas herramientas.

Accionistas e inversores

Estos colectivos tienen a su disposición numerosos medios para conocer la marcha 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 nacionales e internacionales.

Para facilitar las necesidades de información de los accionistas, Repsol pone a su disposición la OIA, en la que éstos, 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 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 cerca de 220.000 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 se pedía información sobre Repsol.

La Dirección de Relación con Inversores mantiene una comunicación 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

Sin título, 2004. © Chema Madoz. VECAP. Madrid, 2010





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 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 informar sobre 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.

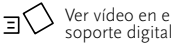
Las principales actividades e iniciativas de Repsol se comunican a todos los medios de comunicación a través de comunicados de prensa. La

compañía distribuyó durante el ejercicio 2009 más de 100 notas de prensa.

Para reforzar la relación con los periodistas y los medios de comunicación se organizan ruedas de prensa, reuniones informativas específicas y visitas a centros de trabajo. 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 Upstream (11 de febrero).

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

LA RELACIÓN DE REPSOL CON LOS MEDIOS DE COMUNICACIÓN SE BASA EN LOS PRINCIPIOS DE TRANSPARENCIA, INMEDIATEZ, RIGOR Y VERACIDAD DE LA INFORMACIÓN -



Dos empleados de Repsol en la sede de la compañía.

emitidos por Repsol, así como publicaciones, imágenes y todo tipo de información relevante sobre la compañía. También 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 4.000 consultas y peticiones de información.

Repsol en Internet

El portal repsol.com es una importante herramienta de comunicación para Repsol. 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 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 fue 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 la 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 internacional de la compañía, 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 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 la comunicación de marca. Las expectativas de la sociedad hacia las acciones responsables de las grandes compañías son ahora mucho más exigentes. 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, 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 forma parte de una estrategia global, que establece 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 -

Repsol participó en 2009 en competiciones del más alto nivel en todo el mundo, que constituyen 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 más exigentes expectativas de sus clientes.

La temporada 2009 fue, excepcional en lo relativo a títulos mundiales obtenidos por los pilotos de Repsol. Se logró el triunfo en el Campeonato del Mundo de Trial outdoor en categoría femenina, y 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). 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 Márquez, 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 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, e igualmente 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 está 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 arrancó 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 del más alto nivel.



El piloto del equipo Repsol Honda Dani Pedrosa en los últimos entrenamientos de la pretemporada 2010 en el circuito de Losail (Qatar).

La nueva sede de Repsol

La construcción de la nueva sede de Repsol en Madrid comenzó en noviembre de 2008 y durante 2009 los trabajos avanzaron a buen ritmo. El proyecto está siendo realizado por el estudio del arquitecto español Rafael de La-Hoz.

En una primera fase, se demolieron las instalaciones existentes en los terrenos 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 m² 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 como contratista general. A 31 de diciembre de 2009 se estaba

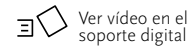
finalizando la construcción de la estructura bajo rasante en los casi 60.000 m² de sótanos y se comenzaba a ejecutar la estructura sobre rasante, paso previo a la instalación de los 111 marcos estructurales de acero que ofrecerán una de las imágenes más características del edificio.

Aportaciones de los trabajadores

Paralelamente, 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 enlace con el resto de la organización.

La futura sede de Repsol contará con cuatro edificios de oficinas y servicios con una planta baja más cuatro alturas. 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 central arbolado de casi 10.000 m². 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 2011.



Ver vídeo en el soporte digital



Proyecto de la futura sede de Repsol en Madrid (España).

