



Áreas  
de negocio

# Repsol en el mundo



# Upstream

## Exploración y Producción

### Resultados

El resultado de explotación de la actividad de Upstream en 2008 fue de 2.258 millones de euros, frente a los 1.882 millones obtenidos en el ejercicio anterior, lo que supone un aumento del 20%. El EBITDA ascendió a 2.864 millones de euros, frente a los 2.631 millones de 2007. La mejora del resultado se debió, principalmente, al incremento de los ingresos como consecuencia de los mayores precios medios de realización.

El precio medio de venta de la cesta de líquidos de Repsol fue de 87,3 US\$/barril (59,3 €/barril), frente a los 61,5 US\$/barril (44,8 €/barril) de 2007. El precio medio del gas se situó en los 4,2 dólares por mil pies cúbicos, con un aumento del 37% respecto a 2007. Estos incrementos están ligados al aumento de los precios de referencia de los

mercados internacionales. El petróleo fue uno de los máximos protagonistas del panorama económico de 2008: tras empezar el año con fuerza, su precio inició una escalada que le llevó al récord histórico de los 147 US\$/barril en julio. A continuación, y de modo vertiginoso, se derrumbó por debajo de los 40 US\$/barril en diciembre.

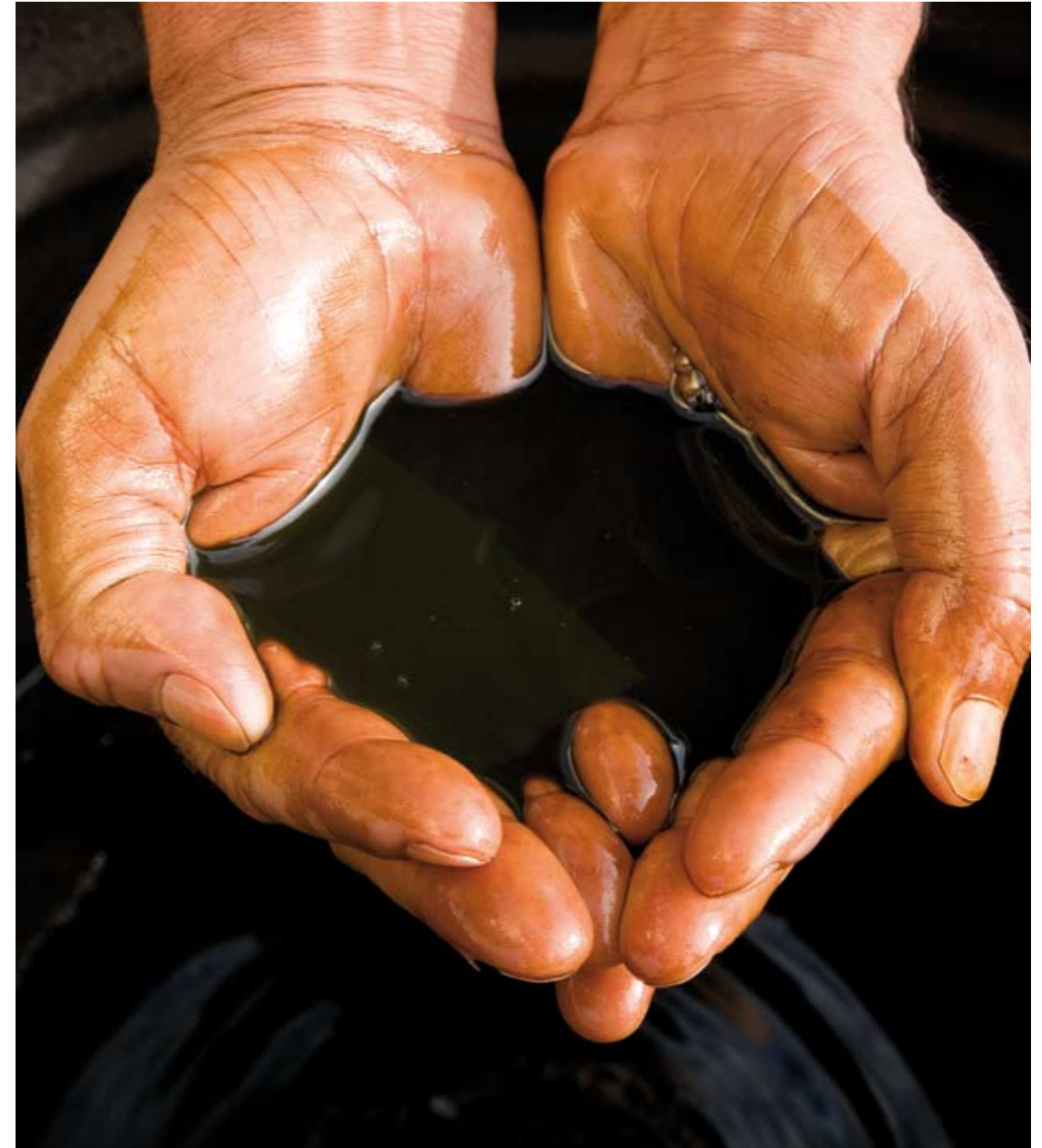
El coste de extracción (lifting cost) alcanzó los 2,24 US\$/barril. Esta cifra representa un alza del 1,8% en comparación con los 2,20 US\$/barril de 2007, tendencia que se atribuye al descenso de la producción, sobre todo como consecuencia de la desconsolidación de Andina en Bolivia y al fin de las operaciones en Dubai. En cuanto al coste de descubrimiento (finding cost) sobre reservas probadas, la media para el período 2003-2008 fue de 10,9 US\$/barril.

### Actividades por países

Durante 2008 se avanzó significativamente en el proceso de consolidación del negocio de Upstream en áreas clave para la compañía, como el Golfo de México (Estados Unidos), Brasil, Perú, el norte de África y Trinidad y Tobago. Como refuerzo de la estrategia definida por Repsol de diversificación y crecimiento en países de la OCDE, en 2008 se dieron los primeros pasos para el inicio de actividades en Canadá y Noruega. El objetivo de todo ello es asegurar el crecimiento orgánico, maximizando la rentabilidad de los activos y el aumento de la producción y de las reservas para el período 2008-2012.

### Estados Unidos

Repsol ha fortalecido significativamente su presencia en aguas profundas del Golfo



Petróleo extraído de un pozo de Repsol en Libia.



Instalación de Repsol en Libia.

de México estadounidense en los últimos tres años con la participación en el importante proyecto de desarrollo de petróleo de Shenzi y con la obtención de un buen número de nuevos bloques exploratorios. Esta zona se considera una de las más rentables y de mayor potencial exploratorio en aguas profundas del mundo.

La compañía tiene un 28% de participación en el campo Shenzi, uno de los mayores descubrimientos realizados hasta el momento en aguas profundas del Golfo de México. En marzo de 2009, Repsol comenzó la producción de petróleo y gas en este campo. El desarrollo de la primera fase del proyecto se culminó antes del plazo previsto y de acuerdo con el presupuesto.

En la Ronda Exploratoria 206 llevada a cabo en el Golfo de México a principios de 2008,

## Repsol es una de las primeras compañías en dominio minero exploratorio offshore de las cuencas brasileñas de Santos, Campos y Espiritu Santo, una zona con gran potencial a escala mundial

Repsol obtuvo 32 nuevos bloques exploratorios, que junto a los logrados en los últimos años, conforman una sólida cartera de proyectos exploratorios. La participación de la compañía en estas rondas se enmarca en la estrategia de diversificación y crecimiento en países de la OCDE. En marzo de 2009, Repsol obtuvo 20 bloques exploratorios más en la Ronda 208.

### África

Repsol tiene una importante presencia en el norte de África, centrada en Libia y Argelia, países donde cuenta con significativos proyectos en marcha que garantizan un crecimiento sostenido y rentable para los próximos años.

En Libia, en junio de 2008, entró en producción el campo I/R, situado en la prolífica cuenca de Murzuq, en los bloques NC-186 y NC-115, ambos

participados por Repsol. El campo I/R, descubierto en 2006, es uno de los mayores hallazgos exploratorios logrados por la compañía en su historia y el más importante en Libia de la última década. Tiene un potencial de producción de 90.000 barriles/día y su desarrollo permite incrementar significativamente las reservas y la producción de la compañía en este país. Este campo es uno de los diez proyectos clave de crecimiento definidos por Repsol en su Plan Estratégico 2008-2012.

A finales de 2008, la compañía nacional libia NOC aprobó los planes de desarrollo presentados para los campos "J" y "K" del bloque NC-186 (Repsol, Total, OMV y StatoilHydro). En la primera mitad de 2009 se espera recibir también la aprobación del plan de desarrollo del campo "E" del bloque NC-200 (Repsol y OMV), lo que permitirá la puesta en producción de estos

tres nuevos campos. Asimismo, en 2008 se logró un nuevo descubrimiento exploratorio en el bloque NC-186 con el sondeo Y1.

El 17 de julio, Repsol y NOC firmaron un nuevo acuerdo por el que se amplían hasta 2032 sus contratos de exploración y producción de petróleo en ese país. Éste extiende la duración de los contratos de los bloques NC-115 y NC-186 hasta el año 2032, lo que representa quince años adicionales en el contrato del bloque NC-115, y otros cinco o nueve años, según los campos, en el bloque NC-186. El acuerdo asegura a Repsol la explotación de los cuantiosos recursos descubiertos en ambos bloques, en los que también se amplían en cinco años las licencias de exploración.

En Argelia se realizaron en 2008 dos nuevos descubrimientos de gas en la cuenca de Reggane, en el bloque



351c-352c operado por Repsol. Estos hallazgos se unen a los logrados en el mismo bloque en años anteriores. Se espera obtener, por parte de Sonatrach, la declaración de comercialidad de Reggane en 2009, lo que permitirá iniciar el desarrollo de este importante proyecto de gas. También se produjeron en ese país otros dos descubrimientos exploratorios en el bloque M'Sari Akabli, también operado por Repsol.

#### Latinoamérica

Brasil es una de las principales áreas de crecimiento futuro de Repsol, una de las primeras compañías en dominio minero exploratorio offshore de las cuencas de Santos, Campos y Espírito Santo, con un total de 21 bloques exploratorios (en 11 de ellos es la empresa operadora).

Repsol tiene una participación del 10% en el campo Albacora Leste

(cuenca de Santos), en producción desde abril de 2006. Este importante campo de petróleo en aguas profundas de Brasil produjo en 2008 en torno a 140.000 barriles/día y tiene unas reservas probadas y probables totales remanentes de crudo de más de 400 millones de barriles.

En el segundo trimestre de 2008 se produjo en aguas profundas de Brasil un nuevo e importante descubrimiento en el bloque BM-S-9, en la cuenca de Santos, con el sondeo Guará. Este hallazgo se une al del campo Carioca, localizado a finales de 2007 y situado en el mismo bloque. Ambos yacimientos tienen un alto potencial de recursos de petróleo de gran calidad, según las primeras evaluaciones. Esta zona del offshore brasileño se está conformando como una de las de mayor potencial en aguas profundas del mundo.

Los descubrimientos exploratorios en el bloque BM-S-9 refuerzan la estrategia de la compañía en el offshore brasileño y representan uno de los proyectos clave de crecimiento en el área de Upstream de los próximos años. En 2009 se llevarán a cabo dos sondeos adicionales en este bloque. Uno de ellos, el sondeo Iguazú, resultó positivo en abril de 2009.

En Bolivia, en mayo de 2008, se firmó un acuerdo con la compañía boliviana YPFB para la venta del 1,08% del capital social de la compañía Andina. Tras esta operación, el accionariado de Andina se reparte entre YPFB (51,08%) y Repsol E&P Bolivia (48,92%). Asimismo, en octubre de 2008 se suscribió el Acuerdo de Accionistas, que regula la administración, funcionamiento y gobierno de la sociedad, y que entró en vigor en noviembre de 2008. En

## En Perú, Repsol realizó en enero de 2008 un importante descubrimiento con el sondeo Kinteroni



este mismo país, Repsol descubrió el pozo de gas Huacaya.

En Trinidad y Tobago, Repsol es una de las principales compañías privadas en términos de producción y reservas de petróleo y gas, junto con BP, con la que comparte la propiedad de la sociedad bpTT. Esta empresa, en la que Repsol participa con un 30%, opera una extensa área productora de hidrocarburos en el offshore del país y en 2008 alcanzó una producción media diaria de más de 460.000 barriles equivalentes de petróleo.

En el cuarto trimestre de 2008 se completó el proyecto Teak Blow Down de compresión de gas para ventas al mercado interno, con un aumento de producción de gas de 700.000 m<sup>3</sup>/día a partir de enero de 2009.

En el cuarto trimestre de 2007 entraron en producción los campos de bpTT Mango y Cashima, lo

que permitió un aumento de la producción en 2008 y de la disponibilidad de gas para el tren 4 de la planta de licuación de Atlantic LNG, en el que Repsol participa con el 22,22%.

En Perú continuaron en 2008 los trabajos para el completo desarrollo del yacimiento Camisea (bloques 56 y 88), en el que Repsol participa con el 10%. Estos bloques abastecerán de gas natural a la futura 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 hay dos yacimientos –San Martín (en producción desde 2004) y Cashiriari (actualmente en desarrollo)– y en el bloque 56, el de Pagoreni, que inició su producción en septiembre de 2008.

También en Perú, Repsol realizó en enero de 2008 un importante descubrimiento exploratorio con el

sondeo Kinteroni, en el bloque 57, que se localiza en la cuenca Ucayali-Madre de Dios, en la selva central del país, a 50 km del yacimiento de gas y condensado de Camisea. En el pozo Kinteroni quedó demostrada la presencia de gas y condensado, con un significativo potencial de recursos que en la actualidad está en fase de definición. Repsol, que cuenta con una participación del 53,84% en este bloque, es la compañía operadora del mismo.

En Colombia, en abril de 2008, se puso en producción el campo Capachos Sur, en el bloque Capachos. Éste está participado al 100% por Repsol, tiene una superficie de 259 km<sup>2</sup> y se encuentra en la cuenca de Llanos.

#### Alaska y Canadá

En el primer trimestre de 2008, Repsol obtuvo 93 bloques en Alaska en la Ronda Exploratoria 193. Estos

# Repsol logró en 2008 un total de diez nuevos descubrimientos exploratorios que se localizan en Brasil, Perú, Argelia, Colombia y Libia, a los que se suman seis más de YPF

El navío sonda Stena Drillmax en el Golfo de México, donde ha realizado tareas de exploración.



bloques offshore se encuentran en el Mar de Chukchi y abarcan una superficie de 2.139 km<sup>2</sup>. En esta zona, poco explorada y con un alto potencial de recursos por descubrir, el objetivo de la compañía es crear una amplia cartera de proyectos. En ese sentido, ya en julio de 2007, Repsol llegó a un acuerdo con las compañías Shell Offshore Inc. y Eni Petroleum US LLC para explorar 71 bloques offshore adyacentes en el Mar de Beaufort, al norte de la prolífica bahía de Prudhoe y de los campos de crudo de Kuparuk. Repsol participa en estos bloques con un 20%.

En Canadá, Repsol obtuvo mediante concurso a finales de 2008 los derechos de exploración sobre tres bloques en el offshore de Newfoundland (Terranova) y Labrador. Dos de estos bloques se sitúan en la zona de Central Ridge/Flemish Pass y otro en

Jeanne d'Arc Basin. En estos bloques, que suman una superficie de 4.000 km<sup>2</sup>, Repsol tiene como socios a las compañías canadienses Husky Oil y Petro-Canada. Esta adjudicación es un nuevo paso adelante en los planes de la empresa de incrementar su presencia en la actividad de exploración y producción de gas y petróleo en países de la OCDE.

## Europa

En Noruega, también en línea con la estrategia de diversificación y crecimiento en países de la OCDE, se firmó en septiembre de 2008 un acuerdo con la compañía noruega Det Norske Oljeselskap ASA (Det Norske) para el estudio conjunto de las áreas ofertadas en la Ronda Exploratoria 20. Repsol participa en este proyecto con un 40%, mientras que el 60% restante pertenece a Det Norske. En noviembre se

presentó una oferta conjunta por cuatro bloques. Repsol también presentó una oferta al 100% por otros tres bloques. El resultado final de la ronda se espera conocer a lo largo de 2009.

También en Noruega, Repsol, junto con Det Norske, Bayerngas y Svenska, presentó en octubre de 2008 una oferta por cuatro bloques entre los campos Njord y Draugen (Mar de Noruega), en la Ronda APA 2008 (Award of Predefined Areas). Repsol obtuvo un área exploratoria.

## Descubrimientos

Repsol logró en 2008 un total de 10 nuevos descubrimientos exploratorios que se localizan en Brasil, Perú, Argelia, Colombia y Libia.

En Brasil, Repsol descubrió en junio de 2008 un segundo campo de petróleo en el bloque BM-S-9, en aguas profundas de la cuenca

de Santos. El nuevo yacimiento, denominado Guará, es contiguo al campo Carioca, descubierto a finales de 2007, también en este bloque. Ambos contienen un elevado potencial de recursos de petróleo de alta calidad, según las primeras evaluaciones y confirman a esta cuenca como una de las áreas de mayor potencial en aguas profundas a nivel mundial.

En el nuevo yacimiento de Guará, descubierto por el consorcio formado por Petrobras (45% y operadora), BG (30%) y Repsol (25%) a 310 km de la costa del estado de Sao Paulo, se probó la presencia de petróleo ligero de densidades en torno a los 28° API, a una profundidad de 5.000 metros, con una lámina de agua de más de 2.000 metros.

Repsol y sus socios en el bloque continuarán realizando en 2009 las actividades y las inversiones

necesarias con el objetivo de definir con mayor precisión las dimensiones exactas de los yacimientos de Carioca y Guará, así como su futuro plan de desarrollo. En concreto, en 2009 se perforarán dos sondeos adicionales (uno de ellos resultó positivo en abril de 2009) y se llevará a cabo una prueba de producción en el sondeo Guará. El desarrollo de estos proyectos en aguas profundas de la cuenca de Santos es una de las diez iniciativas clave de crecimiento contempladas por Repsol en su Plan Estratégico 2008-2012.

A principios de 2009 se produjeron también en Brasil dos importantes descubrimientos en aguas profundas de la cuenca de Santos, en los yacimientos Piracucá y Panoramix.

En Perú se produjo en enero de 2008 un importante descubrimiento exploratorio en el bloque 57, ubicado

en el departamento de Cuzco, en el pozo exploratorio Kinteroni. Repsol es el operador del consorcio que explotará el campo, con una participación del 53,84% (el 46,16% restante pertenece a Petrobras). Las primeras pruebas de producción registraron caudales de un millón de metros cúbicos de gas diarios (0,365 bcm/año) y 198 metros cúbicos por día de hidrocarburos líquidos asociados (72.270 m<sup>3</sup>/año).

Para poder establecer un plan de comercialidad y desarrollo del descubrimiento se llevará a cabo una campaña sísmica 3D sobre la estructura de Kinteroni y se perforarán varios pozos de delineación y exploratorios en el bloque.

Todo ello permitirá una evaluación más precisa de los recursos descubiertos, que de manera preliminar, se estiman en torno a 2 TCF (56 bcm).

Panorámica de un campo productivo de Repsol en Libia.



Kinteroni está próximo al yacimiento de gas de Camisea, en los bloques 56 y 88, donde Repsol participa con el 10%, y que abastecerá a uno de los grandes proyectos de Gas Natural Licuado (GNL) de la compañía: Perú LNG. En Argelia, en el bloque 351c-352c (Reggane Nord), situado en la cuenca de Reggane, se produjeron dos nuevos descubrimientos con los sondeos AZSE-2 (Azrafil SE) y KLS-1 (Kahlouche S). Repsol, con una participación del 33,75%, es el operador del consorcio, junto con la compañía nacional argelina Sonatrach (25%), la alemana RWE Dea (22,5%) y la italiana Edison (18,75%). El bloque, situado en el centro-sur del Sáhara argelino, abarca una extensa área de 4.682 km<sup>2</sup>. Este descubrimiento se une a los cuatro logrados en el mismo bloque, el primero en 2005 (sondeo Reggane 5),

otros dos en 2006 (con los sondeos Sali 1 y Kahlouche-2) y el último en 2007 (con el sondeo Reggane 6). En ese mismo país norteafricano también se lograron otros dos descubrimientos exploratorios en el bloque M'Sari Akabli con los sondeos TGFO-1 y OTLH-2 (Oued Talha). Con una participación del 33,75%, Repsol es el operador de este bloque, que abarca una superficie total de 8.103 km<sup>2</sup>. A principios de 2009 se anunció un descubrimiento en el área de Gassi Chergui con el sondeo AL-2, realizado en la cuenca de Berkine. En Colombia se realizaron tres nuevos descubrimientos. Dos de ellos con los sondeos Cosecha Z y Cosecha Y Norte, en el bloque Cosecha de la cuenca de Llanos Orientales, donde Repsol tiene una participación del 25% y Oxy es la compañía operadora, con el 75%.

El bloque Cosecha tiene una superficie de 2.856 km<sup>2</sup>. El tercer descubrimiento se produjo con el sondeo Capachos Sur 1, en el bloque Capachos, en el que Repsol es el operador, con una participación del 100%. En Libia, a principios de 2008, se materializó un nuevo descubrimiento exploratorio en el prolífico bloque NC-186 con el sondeo Y1. Este bloque se encuentra en la cuenca de Murzuq, tiene una superficie total de 4.295 km<sup>2</sup> y está operado por Repsol, con una participación del 32%. En aguas profundas del Golfo de México, en Estados Unidos, se produjo a principios de 2009 un gran hallazgo de petróleo con el sondeo Buckskin, situado en el área de Keathley Canyon, a 300 kilómetros de la costa de Houston. Repsol es el operador exploratorio

del consorcio descubridor de este nuevo yacimiento, en el que se ha descubierto una columna de hidrocarburos de cerca de 100 metros. El nuevo pozo tiene una profundidad de unos 10.000 metros, con una lámina de agua de 2.000 metros.

**Producción**

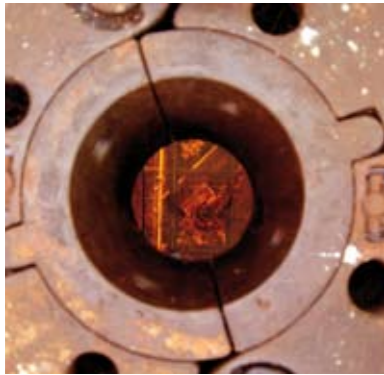
La producción de hidrocarburos de Repsol se cifró en 332.721 barriles equivalentes de petróleo/día en 2008, lo que supone un descenso del 14,6% respecto a 2007. Los niveles de producción, deducidas las variaciones contractuales de Dubai (5.000 bep/día), Venezuela (3.200 bep/día) y Bolivia (47.600 bep/día), fueron similares a los del ejercicio anterior. La producción se incrementó sobre todo en Estados Unidos (1.200 bep/día) gracias a la puesta en producción de nuevos pozos en el campo Shenzi; en

Trinidad y Tobago (3.900 bep/día); y en Perú (1.900 bep/día), donde se inició la producción del campo Pagoreni, en el bloque 56.

**Inversiones**

El área de negocio de Upstream invirtió en 2008 un total de 1.184 millones de euros, lo que supone un descenso del 18% respecto a los 1.439 millones de 2007. El desembolso se destinó sobre todo al desarrollo del campo Shenzi, en Estados Unidos, y a las actividades de exploración en el norte de África, Brasil y el Golfo de México.

## Información adicional Upstream



El Plan Estratégico 2008-2012 agrupa bajo el área de Upstream todas las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural de Repsol fuera de YPF. La gestión de la cartera de activos está centrada en el crecimiento rentable, diversificado, sostenible y comprometido con la seguridad y

el medio ambiente. Esta estrategia se basa en el crecimiento de la producción y de las reservas, la diversificación geográfica de la actividad, la excelencia operativa y la rentabilidad, con un incremento de los márgenes unitarios medios.

El área de negocio de Upstream de Repsol concentrará en los próximos años su crecimiento orgánico en tres áreas principales: las aguas profundas del Golfo de México, en Estados Unidos, y Brasil; el norte de África; y el norte de Latinoamérica y Trinidad y Tobago. Durante 2008 y los primeros meses de 2009 se avanzó significativamente en la consolidación del negocio de Upstream en estas áreas clave para la compañía. Repsol se adjudicó 32 nuevos bloques exploratorios en el Golfo de México en 2008 y 20 más

en 2009. Realizó un importante descubrimiento en la cuenca de Santos (Brasil) con el sondeo Guará en 2008 e Iguazú en 2009, al tiempo que inició la producción en el campo I/R (Libia) y, en 2009, en Shenzi (Estados Unidos), entre otros hitos. La compañía participó en 2008 en tres de los cinco mayores descubrimientos de hidrocarburos del mundo y, como refuerzo de su objetivo de diversificación geográfica y crecimiento en países de la OCDE, dio sus primeros pasos para el inicio de actividades en Canadá y Noruega. En el primer trimestre de 2009, Repsol ya había anunciado ocho descubrimientos en las cinco áreas clave identificadas para exploración en el Plan Estratégico 2008-2012.

Al cierre del ejercicio, el área de Upstream de Repsol participaba



Repsol extrae hidrocarburos en lugares extremos, como desiertos y aguas profundas.





Trabajos exploratorios de Repsol en Libia.

## UPSTREAM

Millones de euros	2007					2008				
	1 T	2 T	3 T	4 T	TOTAL	1 T	2 T	3 T	4 T	TOTAL
<b>Ingresos de explotación</b>	1.132	1.090	1.053	1.199	<b>4.474</b>	1.238	1.485	1.361	830	<b>4.914</b>
Norteamérica y Brasil	121	116	49	88	374	101	129	63	60	353
Norte de África	284	409	465	511	1.669	518	616	538	235	1.907
Resto del mundo	739	567	549	622	2.477	627	753	778	593	2.751
Ajustes	(12)	(2)	(10)	(22)	(46)	(8)	(13)	(18)	(58)	(97)
<b>Ebitda</b>	586	585	725	735	<b>2.631</b>	753	913	759	439	<b>2.864</b>
Norteamérica y Brasil	2	19	13	(14)	20	52	55	32	(5)	134
Norte de África	242	364	375	438	1.419	356	473	384	158	1.371
Resto del mundo	342	202	337	311	1.192	345	385	343	286	1.359
<b>Resultado de explotación</b>	459	428	529	466	<b>1.882</b>	576	751	672	259	<b>2.258</b>
Norteamérica y Brasil	39	(19)	13	(58)	(25)	–	32	24	(16)	40
Norte de África	217	333	349	335	1.234	338	446	335	83	1.202
Resto del mundo	203	114	167	189	673	238	273	313	192	1.016
<b>Inversiones</b>	564	255	297	323	<b>1.439</b>	242	240	376	326	<b>1.184</b>
Norteamérica y Brasil	362	54	117	77	610	110	116	123	129	478
Norte de África	28	65	44	62	199	44	53	182	97	376
Resto del mundo	174	136	136	184	630	88	71	71	100	330

en bloques de exploración y producción de petróleo y gas en 23 países, directamente o a través de sus subsidiarias. La compañía era el operador en 19 de ellos. Adicionalmente, Repsol posee una participación en la compañía rusa de exploración y producción West Siberian Resources (WSR) y empezó su actividad exploratoria en Noruega y Canadá, con lo que el área de Upstream está presente en la actualidad en 26 países.

**Reservas**

Las reservas probadas del Grupo Repsol YPF a 31 de diciembre de 2008 ascienden a 2.210 millones de barriles equivalentes de petróleo, de los cuales el 60% corresponden a reservas probadas desarrolladas.

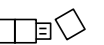
Las reservas probadas de líquidos suman 902 millones de barriles,

el 41% del total de las reservas. Las reservas de gas ascienden a 7,34 trillones de pies cúbicos y representan el 59% de las reservas probadas de Repsol YPF.

En 2008 se añadieron 154 millones de bep en el Grupo Repsol y destacaron las incorporaciones de Argentina (75 millones de bep), Bolivia (21 millones de bep), Argelia (19 millones de bep) y Libia (18 millones de bep).

Las reservas del Grupo se localizan principalmente en Argentina (52%) y Trinidad y Tobago (22%). Un 17% se localiza en el resto de los países de Sudamérica (Venezuela, Perú, Bolivia, Brasil, Ecuador y Colombia), un 7% en el norte de África (Argelia y Libia) y el 2% restante en el Golfo de México.

El área de Upstream de Repsol está presente en la actualidad en 26 países de cuatro continentes





## Hitos Upstream

■ En enero de 2008 se produjo un importante descubrimiento de gas en el bloque 57 de Perú con el sondeo Kinteroni.

■ En febrero de 2008 finalizó con resultado positivo el sondeo exploratorio Y1 en el bloque NC-186, en la cuenca libia de Murzuq.

■ También en febrero se produjo en Colombia un descubrimiento exploratorio con el sondeo Capachos Sur 1.

■ En la Ronda Exploratoria 206, llevada a cabo en el Golfo de México a principios de 2008, Repsol se adjudicó 32 nuevos bloques exploratorios.

■ El segundo pozo productor del megacampo Shenzi-Genghis Khan (Manifold K, K1-2), una extensión de Shenzi, comenzó a producir en febrero de 2008 a través de la plataforma vecina Marco Polo.

■ En Alaska, en el primer trimestre de 2008, Repsol obtuvo 93 bloques exploratorios en el Mar de Chukchi, en una zona con un alto potencial de recursos por descubrir.

■ En el segundo trimestre de 2008 tuvo lugar en aguas profundas de Brasil un importante descubrimiento en el bloque BM-S-9, en la cuenca de Santos, con el sondeo Guará.

■ El campo I/R, en Libia, inició su producción el 3 de junio de 2008. En esta zona, once pozos ya estaban en producción a 31 de diciembre de 2008.

■ El 17 de julio, Repsol y NOC, la compañía nacional de petróleo de Libia, firmaron un nuevo acuerdo por el que se amplían hasta 2032 los contratos de exploración y producción de petróleo en los bloques NC-115 y NC-186 de ese país.

■ El 10 de septiembre se inició la producción en el bloque 56 (campo Pagoreni), en Perú. Este bloque, junto con el 88, en producción desde 2004 y donde Repsol también tiene una participación del 10%, conforman el yacimiento Camisea, que se enmarca en el proyecto Perú LNG. Éste permitirá suministrar gas natural a la futura planta de licuado de Pampa Melchorita.

■ También en septiembre de 2008 se suscribió con la compañía PetroOriental S.A. (CNPC) el acuerdo de venta de la participación del 25% de Repsol YPF Ecuador S.A. en el bloque 14.

■ El 23 de septiembre de 2008 se firmó un AMI (Area of Mutual Interest Agreement) con la compañía noruega Det Norske Oljeselskap ASA ("Det Norske") para el estudio conjunto de las áreas ofertadas en la Ronda Exploratoria 20, en Noruega. El 7 de noviembre se presentó una oferta

conjunta por cuatro bloques y otra por el 100% de otros tres. A finales de 2008, Repsol obtuvo un área exploratoria en Noruega.

■ En el cuarto trimestre de 2008, Repsol obtuvo en Canadá, mediante concurso, los derechos de exploración sobre tres bloques en la zona offshore de Newfoundland (Terranova) y Labrador.

■ A finales de 2008 se completó el proyecto de compresión de gas para ventas al mercado interno Teak Blow Down, con un aumento de producción de gas de 700.000 m<sup>3</sup> por día a partir de enero de 2009.

■ A finales de 2008 se recibió por parte de la compañía nacional libia NOC la aprobación de los planes de desarrollo presentados para los campos "J" y "K" del bloque NC-186 (Repsol, Total, OMV y StatoilHydro), lo que permitirá su puesta en producción.

■ A principios de 2009 se anunciaron tres descubrimientos exploratorios en Argelia, en el bloque de Reggane (KLS-1), en la adyacente cuenca de Ahnet (OTLH-2) y en el área de Gassi Chergui (AL-2).

■ A principios de 2009, los sondeos Panoramix y Piracucá, en la cuenca brasileña de Santos, finalizaron con resultado positivo.

■ En febrero de 2009 se anunció un descubrimiento con el sondeo Buckskin. De esta forma, Repsol inició exitosamente la campaña operada de sondeos en aguas profundas del Golfo de México.

■ En marzo de 2009, Repsol alcanzó un principio de acuerdo con el Gobierno de Ecuador sobre los términos de su presencia en el país que permite aumentar el valor de sus activos y contemplar una reducción de la tasa impositiva sobre los beneficios extraordinarios del 99 al 70%.

■ Repsol comenzó en marzo de 2009 la producción de petróleo y gas en el campo Shenzi, en aguas estadounidenses del Golfo de México, en concreto en una plataforma situada en el bloque Green Canyon 653.

■ A finales de marzo de 2009, Repsol descubrió gas en la zona exploratoria de Tánger-Larache, a 40 kilómetros de la costa de Marruecos.

■ El 1 de abril de 2009 se anunció un nuevo descubrimiento de gas en Argelia, el segundo hallazgo en la cuenca de Ahnet y el octavo de Repsol en 2009.

■ El 15 de abril de 2009 se anunció el tercer descubrimiento en el bloque BM-S-9, en la cuenca brasileña de Santos, con el sondeo Iguazú.

■ Repsol anunció el 21 de abril de 2009 un nuevo descubrimiento de hidrocarburos en aguas de Libia.

# Operaciones por países

EL ÁREA DE UPSTREAM EN EL MUNDO



## España

El área de Upstream tenía derechos mineros sobre 393 bloques, con una superficie neta de 243.113 km<sup>2</sup>, al cierre de 2008. De éstos, 327 bloques son exploratorios y suman una superficie neta de 231.251 km<sup>2</sup>.

En 2008, Repsol terminó 38 sondeos exploratorios, de los cuales diez resultaron positivos. A finales de año, diez sondeos exploratorios estaban en fase de perforación.

Al cierre de 2008, Repsol poseía en España derechos mineros sobre 32 bloques: 20 de exploración, con una superficie neta de 9.722 km<sup>2</sup>, y 12 de explotación que suman un área neta de 929 km<sup>2</sup>.

A través de sus instalaciones de Casablanca, Rodaballo y Boquerón (Mar Mediterráneo), y Gaviota (Mar Cantábrico), Repsol produjo en 2008 un total de 0,7 Mbep (en torno a 1.968 bepd). Las reservas probadas netas de petróleo a fin de año se estimaban en 2,4 Mbep.

El Real Decreto de Otorgamiento del Permiso de Investigación de Canarias 1-9 continúa en suspenso a consecuencia de la sentencia del Tribunal Supremo sobre un defecto de forma en el texto del mismo. El Ministerio de Industria

elaboró un nuevo decreto para corregir dicho defecto formal, que está en tramitación. El primer sondeo exploratorio, situado en profundidades de agua de entre 1.000 y 1.500 m, está listo para iniciar la preparación de las operaciones de perforación en cuanto se reciba la correspondiente autorización.

Durante 2008 no se realizaron sondeos exploratorios en España, pero se adquirieron 1.023 km<sup>2</sup> de sísmica 3D.

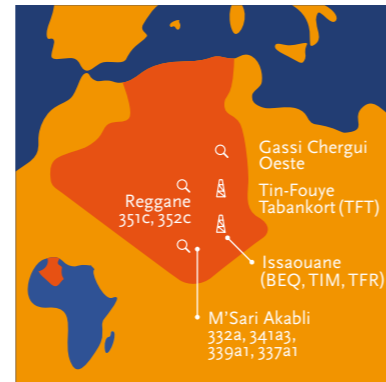


Q Bloque de exploración

## Arabia Saudí

A 31 de diciembre de 2008, Repsol poseía en este país derechos mineros sobre un bloque de exploración (bloque C) situado en la cuenca Rub Al'Khali, con una superficie neta de 15.420 km<sup>2</sup>.

El 7 de marzo de 2004, Repsol firmó con el Ministro de Petróleo y Recursos Minerales de Arabia Saudí el contrato adjudicado al consorcio formado por Repsol (30%), Eni (50% y operador) y Saudi Aramco (20%) para la exploración de gas natural no asociado en el bloque C. En 2007 se completó la perforación del sondeo Ubaylah 2. En 2008 concluyó la perforación de dos sondeos con un resultado negativo y a lo largo de 2009 se completará el resto de sondeos.



Q Bloque de exploración

A Bloque de desarrollo/explotación

## Argelia

Repsol poseía en Argelia al cierre de 2008 derechos mineros sobre 5 bloques: 3 de exploración, con una superficie neta de 7.789 km<sup>2</sup>, y 2 de desarrollo, con una superficie neta de 581 km<sup>2</sup>.

La producción neta del año se situó en 1,8 Mbbl de líquidos y 21,2 bscf de gas natural, con una producción neta total equivalente de 5,5 Mbep (15.137 bep), procedente sobre todo 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 42,3 Mbep.

Durante el ejercicio se concluyeron 8 pozos exploratorios, de los cuales 4 resultaron positivos (2 en el bloque Reggane, AZSE-2 y KLS-1, y otros tantos en el bloque M'Sari Akabli, TGFO-1 y OTLH-2).



El contrato del Proyecto Integrado Gassi Touil fue resuelto unilateralmente por Sonatrach el 13 de agosto de 2007. La compañía pública argelina y Repsol se encuentran actualmente en un proceso de arbitraje.

En 2008 se adquirieron en el país 197 km de sísmica 2D y 870 km<sup>2</sup> de sísmica 3D.

### Hitos 2008

- En el bloque 351c-352c (Reggane Nord), situado en la cuenca de Reggane, se produjeron dos nuevos descubrimientos exploratorios con los sondeos AZSE-2 (Azrafil SE) y KLS-1 (Kahlouche S), este último anunciado en 2009. Repsol, que tiene una participación del 33,75%, es el operador del consorcio,

junto con la compañía nacional argelina Sonatrach (25%), la alemana RWE Dea (22,5%) y la italiana Edison (18,75%). El bloque, situado en el centro-sur del Sáhara argelino, abarca 4.682 km<sup>2</sup>. Este descubrimiento se une a los cuatro logrados en el mismo bloque, el primero en 2005 (sondeo Reggane 5), otros dos en 2006 (sondeos Sali 1 y Kahlouche-2) y el último en 2007 (sondeo Reggane 6). Se espera obtener de Sonatrach la declaración de comercialidad de Reggane en 2009, lo que permitirá iniciar el desarrollo de este importante proyecto de gas contemplado en el Plan Estratégico 2008-2012 como uno de los ejes clave de la compañía.

- También se lograron otros dos descubrimientos exploratorios en el bloque M'Sari Akabli con los sondeos TGFO-1 y OTLH-2 (Oued

Talha), anunciados en 2009. Repsol participa con un 33,75% y es el operador de este bloque, que tiene una superficie de 8.103 km<sup>2</sup>.

A principios de 2009 se anunciaron tres descubrimientos exploratorios en Argelia, en el bloque de Reggane (KLS-1), en la adyacente cuenca de Ahnet (OTLH-2) y en el área de Gassi Chergui (AL-2).

El 1 de abril de 2009 se anunció un nuevo descubrimiento de gas en Argelia, que supuso el segundo hallazgo en la cuenca de Ahnet y el octavo de Repsol en 2009.



Q Bloque de exploración

A Bloque de desarrollo/explotación



## Bolivia

A 31 de diciembre de 2008, Repsol poseía en Bolivia derechos mineros sobre 31 bloques: 6 de exploración –con una superficie neta de 7.022 km<sup>2</sup>– y 25 bloques de explotación –con un área neta de 1.489 km<sup>2</sup>–, situados en las cuencas de Beni, Pie de Monte, Subandino Sur y Subandino Norte.

La producción neta del año se cifró en 2,4 Mbbl de petróleo, incluidos condensados y líquidos separados del gas natural, y en 53,4 bscf de gas natural. La producción neta total equivalente fue de 11,9 Mbep (32.425 bepd) y se concentró fundamentalmente en los campos operados por Andina y en el bloque Mamoré. Las reservas probadas de hidrocarburos correspondientes a Repsol a la fecha de cierre del ejercicio se situaron en 91,8 Mbep.

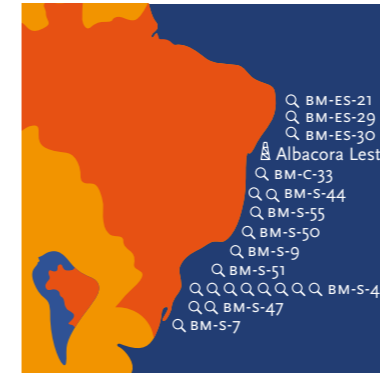
Durante 2008 se inició el análisis de los datos y de la información generada durante la perforación y las pruebas de formación del descubrimiento Huacaya para seleccionar la mejor alternativa técnico-económica que permita evaluar el descubrimiento y establecer el futuro plan de desarrollo. El hallazgo exploratorio Huacaya X-1 se realizó a finales de 2007. La declaración de comercialidad sobre el área correspondiente a la estructura descubierta ya ha sido presentada al organismo competente. El área de exploración remanente se devolvió a YPFB.

En 2008 se continuó con los trabajos encaminados al completo desarrollo del importante campo de gas y condensado de Margarita, que está ubicado en el bloque Caipipendi, al norte del

departamento de Tarija. El contrato de este bloque, que está operado por un consorcio integrado por Repsol (37,5% y operador), BG (37,5%) y PAE (25%), entró en vigor el 2 de mayo de 2007 y tiene una duración de 24 años.

### Hitos 2008

- En mayo de 2008 se firmó un acuerdo con la compañía boliviana YPFB para la venta del 1,08% del capital de la empresa Andina. Tras esta operación, el accionariado de esta última sociedad se reparte entre YPFB (51,08%) y Repsol E&P Bolivia (48,92%). Asimismo, en octubre de 2008 se suscribió el Acuerdo de Accionistas, que regula la administración, funcionamiento y gobierno de la sociedad, y que entró en vigor al mes siguiente.



Q Bloque de exploración

A Bloque de desarrollo/explotación



▶ Ver vídeo en el soporte digital

## Brasil

Repsol poseía al cierre de 2008 derechos mineros sobre 22 bloques en Brasil: 21 de exploración (3.925 km<sup>2</sup> de superficie neta) y uno de desarrollo (51 km<sup>2</sup> 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 4,8 Mbbl de líquidos y 1,2 bscf de gas natural, con una producción neta total equivalente de 5 Mbep (13.732 bepd), procedente del bloque Albacora Leste. Las reservas probadas netas pertenecientes a este bloque se estimaban en 26,3 Mbep a 31 de diciembre de 2008. Durante el ejercicio se concluyeron 3 sondeos exploratorios, de los cuales uno dio resultado positivo (Guará).

Repsol es una de las primeras compañías privadas en dominio minero exploratorio offshore en

las cuencas de Santos, Campos y Espírito Santo. Además, tiene una participación del 10% en el campo Albacora Leste, que inició su producción en abril de 2006 en la cuenca de Campos. Este importante campo de petróleo en aguas profundas de Brasil produjo en 2008 en torno a 140.000 bbl, una cifra que se espera elevar hasta los 180.000 bbl. Las reservas totales probadas y probables del campo se estimaban en 423,3 Mbbl al cierre del ejercicio.

### Hitos 2008

- Repsol descubrió en junio de 2008 un segundo campo de petróleo en aguas profundas de la cuenca de Santos. El nuevo yacimiento, denominado Guará, está situado en el bloque BM-S-9 y es contiguo al campo Carioca, descubierto a finales

de 2007, también en este bloque. Ambos contienen un elevado potencial de recursos de petróleo de alta calidad, según las primeras evaluaciones, y confirman a esta cuenca como una de las áreas de mayor potencial en aguas profundas de todo el mundo. Repsol y sus socios en el bloque continuarán realizando en 2009 las actividades e inversiones necesarias para definir con mayor precisión las dimensiones de los yacimientos de Carioca y Guará, así como su futuro plan de desarrollo. En concreto, en 2009 se concluirán dos sondeos adicionales (uno de ellos, el de Iguazú) y se llevará a cabo una prueba de producción en el sondeo Guará.

- A principios de 2009 se produjeron tres importantes descubrimientos en la cuenca de Santos con los sondeos Piracucá, Panoramix e Iguazú.



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



## Colombia

A finales de 2008, Repsol tenía en Colombia derechos mineros sobre 9 bloques: 7 de exploración, con una superficie neta de 4.278 km<sup>2</sup>, y 2 de explotación (Capachos y Cravo Norte), con un área neta de 268 km<sup>2</sup>. La producción neta del año se cifró en 2,6 Mbbl (7.218 bbl) de petróleo. Las reservas probadas netas de este hidrocarburo al cierre del ejercicio se estimaban en 4,4 Mbbl. A lo largo de 2008 se terminaron 8 sondeos exploratorios: 5 con resultado negativo y 3 positivos (Capachos Sur-1, Cosecha Z y Cosecha Y Norte). Asimismo, se adquirieron 200 km de sísmica 2D.

### Hitos 2008

- En Colombia se realizaron tres nuevos descubrimientos en 2008, dos de ellos con los sondeos Cosecha Z y Cosecha Y Norte, en el bloque Cosecha de la cuenca

de Llanos Orientales, donde Repsol tiene una participación del 25% y Oxy (75%) es la compañía operadora. Este bloque consta de una superficie de 2.856 km<sup>2</sup>. El tercer descubrimiento tuvo lugar con el sondeo Capachos Sur 1, en el bloque Capachos, en el que Repsol es el operador y posee una participación del 100%.  
 • En abril de 2008 entró en producción el campo Capachos Sur, en el bloque Capachos, que está participado al 100% por Repsol, tiene una superficie de 259 km<sup>2</sup> y se encuentra en la cuenca de Llanos.

## Canadá

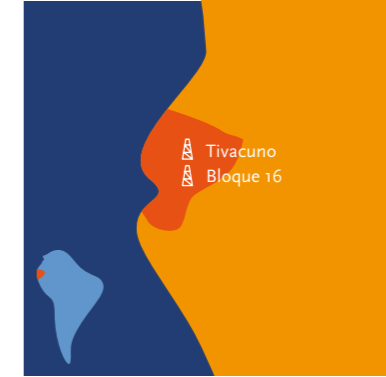
En este país norteamericano Repsol obtuvo mediante concurso a finales de 2008 los derechos de exploración sobre tres bloques en la zona offshore de Newfoundland (Terranova) y Labrador. Dos de estos bloques se sitúan en la zona de Central Ridge/Flemish Pass y otro en el área de Jeanne d'Arc Basin. En estos bloques, que tienen una superficie de 4.000 km<sup>2</sup>, Repsol cuenta como socios con las compañías canadienses Husky Oil y Petro-Canada. Esta adjudicación es un nuevo paso adelante en los planes de la empresa de incrementar su presencia en la actividad de exploración y producción de gas y petróleo en países de la OCDE.



- Q Bloque de exploración

## Cuba

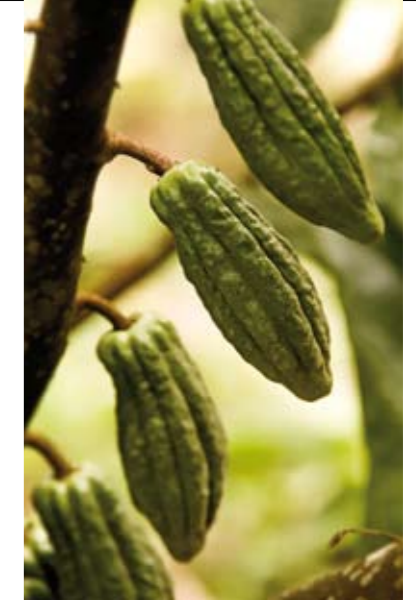
A finales de 2008, Repsol poseía derechos mineros sobre un bloque de exploración en el offshore de Cuba que abarca las seis áreas exploratorias (N 25/26/27/28/29/36), más el área 35, concedida a principios de 2005. Todas las áreas suman una superficie neta de 4.512 km<sup>2</sup> y se rigen por el mismo contrato. A lo largo de 2008 no se concluyeron sondeos exploratorios.



- A Bloque de desarrollo/explotación

## Ecuador

Repsol poseía en Ecuador al cierre de 2008 derechos mineros sobre 2 bloques de desarrollo que cuentan con una superficie neta de 770 km<sup>2</sup>. La producción neta del año fue de 5,2 Mbbl (14.135 bbl) de petróleo, la mayor parte procedente del bloque 16. Las reservas probadas netas de petróleo a fin del ejercicio se estimaban en 11,2 Mbbl. En 2008 no se finalizaron sondeos exploratorios en Ecuador. El 4 de octubre de 2007, el presidente Rafael Correa firmó un Decreto Ejecutivo mediante el cual se elevó la participación del Estado en los ingresos extraordinarios del 50 al 99%. Repsol alcanzó en marzo de 2009 un importante acuerdo con el Gobierno de Ecuador que permitirá, en el plazo de un año, establecer un



marco contractual estable. En virtud del citado acuerdo se amplía en seis años, de 2012 a 2018, el período de explotación del bloque 16 y se establece un plazo transitorio de un año, durante el cual el Ejecutivo ecuatoriano reducirá el impuesto sobre los beneficios extraordinarios, que pasará del 99 al 70%. Durante el citado año se negociará entre ambas partes un contrato de prestación de servicios a largo plazo que regulará de manera definitiva las actividades de Repsol en el país.

### Hitos 2008

- El 10 de septiembre de 2008 se suscribió con la compañía PetroOriental S.A. (CNPC) el acuerdo de venta de la participación del 25% de Repsol YPF Ecuador S.A. en el bloque 14.



Q Bloque de exploración



## Estados Unidos

A 31 de diciembre de 2008, el área de Upstream de Repsol poseía en Estados Unidos derechos mineros sobre 236 bloques en las áreas de Green Canyon, Atwater Valley, Beechey Point, Harrison Bay, Karo, Keathley Canyon, Mississippi Canyon, Posey, Unnamed y Walker Ridge. De éstos, un total de 230 son de exploración, con una superficie neta de 3.505 km<sup>2</sup>, y los otros 6 son de explotación (39 km<sup>2</sup>) y corresponden a Shenzi. La producción neta del año se situó en 0,6 Mbep. Las reservas probadas netas al cierre del ejercicio se estimaban en 48,9 Mbep.

En 2008 se terminó un sondeo exploratorio con resultado negativo, se realizaron 205 km<sup>2</sup> de sísmica 3D y se compraron 122 km de sísmica 2D y 14.061 km<sup>2</sup> de sísmica 3D.

En los últimos tres años, Repsol ha fortalecido significativamente su presencia en aguas profundas del Golfo de México estadounidense con la participación en el importante proyecto de desarrollo de petróleo de Shenzi y la obtención de un buen número de nuevos bloques exploratorios. Esta zona se considera una de las más rentables y de mayor potencial exploratorio en aguas profundas del mundo.

Repsol lanzó en 2007 el proyecto Caleidoscopio, un ambicioso programa de investigación y desarrollo que ha permitido desarrollar una tecnología puntera propia en la interpretación de información sísmica, lo que aporta a Repsol una buena ventaja competitiva que será de gran ayuda para potenciar su presencia en el Golfo de México.

En julio de 2007, Repsol llegó a un acuerdo en Alaska con las compañías Shell Offshore Inc. y Eni Petroleum US LLC para explorar 71 bloques offshore adyacentes en el Mar de Beaufort, justo al norte de la prolífica bahía de Prudhoe y de los campos de crudo de Kuparuk. La participación en estos bloques es del 20%.

### Hitos 2008

- El segundo pozo productor en la zona occidental del campo Shenzi (anteriormente conocida como Gengis Khan) comenzó a producir en febrero de 2008 a través de la plataforma vecina Marco Polo. Shenzi es uno de los mayores descubrimientos hasta el momento en las aguas profundas de esta zona.

- En la Ronda Exploratoria 206, llevada a cabo en el Golfo de México a principios de 2008, Repsol obtuvo 32 nuevos bloques exploratorios, que se unen a los logrados en los últimos años y permiten conformar una sólida cartera de proyectos exploratorios. La participación de la compañía en estas rondas se enmarca en la estrategia de diversificación y crecimiento en países de la OCDE.

- En Alaska, en el primer trimestre de 2008, Repsol obtuvo 93 bloques en la Ronda Exploratoria 193 que se encuentran en el Mar de Chukchi y abarcan una superficie de 2.139 km<sup>2</sup>. El objetivo es crear una amplia cartera de proyectos en una zona

poco explorada y con un alto potencial de recursos por descubrir.

- En aguas profundas del Golfo de México se produjo a principios de 2009 un gran descubrimiento de petróleo con el sondeo Buckskin, en concreto en el área de Keathley Canyon, a 300 kilómetros de la costa de Houston. Repsol es el operador exploratorio de este nuevo yacimiento, en el que se ha descubierto una columna de hidrocarburos de cerca de 100 metros que se estima que puede ser superior en la culminación de la estructura. El nuevo pozo tiene una profundidad de unos 10.000 metros, con una lámina de agua de 2.000 metros.

- Repsol comenzó en marzo de 2009, antes de lo previsto, la producción de petróleo y gas en el

campo Shenzi a través de su propia plataforma. La compañía posee una participación del 28% en este campo unificado. En verano de 2008 quedó instalada la plataforma de producción.

- En la Ronda Exploratoria 208, celebrada en marzo de 2009, Repsol obtuvo 20 nuevos bloques exploratorios.



Q Bloque de exploración

## Guinea Ecuatorial

Repsol poseía en este país africano derechos mineros sobre un bloque de exploración, con una superficie neta de 689 km<sup>2</sup>, a 31 de diciembre de 2008.

En 2007 se perforó en el bloque C –donde Repsol participa con el 35%– el sondeo exploratorio Langosta-1, que finalizó el 3 de diciembre del mismo año. El sondeo se encuentra actualmente en la fase de evaluación de los resultados obtenidos.



Q Bloque de exploración

## Guyana

Repsol disponía al cierre de 2008 de derechos mineros sobre un bloque de exploración en el offshore de Guyana que tiene una superficie neta de 8.625 km<sup>2</sup>.

En 2008 no se perforaron pozos exploratorios, pero se adquirieron 1.715 km<sup>2</sup> de sísmica 3D.

En septiembre de 2007, el Tribunal Internacional de Leyes Marítimas emitió su dictamen sobre el litigio referente a la situación limítrofe del bloque Georgetown (participado en un 75% por Repsol) con Surinam. Según dicho fallo, el 100% de este bloque se encuentra en aguas territoriales de Guyana.



Q Bloque de exploración

## Irán

A 31 de diciembre de 2008, Repsol contaba con derechos mineros sobre 2 bloques de exploración que suman una superficie neta de 14.638 km<sup>2</sup>.

En 2008 terminó un sondeo exploratorio en el bloque offshore Mehr con resultado negativo (BKH-4N).

Junto con Shell, Repsol firmó en 2004 un acuerdo con la empresa estatal iraní National Iranian Oil Company (NIOC) para el desarrollo del proyecto integrado de GNL denominado Persian LNG. La decisión final de inversión en la



planta de licuación y el inicio de las operaciones en exploración y desarrollo aún no ha sido tomada.

En cuanto al sondeo Band E Karkhek-2, situado en el bloque terrestre Mehr y descubierto en 2005, NIOC anunció su comercialidad en enero de 2007. En junio de ese mismo año se recibió la confirmación oficial de este hecho. En la actualidad se está analizando la viabilidad del desarrollo del campo.

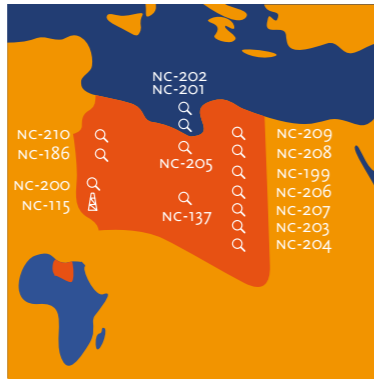
## Kazajistán

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 la propia 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.

Durante el segundo semestre de 2007 comenzó el reprocesamiento de los 1.100 km de sísmica 2D que se habían adquirido dentro del bloque entre 2002 y 2005. También se inició el estudio geológico del bloque y del área adyacente del norte del Mar Caspio.

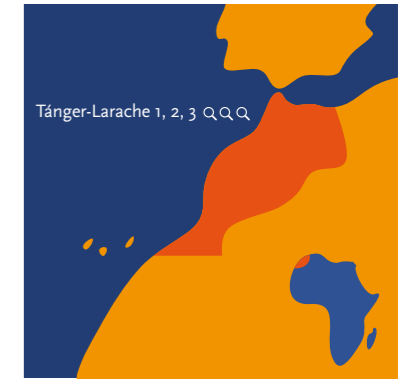
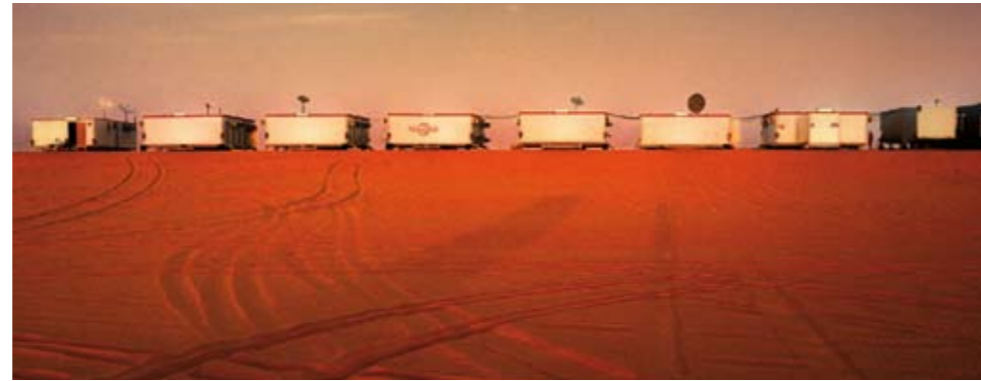
Los socios del proyecto solicitaron en 2008 una nueva extensión del contrato por dos años. Se prevé que la perforación del primer sondeo tenga lugar en 2010 o 2011. Durante 2009 se decidirá la ubicación y el equipo de perforación más apropiados para llevar a cabo esta operación.





Q Bloque de exploración

A Bloque de desarrollo/explotación



Q Bloque de exploración

## Liberia

A 31 de diciembre de 2008, 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 km<sup>2</sup>.

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. A través de la negociación directa, la compañía ya había obtenido en verano de 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).

## Libia

Repsol contaba en este país norteafricano con derechos mineros sobre 15 bloques a finales de 2008. De éstos, 14 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 58.224 km<sup>2</sup>. El único bloque de explotación (NC-115) dispone de un área neta de 874 km<sup>2</sup>. La producción neta del año fue de 18,4 Mbbl de petróleo (50.197 bbl), procedente de los bloques NC-115 (campo El-Sharara) y NC-186, en la cuenca de Murzuq. La producción total de los dos bloques en producción en Libia ascendió en 2008 a 302.000 bbl. Las reservas probadas netas de petróleo al cierre del ejercicio se estimaban en 115,9 Mbbl.

En 2008 se terminaron 11 sondeos exploratorios en el país (uno

resultó positivo, el Y1 NC-186) y se adquirieron 3.976 km de sísmica 2D y 2.563 km<sup>2</sup> de sísmica 3D.

En 2007, Repsol y sus socios en Libia iniciaron con la empresa estatal NOC un proceso de revisión de las condiciones contractuales que culminó en julio de 2008.

### Hitos 2008

- A principios de 2008 se realizó un nuevo descubrimiento exploratorio en el prolífico bloque NC-186 con el sondeo Y1. Este bloque se encuentra en la cuenca de Murzuq, tiene una superficie de 4.295 km<sup>2</sup> y está operado por Repsol a través de su participación del 32%.
- En junio de 2008 entró en producción el campo I/R, situado en la misma cuenca de Murzuq, en concreto en los bloques NC-186 y NC-115, ambos participados por Repsol. Este campo, descubierto

en 2006, es uno de los mayores hallazgos de la compañía en su historia y el más importante en Libia de la última década. Tiene un potencial de producción de 90.000 barriles al día y su desarrollo permite incrementar significativamente las reservas y la producción de la compañía en este país. El campo I/R es uno de los diez proyectos clave de crecimiento definidos por Repsol en su Plan Estratégico 2008-2012.

- El 17 de julio, Repsol y NOC, la compañía nacional de petróleo de Libia, firmaron un nuevo acuerdo por el que se amplían hasta 2032 sus contratos de exploración y producción de petróleo en los bloques NC-115 y NC-186. El nuevo acuerdo extiende la duración de los contratos en estos bloques de la cuenca de Murzuq, lo que representa 15 años adicionales en el contrato del primer bloque y 5

o 9 años, según los campos, en el segundo. Con este acuerdo, Repsol se asegura la explotación de los cuantiosos recursos descubiertos en ambos bloques. Adicionalmente, Repsol y sus socios amplían en 5 años sus licencias de exploración en los citados bloques, lo que podría incrementar la producción y las reservas de petróleo.

- A finales de 2008 se recibió por parte de NOC la aprobación de los planes de desarrollo presentados para los campos “J” y “K” del bloque NC-186 (Repsol, Total, OMV y StatoilHydro). La aprobación del plan de desarrollo del campo “E”, situado en el bloque NC-200 (Repsol y OMV), se espera recibir en la primera mitad de 2009, lo que permitirá la puesta en producción de estos tres campos.

## Marruecos

En este país norteafricano Repsol poseía al cierre de 2008 derechos mineros sobre 3 bloques de exploración localizados en la cuenca Rharb y que suman una superficie neta de 4.396 km<sup>2</sup>.

En 2008 no se perforó ningún sondeo exploratorio.

### Hitos 2008

- A finales de marzo de 2009, Repsol descubrió gas en la zona exploratoria de Tángner-Larache, a 40 kilómetros de la costa de Marruecos, con el sondeo Anchois. Repsol opera y tiene una participación del 48% en los bloques exploratorios Tángner-Larache 1-2-3. Durante 2008 se llevaron a cabo los preparativos de dicho sondeo, que se inició en enero de 2009.



Q Bloque de exploración

## Mauritania

A 31 de diciembre de 2008, Repsol poseía en este país africano derechos mineros sobre 2 bloques de exploración que abarcan una superficie neta de 45.439 km<sup>2</sup>.

En 2005, Repsol obtuvo de las autoridades mauritanas los bloques exploratorios TA-9 y TA-10, situados en la cuenca de Taoudenni. La compañía es la operadora de estos bloques y controla una participación del 70%, mientras que el 30% restante pertenece a RWE Dea.

En 2008 no se perforaron sondeos exploratorios, pero se adquirieron 1.194 km de sísmica 2D.



A Bloque de desarrollo/explotación

## México

Repsol tenía al cierre de 2008 un contrato de servicios múltiples sobre un bloque de desarrollo denominado Reynosa-Monterrey que se encuentra 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 fue adjudicado en 2003 en la primera



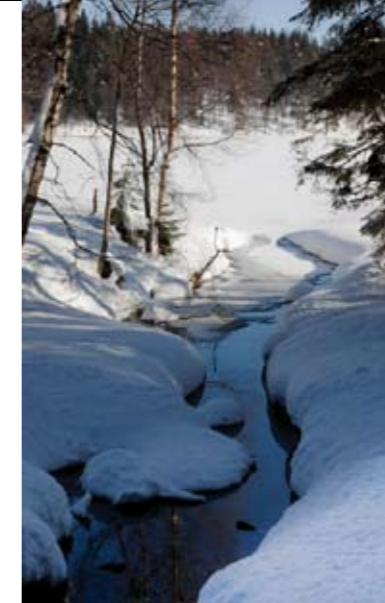
▶ Ver video en el soporte digital

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.

En el momento en que Repsol asumió la operación, la producción era de 10,5 Mscfd. A finales de 2004 se alcanzó un nivel de 18,2 Mscfd y un año después se logró una producción de 39,6 Mscfd. El promedio en 2006 se situó en 37,8 Mscfd, mientras que en

2008 ascendió a 44,6 Mscfd. Sin embargo, en enero de ese año se logró un máximo de 55 Mscfd, lo que supuso quintuplicar el registro de 2004.

En los cinco años de actividad de Repsol en el área se han perforado 57 pozos de gas con una profundidad media de 2.900 metros y se han adquirido 754 km<sup>2</sup> de sísmica 3D y 137 km de tuberías, al tiempo que se han habilitado 44 km de viales de acceso.



## Noruega

En línea con la estrategia de diversificación y crecimiento en países de la OCDE, Repsol firmó en septiembre de 2008 un AMI (Area of Mutual Interest Agreement) con la compañía noruega Det Norske Oljeselskap ASA (Det Norske) para el estudio conjunto de las áreas ofertadas en la Ronda Exploratoria 20. Repsol participa en este proyecto con un 40%, mientras que el 60% restante pertenece a Det Norske. En noviembre se presentó una oferta conjunta por cuatro bloques. Adicionalmente, Repsol presentó una oferta al 100% por tres bloques más. El resultado final de la ronda se espera conocer a mediados de 2009.



También en Noruega, Repsol, junto con Det Norske, Bayerngas y Svenska, presentó en octubre de 2008 una oferta por cuatro bloques entre los campos Njord y Draugen (Mar de Noruega), en la Ronda APA 2008 (Award of Predefined Areas). Repsol obtuvo un área exploratoria.



🔍 Bloque de exploración

🏠 Bloque de desarrollo/explotación

## Perú

A 31 de diciembre de 2008, Repsol poseía en este país derechos mineros sobre 8 bloques: 6 de exploración, con una superficie neta de 31.395 km<sup>2</sup>, y 2 de desarrollo, con un área neta de 202 km<sup>2</sup>.

En 2008, la producción neta de hidrocarburos en Perú fue de 3,2 Mbep (8.722 bepd), procedente del bloque 88 (yacimiento Camisea). La producción neta de crudo se situó en 1,5 Mbbl –incluidos condensados y líquidos– y en 9,5 bscf de gas natural. Las reservas probadas netas de crudo y gas se estimaban en 113,5 Mbep al cierre del ejercicio.

Durante 2008 se adquirieron 589 km de sísmica 2D.

En Perú continuaron en 2008, según lo planificado, los trabajos para el completo desarrollo del yacimiento Camisea (bloques 56 y 88), en el que Repsol participa con el 10%. Estos bloques abastecerán de gas natural



a la futura planta de gas natural licuado de Pampa Melchorita, que se enmarca en el proyecto Perú LNG. Se prevé que esta instalación, en la que Repsol posee una participación del 20%, esté operativa en 2010. En el bloque 88 hay dos yacimientos –San Martín (en producción desde 2004) y Cashiriari (actualmente en producción)– y en el bloque 56, el yacimiento Pagoreni, que inició su producción en septiembre de 2008.

### Hitos 2008

- En Perú se produjo en enero de 2008 un importante descubrimiento exploratorio en el bloque 57 –ubicado en el departamento de Cuzco– con el pozo exploratorio Kinteroni. Repsol es el operador del consorcio que explotará este campo y cuenta con una participación del 53,84%. El 46,16% restante está en manos de Petrobras. Las primeras

pruebas de producción registraron caudales de un millón de metros cúbicos de gas diarios (0,365 bcm/año) y de 198 metros cúbicos por día de hidrocarburos líquidos asociados (72.270 metros cúbicos/año). Para poder establecer un plan de comercialidad y desarrollo del descubrimiento se llevará a cabo una campaña sísmica 3D sobre la estructura de Kinteroni y se perforarán varios pozos de delineación y exploratorios en el bloque. Todo ello permitirá una evaluación más precisa de los recursos descubiertos, que de manera preliminar, se estiman en torno a 2 TCF (56 bcm).

- El 10 de septiembre se inició la producción en el bloque 56 (Pagoreni). Éste, junto con el bloque 88 –donde Repsol también controla el 10%– conforman el yacimiento Camisea.



🔍 Bloque de exploración

## 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 en el sector de los hidrocarburos en Rusia y constituye una notable oportunidad para estar presentes en esta región.

En diciembre de 2007, WSR firmó un MOU (Memorandum Of Understanding) para fusionarse con la compañía rusa Alliance Oil, cuyos principales activos son la refinería de Khavarsk, que cuenta con una capacidad de 4 Mta, 156 estaciones de servicio en el Extremo Oriente de Rusia, terminales de almacenamiento y dos licencias de producción en Kazajistán y Tarstán, con 100 Mbbl de reservas probadas y probables. En 2008 se completó el proceso de integración entre ambas compañías. La sociedad integrada produjo durante el ejercicio 48.000 bbl y refinó unos 66.500 bbl. Sus reservas probadas y probables totales ascendían a 489 Mbbl al cierre de 2008.

## Sierra Leona

Al término de 2008, Repsol mantenía en este país africano derechos mineros sobre 2 bloques de exploración offshore que suman una superficie neta de 2.625 km<sup>2</sup>. 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 (50%) y Woodside (25%). La profundidad de agua de los bloques varía entre los 100 y los 3.800 metros. En 2008 no se perforó ningún pozo exploratorio.



Q Bloque de exploración

## Surinam

Finalizado el ejercicio de 2008, Repsol mantenía en este país derechos mineros sobre un bloque de exploración que cuenta con una superficie neta de 5.574 km<sup>2</sup>.

Repsol YPF Surinam es el operador del bloque y posee una participación del 40%. Sus socios son Noble Energy Suriname (30%), Noble Energy Caribbean (15%) y Petro Hunt Suriname (15%). Durante 2008 se perforó el pozo West Tapir-1, donde no se encontraron hidrocarburos en cantidad suficiente como para ser comercializables.



A Bloque de desarrollo/explotación

## Trinidad y Tobago

Al cierre de 2008, Repsol poseía en este país derechos mineros sobre 7 bloques offshore de explotación (2.363 km<sup>2</sup> 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 6,5 Mbbl de líquidos y 274,9 bscf de gas natural, con una producción neta equivalente de 55,4 Mbep (151.436 bepd). Las reservas probadas netas de petróleo y gas natural se estimaban en 488 Mbep a 31 de diciembre de 2008. A lo largo de 2008 no se perforó ningún sondeo exploratorio en el país.

Repsol es una de las dos mayores compañías privadas del país en términos de producción y reservas de petróleo y gas, junto con BP, con la que comparte la propiedad de

Q Bloque de exploración  
A Bloque de desarrollo/explotación

## Venezuela

A 31 de diciembre de 2008, Repsol mantenía en Venezuela derechos mineros sobre 7 bloques: 2 de exploración, con una superficie neta de 669 km<sup>2</sup>, y 5 de explotación, con una superficie neta de 757 km<sup>2</sup>. La producción neta del año se situó en 2,7 Mbbl de petróleo y líquidos separados del gas natural, y en 60,1 bscf de gas, con un total equivalente de 13,4 Mbep (36.542 bepd), procedentes fundamentalmente de los bloques Quiriquire, Barrancas, Mene Grande y Yucal Placer. Las reservas probadas netas de líquidos y gas natural se estimaban en 122,9 Mbep al cierre del ejercicio. A lo largo de 2008 no se realizaron sondeos exploratorios.

la sociedad bpTT. Esta empresa, en la que Repsol posee un 30%, opera una extensa área productora de hidrocarburos en el offshore de Trinidad y Tobago, y en 2008 alcanzó una producción media diaria de más de 460.000 barriles equivalentes de petróleo.

En el cuarto trimestre de 2007 entraron en producción los campos de bpTT Mango y Cashima, lo que posibilitó un aumento de la producción en 2008 y de la disponibilidad de gas para el tren 4 de la planta de licuación de Atlantic LNG, participado en un 22,22% por Repsol.

### Hitos 2008

- En el cuarto trimestre de 2008 se completó el proyecto Teak Blow Down, de compresión de gas para ventas al mercado interno, con un aumento de producción de gas de 700.000 metros cúbicos por día a partir de enero de 2009.

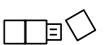


Repsol y PDVSA acordaron el 1 de abril de 2006 las condiciones definitivas del proceso de migración de los convenios operativos a empresas mixtas. En este acuerdo se reflejan las nuevas participaciones –PDVSA (60%) y Repsol (40%)– para los campos de crudo Mene Grande y Quiriquire Somero, y para el yacimiento de gas Quiriquire Profundo –Repsol (60%) y PDVSA (40%)–. El acuerdo también establece la extensión a 20 años de las concesiones de Quiriquire y Mene Grande, y fija un incremento en los precios de venta y la posibilidad de acceso a nuevos negocios en el país.

En mayo de 2007, Repsol firmó con PDVSA un Memorandum Of Understanding (MOU) con las condiciones para incluir los

campos Barúa y Motatán dentro de la empresa mixta Petroquiriquire, en la que Repsol YPF tiene una participación del 40%. A finales de 2008 el acuerdo estaba pendiente de aprobación por parte de la Asamblea Nacional de Venezuela.

En 2008 se continuó trabajando para conseguir la participación de Repsol en uno de los nuevos proyectos de crudos pesados que se están impulsando en la Faja del Orinoco y se mantuvo la colaboración con PDVSA para la evaluación del bloque Junín 7.



# Gas Natural Licuado (GNL)

## Resultados

El resultado de explotación de la actividad de GNL en 2008 fue de 125 millones de euros, frente a los 107 millones obtenidos en el ejercicio anterior, lo que supone un aumento del 17%. El EBITDA ascendió a 173 millones de euros, frente a los 146 millones de 2007.

El año 2008 estuvo marcado por la evolución alcista de los precios de las principales commodities en el primer semestre, y por un comportamiento opuesto en el segundo semestre. Durante 2007 y la primera parte de 2008, los precios del gas natural aumentaron en todos los mercados debido a los precios récord del crudo, una creciente demanda, tanto en mercados nuevos como en los ya establecidos, y a importantes retrasos en las inversiones. Durante este período los altos precios no frenaron las demandas de los

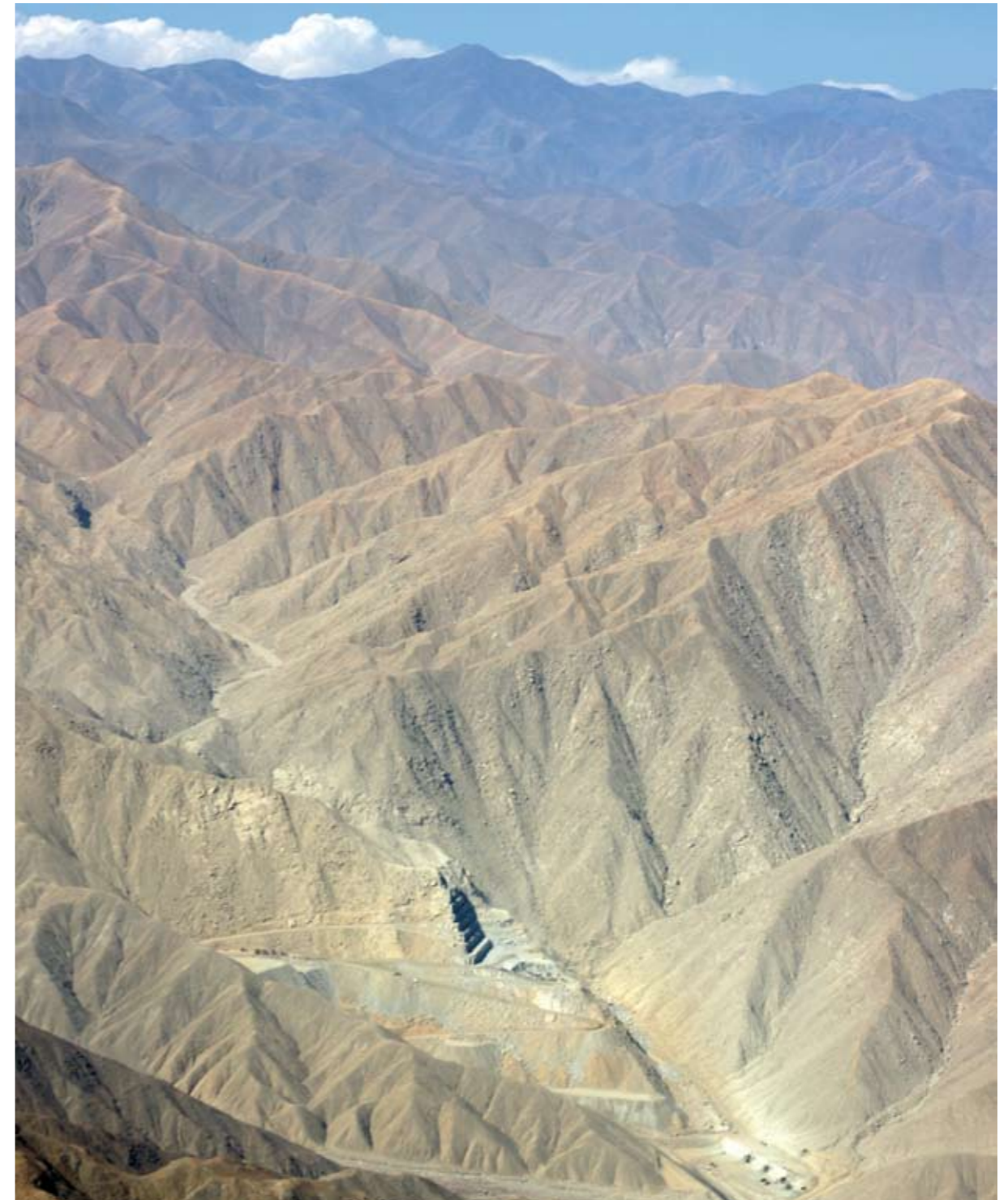
grandes mercados importadores, como España y los países asiáticos, que continuaron con una marcada tendencia alcista en la primera mitad del año. Sin embargo, la crisis financiera mundial y la retracción de la demanda provocaron la reversión de este comportamiento en el segundo semestre del año y posicionaron los precios en niveles de hace varios años.

La cotización media en el primer semestre de 2008 del Henry Hub, el principal índice de referencia del gas natural, fue de 10,1 \$/MBtu, un 36,5% superior a la del mismo período de 2007, mientras que la de todo el año descendió a 8,9 \$/MBtu, lo que supone un alza del 25,3% respecto al ejercicio anterior. Adicionalmente a los altos precios del primer semestre, cabe destacar en 2008 el premium pagado por el mercado asiático, con precios ligados a productos petrolíferos,



frente al mercado europeo y norteamericano, lo que propició que la industria desviase cargamentos de la cuenca pacífica y atlántica a dicho mercado, al ser éste más rentable.

En cuanto al mercado de generación eléctrica, el precio medio acumulado del pool eléctrico español de 2008 fue de 64,4 €/MWh, un 63,9% superior al registrado en 2007. Este incremento se atribuye, entre otros aspectos, a una mayor demanda, al aumento de los precios internacionales de las commodities



El proyecto Perú LNG incluye la construcción de un gasoducto.



Instalaciones de GNL de Repsol en Trinidad y Tobago.

y al coste superior de los derechos de emisiones de CO<sub>2</sub>. El volumen de contratación en el mercado diario en el sistema eléctrico español fue muy superior: 232 TWh en 2008, frente a los 200 TWh de 2007.

Por otro lado, los resultados de los negocios que componen el área de GNL se generan fundamentalmente en dólares americanos. La depreciación del tipo de cambio medio de esta divisa frente al euro, del 7,4% respecto al año pasado, tuvo un efecto negativo en el resultado de 2008.

#### Proyectos

En el área de GNL, Repsol viene desarrollando una política que refuerza su posición competitiva en este negocio, clave para su crecimiento a medio y largo plazo. Repsol está presente en el proyecto integrado de GNL de Trinidad y Tobago, donde participa, junto con

BP y BG, entre otras compañías, en la planta de licuación de 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).

#### Inicios en Trinidad y Tobago

Esta planta comenzó sus actividades de producción en abril de 1999. El 1 de enero de 2000, Repsol adquirió a BP un 10% de la sociedad bpTT, titular de activos productivos en Trinidad y Tobago. En enero de 2003, la compañía ejerció la opción de compra de un 20% adicional, con lo que su participación se sitúa desde entonces en el 30%.

La mayor parte del gas natural para los trenes procede de los campos marinos de bpTT. El tren 2 se puso en marcha en 2002 y el 3 en 2003. Su capacidad conjunta asciende a 7 millones de toneladas/año. Repsol tiene contratados a largo plazo 2,7 bcm por año de estos trenes.

El 15 de diciembre de 2005 comenzó a operar, con algunos meses de antelación respecto a lo previsto, el cuarto tren de licuación de la planta de Atlantic LNG. Este proyecto incluyó la construcción de

La planta de Canaport (Canadá) iniciará su actividad a mediados de 2009, lo que permitirá incrementar significativamente los volúmenes de gas comercializado en Canadá y el noreste de Estados Unidos

un segundo atraque y de un cuarto tanque de almacenamiento de GNL.

#### Canaport

Repsol participa, junto con Irving Oil, en el proyecto Canaport, que consiste en la construcción y operación de la primera planta de regasificación de GNL en 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 de pies cúbicos/día), la terminal de Canaport es una de las mayores de Norteamérica y abastecerá a los mercados de la costa este de Canadá y del noreste de Estados Unidos. Repsol, con una participación del 75%, será el operador de la planta y suministrará el GNL que alimentará la terminal, correspondiéndole la totalidad de la capacidad de regasificación.

Está previsto que la planta entre en funcionamiento a mediados de 2009.

Los trabajos de construcción siguieron en 2008 su curso levemente retrasados en referencia a lo previsto. El grado de avance de la parte terrestre es del 92% para los dos tanques del proyecto original, y del 72% para el tercer tanque, aprobado con posterioridad por el consorcio y que permitirá recibir cargamentos de los mayores metaneros diseñados hasta el momento. La construcción de la terminal marítima prácticamente ha concluido. Asimismo, los gasoductos en New Brunswick (Canadá) y Maine (Estados Unidos) están preparados para transportar el gas natural que se reciba desde la planta de Canaport a los mercados del noreste de Norteamérica.

Repsol ha comenzado en 2008 la actividad de marketing en la



zona de Nueva Inglaterra y del noreste de Estados Unidos. Dichos mercados se verán fuertemente expandidos en 2009, tras la entrada en funcionamiento de la terminal de Canaport. Adicionalmente, se comercializará el gas procedente de la actividad de exploración y producción de Repsol en el Golfo de México.

En Perú se está desarrollando el proyecto integrado de gas natural licuado Perú LNG, una de las grandes iniciativas del Plan Estratégico 2008-2012, junto con

MAGNITUDES OPERATIVAS

	2006	2007	2008	2008 / 2007
<b>Producción neta de GNL (*) (Bcma)</b>				% variación
Trinidad	3,0	3,3	3,5	4,7
(*) Equity gas: no se incluye producción de GNL de sociedades consolidadas por puesta en equivalencia.				
<b>Comercialización de GNL</b>				
Cargamentos (n°)	42	66	65	(1)
Volumen comercializado (Bcma)	3,2	4,5	4,7	4,2

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

GAS NATURAL LICUADO (GNL)

Millones de euros	2007					2008				
	1 T	2 T	3 T	4 T	TOTAL	1 T	2 T	3 T	4 T	TOTAL
Ingresos de explotación	266	221	291	145	923	308	393	472	371	1.544
Ebitda	28	21	50	47	146	40	35	51	47	173
Resultado de explotación	27	19	27	34	107	32	18	38	37	125
Inversiones	124	58	108	97	387	78	67	78	19	242



Canaport, clave para el crecimiento de la compañía. Repsol participa desde 2005 en el proyecto con un 20% y cuenta como socios con Hunt Oil (50%), SK (20%) y Marubeni (10%).

Otra iniciativa clave

El proyecto Perú LNG incluye la construcción y operación de una planta de licuación en Pampa Melchorita, en la que Repsol participa con un 20%, y de un gasoducto que se conectará con

el ya existente en Ayacucho. El suministro de gas natural a la planta procederá del consorcio Camisea, también participado por Repsol.

Además, el proyecto contempla la comercialización en exclusiva por parte de Repsol de toda la producción de la planta de licuación, prevista en más de 4,2 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 2008, los trabajos de construcción de la parte terrestre de la planta de licuación acumulaban un grado de avance del 68%, después de progresar un 41% en el conjunto del año. El grado de progreso de las instalaciones marinas es del 72% y el gasoducto acumula un avance del 62%. Se prevé que esta planta entre en funcionamiento a mediados de 2010. En diciembre de 2007 se establecieron los acuerdos para

EL ÁREA DE GNL EN EL MUNDO



la financiación del proyecto y el 26 de junio de 2008 se cerró la misma. El primer desembolso de la financiación externa se realizó en noviembre de 2008.

Planta de regasificación

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 tarifas, peajes y

Se prevé que la planta de Pampa Melchorita (Perú) entre en funcionamiento en 2010

fees. La planta está situada en el puerto de Bilbao y cuenta con otros tres socios (BP, EVE e Iberdrola) que tienen una participación del 25% cada uno. 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 2008, la planta de regasificación tuvo una disponibilidad del 96% y un factor de carga superior al 68%, ambos parámetros por encima de los de 2007 y 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,

# La sociedad conjunta Repsol-Gas Natural LNG (Stream), participada al 50% por ambas compañías, es una de las empresas líderes a nivel mundial en comercialización y transporte de GNL

y 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 está situada en el puerto de Bilbao y cuenta con los mismos socios que BBG. En 2008, la central alcanzó una disponibilidad del 97% y un factor de carga superior al 66%, ambos parámetros por encima de los de 2007.

En Irán, Repsol y Shell, junto con NIOC, continúan los trabajos para desarrollar el proyecto integrado de gas Persian LNG. La decisión final de inversión sobre la planta de licuación aún no ha sido tomada.

En diciembre de 2007, Repsol y Gas Natural SDG firmaron un acuerdo de accionistas con Sonangol Gas Natural (SONAGAS) para llevar a cabo los primeros trabajos de desarrollo de un proyecto integrado



de gas en Angola. Esta iniciativa consiste en evaluar las reservas de gas para, posteriormente, acometer las inversiones necesarias para desarrollarlas y, en su caso, exportarlas en forma de gas natural licuado. El contrato de servicios y el decreto ley de la concesión de las áreas de interés fueron aprobados por el Consejo de Ministros del Gobierno de Angola en julio de 2008 y todavía se está pendiente de su ratificación por parte de la Asamblea Nacional. Durante

2008 se avanzó en la obtención y estudio de la sísmica, entre otros cometidos, y en 2009 se prevé la perforación de un pozo.

## Transporte y comercialización de GNL

La sociedad conjunta Repsol-Gas Natural LNG (Stream), participada al 50% por ambas compañías, es una de las empresas líderes a nivel mundial en comercialización y transporte de GNL y uno de los mayores operadores en la Cuenca Atlántica. Entre las misiones de esta compañía figura la optimización de la gestión de la flota de ambos socios, que asciende a un total de 11 metaneros. En 2008, Repsol comercializó, con el apoyo de la gestión de Stream, un volumen de GNL de 4,7 bcm y gestionó un total de 65 cargamentos procedentes en su mayor parte de Trinidad y Tobago y con destino principal a España.



En cuanto a la flota al cierre de 2008, Repsol posee tres metaneros bajo la modalidad de time charter, con una capacidad total de 416.700 m<sup>3</sup>, así como un cuarto, el Sestao-Knutsen, que puede transportar hasta 138.000 m<sup>3</sup> de gas y cuya propiedad está compartida al 50% entre Repsol y Gas Natural SDG. A principios del segundo semestre de 2009 la flota se ampliará con el nuevo metanero Ibérica Knutsen, que también estará compartido al 50% con Gas Natural SDG.

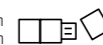
Adicionalmente, Repsol firmó en 2007 la contratación, bajo la modalidad de time charter, de cuatro nuevos buques para el transporte de GNL, uno con Naviera Elcano y tres con Knutsen OAS. Los cuatro buques, que empezarán a operar en 2010, tendrán una capacidad nominal de 173.000 m<sup>3</sup> de GNL cada 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 2008 un total de 242 millones de euros, lo que supone un descenso del 37% respecto a los 387 millones de 2007. Esta cantidad se destinó principalmente a la construcción de la terminal de regasificación de Canaport (Canadá) 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.

Más información  
www.repsol.com



## Hitos GNL

- Durante 2008 se ultimaron los trabajos de construcción de la planta de regasificación de Canaport, que abastecerá a la costa noreste de Norteamérica.
- Repsol comenzó en 2008 la actividad de marketing en la zona de Nueva Inglaterra y del noreste de Estados Unidos. Dichos mercados se verán fuertemente expandidos en 2009 con la entrada en funcionamiento de la terminal de Canaport.
- A finales de 2008, los trabajos de construcción de la parte terrestre de la planta de licuación de Perú LNG acumulaban un grado de avance del 68%, después de progresar un 41% en el conjunto del año.
- Los trenes de licuación de Trinidad y Tobago aumentaron su producción respecto a 2007. También se incrementó el volumen de GNL comercializado, así como el margen unitario del mismo.





# Downstream

Refino  
Marketing  
Marketing  
GLP  
Trading  
Química

## Resultados

El resultado de explotación en el área de negocio de Downstream se cifró en 1.111 millones de euros, lo que supone un descenso del 49,6% respecto a los 2.204 millones del ejercicio de 2007. Esta reducción se debió fundamentalmente a las siguientes causas:

a) Los menores resultados no recurrentes por un valor de 329 millones de euros, motivados en su mayoría por las plusvalías de la venta del 10% de CLH en 2007 (315 millones de euros).



- b) La tendencia negativa del efecto contable de los inventarios de materias primas y productos (-495 millones de euros), frente al efecto positivo de 2007 (234 millones de euros).
- c) La caída del resultado del negocio químico (-352 millones de euros) en comparación con 2007 (100 millones de euros) por las menores ventas (descenso del 16,4%) derivadas de la contracción de la demanda y de la reducción de stocks en la cadena de transformación y distribución; y por los menores márgenes, afectados por el alto precio de la nafta en el primer semestre y por la venta y depreciación de stocks en el segundo semestre.

Sin tener en cuenta el efecto de los resultados no recurrentes y el de la valoración de inventarios en los dos últimos ejercicios, el descenso habría sido del 2,1%, desde los 1.657

millones de euros de 2007 hasta los 1.622 millones de 2008.

Eliminando también la aportación del negocio químico en ambos años, el resultado habría aumentado un 22,7%, desde los 1.565 millones de euros de 2007 hasta los 1.920 millones de 2008, lo que refleja el buen comportamiento del resto de los negocios de Downstream (Refino, Marketing, GLP y Trading) en relación a 2007 (en bases comparables, sin tener en cuenta los efectos de los no recurrentes y de los inventarios).

## Refino

Durante 2008, la capacidad de las cinco refinerías de Repsol en España (Cartagena, A Coruña, Petronor, Puertollano y Tarragona) aumentó en 30.000 bbl/d gracias a las inversiones destinadas a eliminar cuellos de botella. Esto permitió pasar de una capacidad instalada en España de 740.000 bbl/d a 770.000 bbl/d. En la



refinería La Pampilla (Perú), en la que Repsol tiene una participación del 51,03% y es el operador, la capacidad instalada es de 102.000 bbl/d.

Repsol vendió en 2008 su participación en la refinería brasileña Manguinhos (31,13%) y mantuvo su posición en la refinería de Refap (30%), también en Brasil.

En 2008, las refinerías de Repsol adscritas a la división de Downstream procesaron 39 millones de toneladas de crudo, cifra ligeramente inferior a la de 2007.

El margen de refino en España en 2008 fue de 7,4 \$/bbl, superior en un 15% al de 2007 gracias a la fortaleza de los destilados medios y fuelóleos, y a pesar de la debilidad de las gasolinas. La mayor tasa de cambio dólar/euro minoró esta ventaja, lo que provocó que el margen en euros/barril durante 2008 fuese muy similar al de 2007.

El 1 de enero de 2009 entraron en vigor las nuevas especificaciones europeas de gasolinas y gasóleos de automoción, por las que se reduce su contenido en azufre desde 50 a 10 partes por millón. Las refinerías españolas de Repsol finalizaron las inversiones necesarias y están preparadas para fabricar con estas nuevas especificaciones.

Para consolidar su liderazgo en España, Repsol tiene en curso un ambicioso plan de inversiones que incrementará la capacidad de refino y el nivel de conversión, al tiempo que mejorará la seguridad, el medio ambiente y la eficiencia de sus instalaciones. El proyecto de ampliación de la refinería de Cartagena y el de conversión en la refinería de Petronor, en Bilbao, son piezas clave de este plan. Durante 2008 se avanzó en el desarrollo de los proyectos según los planes previstos.

## Marketing

A través de una estrategia multimarca –con Repsol, Campsa y Petronor en España, y Repsol en el resto de los países donde está presente el área de negocio de Downstream–, la compañía comercializa su gama de productos a través de una amplia red de estaciones de servicio. Además, la actividad de marketing incluye otros canales de venta y la comercialización de gran cantidad de productos, como lubricantes, asfaltos, coque y productos derivados.

Las ventas totales de productos petrolíferos (sin incluir GLP) se cifraron en 42,86 millones de toneladas, lo que supone una disminución del 7,7% respecto al ejercicio anterior que responde a la contracción de la demanda y a la venta en 2008 de los negocios de marketing de Ecuador y Brasil, y

# La capacidad de las cinco refinerías de Repsol en España (Cartagena, A Coruña, Petronor, Puertollano y Tarragona) aumentó en 30.000 barriles al día

## MAGNITUDES OPERATIVAS (REFINO, MARKETING Y GLP)

	2007	2008 (1)	2008 / 2007
	% variación		
<b>Materias procesadas</b> (millones de toneladas)			
Crudo	40,1	39,0	(2,7)
Otras cargas y materias primas	6,5	5,1	(20,8)
<b>Total</b>	<b>46,6</b>	<b>44,1</b>	<b>(5,2)</b>
<b>Producción</b> (miles de toneladas)			
Destilados medios	20.906	19.994	(4,4)
Gasolinas	7.820	7.235	(7,5)
Fuelóleos	7.337	7.308	(0,4)
GLP	1.017	1.013	(0,4)
Asfaltos	1.741	1.558	(10,5)
Lubricantes	249	212	(14,8)
Otros (sin petroquímica)	1.627	1.674	2,9
<b>Total</b>	<b>40.696</b>	<b>38.995</b>	<b>(4,2)</b>
<b>Ventas de productos petrolíferos</b> (miles de toneladas)			
Gasóleos/Queroseno	25.853	23.723	(8,2)
Gasolinas	7.757	6.775	(12,7)
Fuelóleos	7.397	7.234	(2,2)
GLP	3.405	3.223	(5,3)
Resto	5.448	5.130	(5,8)
<b>Total</b>	<b>49.860</b>	<b>46.085</b>	<b>(7,6)</b>
<b>Ventas de zonas</b> (miles de toneladas)			
Europa	39.156	38.183	(2,5)
Resto del mundo	10.704	7.902	(26,2)
<b>Total</b>	<b>49.860</b>	<b>46.085</b>	<b>(7,6)</b>

(1) No incluye Refap desde julio.

del negocio de marketing en Chile en 2007. En Europa se produjo un descenso de las ventas del 2,4% y, en el resto del mundo, del 29,3%. En cuanto al marketing propio, las ventas de productos claros en España disminuyeron un 5% debido a la contracción de la demanda, mientras en el resto de países lo hicieron en un 22,7%, fundamentalmente por las desinversiones mencionadas.

A finales de 2008, Repsol contaba con una red de 4.399 estaciones de servicio en los países adscritos al área de negocio de Downstream. En España, la red estaba compuesta por 3.590 puntos de venta, de los cuales el 75% tenían vínculo fuerte y 946 eran de gestión propia. En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal (441), Italia (133) y Perú (235).

En el marco de la estrategia de desinversión de activos no estratégicos, en junio de 2008,



Torre de destilación de la refinería de Tarragona (España).

Repsol vendió a Primax las actividades de comercialización de combustibles líquidos en Ecuador por un importe de 47 millones de dólares. La venta abarcó la red de 123 estaciones de servicio, así como el negocio de ventas industriales, la infraestructura comercial y logística, y los negocios de aviación y lubricantes.

Asimismo, en diciembre de 2008, Repsol vendió al grupo brasileño AleSat las actividades de comercialización de combustibles líquidos en Brasil por un importe de 55 millones de dólares. La venta contempló la red de 327 estaciones de servicio, además de la infraestructura comercial y logística, y otros negocios complementarios, como las tiendas de conveniencia, ventas directas y asfaltos.

Repsol continuó durante 2008 con su política de mejora de la calidad del servicio, especialmente en la red de estaciones de servicio de gestión

propia. Así, a finales del ejercicio, se habían adaptado 243 instalaciones al nuevo concepto de tienda Sprint, con una superficie de venta superior a 60 m<sup>2</sup>, más de 1.300 referencias y ventas por tienda superiores a los 300.000 euros anuales.

Los programas de fidelización a través de tarjetas específicas son una parte fundamental de la estrategia de marketing de Repsol. A finales de 2007 se lanzó una nueva tarjeta, Solred MÁXIMA, con descuentos del 5% en todos los servicios y productos de tienda, y del 1% en carburantes. Además, esta tarjeta ofrece la posibilidad de pago en talleres, autopistas y una amplia gama de ventajitas. Solred MÁXIMA se puede utilizar en las más de 4.000 estaciones de servicio de las marcas Repsol, Campsa y Petronor de España y Portugal.

El respeto por el medio ambiente forma parte de la política y de la estrategia de la compañía, que aúna

## 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 bbl/d. El proyecto incluye, como unidades principales, un hidrocracker, un coker, unidades de destilación atmosférica y a vacío, y plantas de desulfuración e hidrógeno.

A lo largo de 2008 se consiguieron los permisos administrativos necesarios para la ampliación, una iniciativa que se percibe muy favorablemente por parte del entorno y de las administraciones, ya que es un elemento dinamizador de la Región de Murcia. Unas 1.000 personas trabajan ya en las obras, que se prevé que finalicen en 2011. La preparación de los terrenos concluyó en las fechas previstas. 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.



todos sus esfuerzos para desarrollar productos respetuosos con el entorno y de avanzada tecnología. Repsol comercializa una amplia gama de carburantes de última generación, que responden a las más altas exigencias de calidad: gasolinas Efitec 95 y 98, Diesel e+ y Diesel e+10.

Fiel a su compromiso con la sociedad, Repsol continuó impulsando proyectos de integración de personas con capacidades diferentes, que a finales de 2008 ascendían a 230 empleados en el área de Marketing, lo que supone más del 3% de su plantilla.

#### Gases Licuados del Petróleo

Repsol es una de las principales compañías de distribución minorista de GLP del mundo y la primera en España y Latinoamérica. Está presente en diez países de Europa, el norte de África y Latinoamérica.

Las ventas totales de GLP en 2008 ascendieron a 3,22 millones de toneladas, lo que representa un descenso del 5,3% en comparación con el año anterior. Destaca el crecimiento del 9,3% en Perú gracias al desarrollo del mercado. Las ventas en España disminuyeron un 1,9% respecto al año anterior.

En este último país, Repsol distribuye GLP envasado, a granel y canalizado por redes de distribución colectiva, y cuenta con cerca de 11 millones de clientes de envasado a los que suministra a través de una red de 522 agencias distribuidoras. Del total de las ventas minoristas de GLP en 2008, las ventas a granel representaron el 39%.

Para reforzar el liderazgo en el mercado español, mejorar la calidad del servicio y garantizar el suministro, la compañía puso en marcha un plan de eficiencia de las factorías en España para el período 2007-2009.

Las inversiones en el área de Downstream aumentaron un 64% en el año 2008



#### MAGNITUDES OPERATIVAS (QUÍMICA)

Miles de toneladas	2007	2008	2008 / 2007
			% variación
<b>Capacidad</b>			
Petroquímica básica	2.664	2.679	0,6
Petroquímica derivada	2.937	2.927	(0,3)
<b>Total</b>	<b>5.601</b>	<b>5.606</b>	<b>0,1</b>
<b>Ventas por productos</b>			
Petroquímica básica	772	629	(18,6)
Petroquímica derivada	2.341	1.973	(15,7)
<b>Total</b>	<b>3.113</b>	<b>2.602</b>	<b>(16,4)</b>
<b>Ventas por mercados</b>			
Europa	2.776	2.348	(15,4)
Resto del mundo	337	254	(24,6)
<b>Total</b>	<b>3.113</b>	<b>2.602</b>	<b>(16,4)</b>

▶ Ver vídeo en el soporte digital

En Portugal, Repsol distribuye GLP envasado y a granel al cliente final y suministra a otros operadores. En 2008 alcanzó unas ventas de 184.199 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 325.836 toneladas.

En noviembre de 2008 se vendió la participación accionarial del 51% en Repsol YPF Gas de Bolivia S.A., abandonándose las actividades de embotellado y comercialización a granel en ese país.

#### Química

El resultado de las operaciones de la actividad química, adscrita al área

de negocio de Downstream, fue negativo en 352 millones de euros, frente a los 100 millones de euros positivos de 2007. Este resultado se debió fundamentalmente al descenso de las ventas por la contracción mundial de la demanda y por la reducción de stocks en toda la cadena de transformación y distribución, así como a los menores márgenes por el alto precio de la nafta en el primer semestre y por la venta y depreciación de stocks en la segunda mitad del ejercicio.

Las ventas a terceros en 2008 se cifraron en 2,60 millones de toneladas, frente a los 3,11 millones de toneladas de 2007, lo que supone un descenso del 16,4%.

En junio de 2008 se aprobó el proyecto de ampliación del complejo de Sines (Portugal), que duplicará su producción y aumentará su competitividad gracias a una mayor integración y eficiencia energética.

El proyecto incluye tres nuevas plantas –una de polietileno lineal, otra de polipropileno y una tercera de cogeneración–, así como la ampliación del cracker en más de un 40%, hasta las 570.000 toneladas/año. Las nuevas plantas de polietileno lineal y polipropileno tendrán una posición muy competitiva, tanto por su tamaño como por su tecnología de última generación.

#### Inversiones

En el área de Downstream, las inversiones de 2008 ascendieron a 1.534 millones de euros, frente a los 936 millones del ejercicio anterior, lo que representa un incremento del 64%. 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.

## Información adicional Downstream

El área de Downstream integra las actividades de refino, logística, trading de crudos y productos, y marketing de combustibles, incluidos los gases licuados de petróleo (GLP) y la química, tanto en el mercado mayorista como en el minorista. Repsol YPF es el mayor refinador de petróleo de España y Perú, y también está presente en Brasil.

En cuanto a las actividades de marketing, el Grupo comercializa productos en sus estaciones de servicio distribuidas en cinco países. Es líder en los mercados español y argentino, y una de las compañías de referencia en Perú.

### Mejoras en refino

Sin tener en cuenta YPF, Repsol opera cinco refinerías en España y otra en Perú que suman una capacidad instalada de 872.000

barriles por día. Adicionalmente, tiene una participación en la refinería de Refap (Brasil).

La compañía ha introducido varias mejoras los últimos años. En 2002 se puso en marcha una unidad de hidrocracking en la refinería de Tarragona y a mediados de 2004 entró en producción un mild hydrocracker en la refinería de Puertollano. En 2005 comenzaron a operar una nueva unidad de hidrotreatmento de carga a FCC en la refinería de A Coruña, una de isomerización en Tarragona y una desulfuradora de nafta de FCC en Bilbao, donde a mediados de 2006 también se puso en marcha una unidad de desulfuración de destilados medios. Durante 2008 las refinerías españolas de Repsol finalizaron las inversiones necesarias para fabricar los carburantes de automoción con las especificaciones

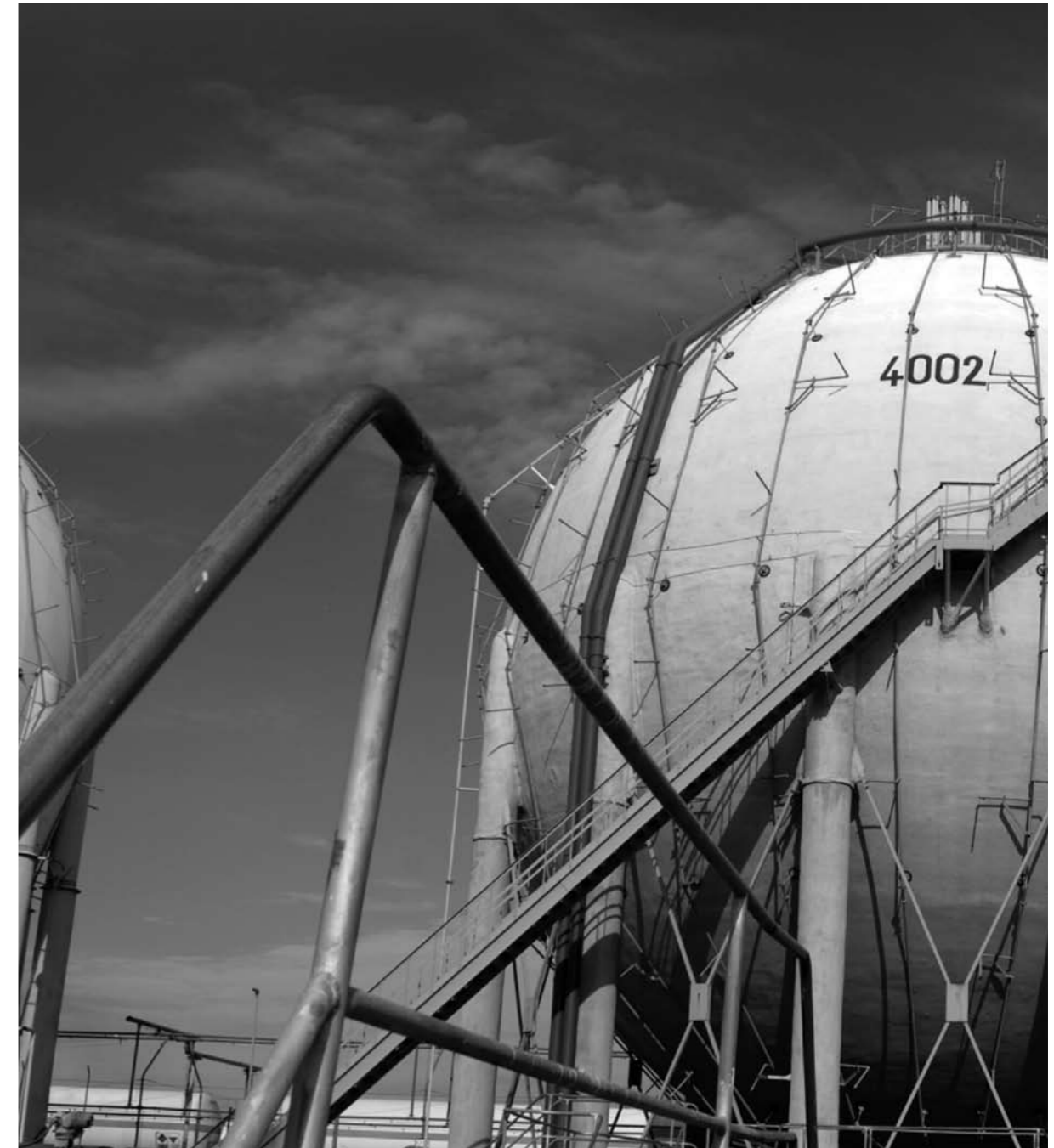
de calidad adoptadas en la Unión Europea.

Las actividades de abastecimiento y comercialización internacional de Repsol se centralizan a través de la sociedad Repsol YPF Trading y Transporte (RYTTSA), que tiene oficinas en Madrid, Buenos Aires, Houston y Singapur.

### Logística

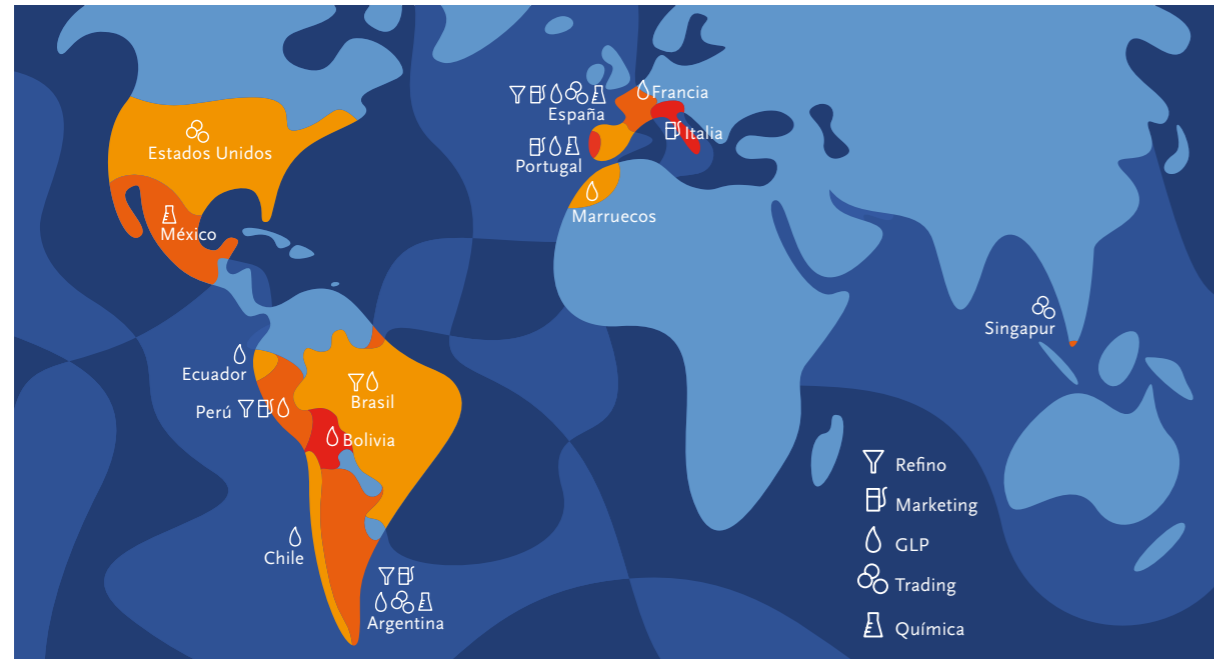
La mayor parte de la distribución de productos refinados en España corresponde a la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), en la que Repsol participa con un 15%.

A 31 de diciembre de 2008, la red de transporte de esta compañía constaba de 3.835 km de poliductos y de dos buques. CLH también dispone de 38 instalaciones de almacenamiento –todas ellas conectadas a la red de poliductos, a excepción de las de Gijón, Motril y las cuatro de las



Depósito de gases licuados del petróleo en uno de los complejos industriales de Repsol.

DOWNSTREAM EN EL MUNDO - GRUPO REPSOL



Islas Baleares— y de 28 instalaciones aeroportuarias, que, en conjunto, suponen una capacidad total de aproximadamente 6,6 Mm<sup>3</sup>. En Perú hay una capacidad de almacenamiento contratada de 125.000 m<sup>3</sup>.

**Comercialización de GLP**

El Grupo realiza el aprovisionamiento de gases licuados del petróleo principalmente a través de las refinерías de España y de adquisiciones a terceros en

los mercados internacionales. Cubre cerca de un tercio de sus necesidades con producción propia. En Europa y el norte de África, Repsol está presente en España, Portugal, el sur de Francia y

DOWNSTREAM

Millones de euros	2007					2008				
	1 T	2 T	3 T	4 T	TOTAL	1 T	2 T	3 T	4 T	TOTAL
<b>Ingresos de explotación</b>	9.114	9.955	10.457	11.272	<b>40.798</b>	11.556	12.245	11.502	7.144	<b>42.447</b>
Europa	8.287	9.034	9.393	10.334	37.048	10.848	11.431	10.971	6.653	39.903
Resto del mundo	1.233	1.365	1.521	1.528	5.647	1.390	1.570	1.142	674	4.776
Ajustes	(406)	(444)	(457)	(590)	(1.897)	(682)	(756)	(611)	(183)	(2.232)
<b>Ebitda</b>	574	803	574	450	<b>2.401</b>	709	816	633	(383)	<b>1.775</b>
Europa	506	696	530	398	2.130	682	741	591	(268)	1.746
Resto del mundo	68	107	44	52	271	27	75	42	(115)	29
<b>Resultado de explotación</b>	515	633	393	663	<b>2.204</b>	482	643	415	(429)	<b>1.111</b>
Europa	466	552	378	599	1.995	482	594	396	(345)	1.127
Resto del mundo	49	81	15	64	209	—	49	19	(84)	(16)
<b>Inversiones</b>	198	170	220	348	<b>936</b>	315	315	309	595	<b>1.534</b>
Europa	152	152	212	328	844	299	293	296	581	1.469
Resto del mundo	46	18	8	20	92	16	22	13	14	65

Hitos Downstream

- En 2008 se obtuvieron los permisos administrativos necesarios para la ampliación de la refinерía de Cartagena. El proyecto, que supondrá la mayor inversión industrial de la historia de España (3.262 millones de euros), convertirá al complejo industrial en uno de los más modernos del mundo.
- En el marco de la estrategia de desinversiones de activos no estratégicos, Repsol vendió su participación del 31,13% en la refinерía Manguinhos, en Brasil. En este mismo país, la compañía vendió en diciembre al grupo brasileño AleSat las actividades de comercialización de combustibles líquidos por un importe de 55 millones de dólares. En febrero de 2008 se vendieron las filiales de Bronderslev (Dinamarca) y Polivar (Italia), lo que supuso la desinversión del negocio de polimetacrilato de metilo (PMMA).

Repsol firmó en junio de 2008 con la compañía Primax el acuerdo de venta de las sociedades ecuatorianas Recesa y Oiltrader por un valor de 47 millones de dólares (32 millones de euros). La operación contempla la venta de la red de 123 estaciones de servicio de Repsol en Ecuador, entre otros negocios. Para el caso de los lubricantes, Repsol mantendrá con Primax un contrato de comercialización y distribución y, para el caso de aviación, uno de asistencia técnico-comercial.

■ En septiembre de 2008 se anunció el comienzo de las obras de ampliación del complejo petroquímico de Sines (Portugal). Este proyecto contempla la construcción