Tabla de conversiones

			PETRÓLEO				GAS	
			Litros	Barriles	Metros cúbicos	Tep	Metros cúbicos	Pies cúbicos
PETRÓLEO	1 barril (1)	bbl	158,987	1	0,16	0,14	162,60	5.615
	1 metro cúbico (1)	m³	1.000	6,29	1	0,86	1.033	36.481
	1 tonelada equivalente de petróleo (1)	tep	1.160,49	7,30	1,16	1	1.187	41.911
GAS	1 metro cúbico	m³	0,98	0,01	0,001	0,001	1	35,32
	1.000 pies cúbicos =1,04x10 ⁶ Btu	ft³	27,64	0,18	0,027	0,024	28,317	1.000

			Metro	Pulgada	Pie	Yarda
LONGITUD	Metro	m	1	39,37	3,281	1,093
	Pulgada	in	0,025	1	0,083	0,028
	Pie	ft	0,305	12	1	0,333
	Yarda	yd	0,914	36	3	1

			Kilogramo	Libra	Tonelada
MASA	Kilogramo	kg	1	2,2046	0,001
	Libra	lb	0,4536	1	0,0045
	Tonelada	t	1.000	22,046	1

			Pie Cúbico	Barril	Litro	Metro cúbico
VOLUMEN	Pie cúbico	ft³	1	0,1781	28,32	0,0283
	Barril	bbl	5.615	1	158,984	0,1590
	Litro	l	0,0353	0,0063	1	0,001
	Metro cúbico	m³	35,3107	6,2898	1.000	1

Tep = tonelada equivalente de petróleo
(1) Media de referencia: 32,35 °API y densidad relativa 0,8636
Btu = British thermal unit

Glosario de términos

Término	Descripción	Término	Descripción	Término	Descripción
ADR	American Depositary Receipt	kbbl	Mil barriles de petróleo	Mscf	Millón de pies cúbicos estándar
bbl	Barril	kbld	Mil barriles de petróleo por día	Mscfd	Millón de pies cúbicos estándar por día
bbl/d	Barril de petróleo por día	kbep	Mil barriles de petróleo equivalentes	Mta	Millones de toneladas
bcf	Mil millones de pies cúbicos	kbepd	Mil barriles de petróleo equivalentes por día	MTBE	Metil terbutil éter
bcm	Mil millones de metros cúbicos	kboe	Miles de barriles de petróleo equivalentes	Mtep	Millón de toneladas equivalentes de petróleo
bcma	Mil millones de metros cúbicos por año	kg	Kilogramo	MW	Millón de vatios
bep	Barril equivalente de petróleo	km	Kilómetro	OP/SM	Óxido de propileno/Estireno monómero
bepd	Barril equivalente de petróleo por día	km²	Kilómetro cuadrado	Payout	Porcentaje del beneficio que se destina al pago de dividendos
bscf	Mil millones de pies cúbicos estándar	kscf	Mil pies cúbicos estándar	PEAD	Polietileno de alta densidad
EBITDA	Beneficio antes de intereses, impuestos y amortizaciones	kt	Mil toneladas	PEBD	Polietileno de baja densidad
EPC	Engineering Procurement and Construction	kta	Mil toneladas por año	scf	Pie cúbico estándar
FCC	Fluid Catalytic Cracker	m³	Metro cúbico	t	Tonelada métrica
GLP	Gas licuado del petróleo	Mbbl	Millón de barriles	tep	Tonelada equivalente de petróleo
GNL	Gas natural licuado	Mbep	Millón de barriles equivalentes de petróleo	USD	Dólar americano
Gwh	Gigawattios por hora	Mm³	Millón de metros cúbicos		
		Mm³/d	Millón de metros cúbicos por día		



Repsol

Dirección Corporativa
de Comunicación
Pº de la Castellana, 278
28046 Madrid
Teléfono: (+34) 917 538 000
www.repsol.com

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

Diseño y realización:
Estudio Manuel Estrada

Fotografías:
Alfredo Cáliz, Adam Lubroth, Fernando
Madariaga, Chema Madoz, Rosa Muñoz,
Juan Manuel Sanz, Javier Serrano, Amador
Toril y archivo Repsol.

Fotos cedidas por la Fundación Repsol:
Araquém Alcántara, Alejandro Cartagena,
Antonio Humen Cardoso, Andrés
Unterladstaetter, Walter H. Wust

Impresión:
Brizzolis, arte en gráficas

Elaboración del soporte digital:
La Estrategia de Chapman

Más información
en el soporte digital adjunto.

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

Depósito Legal: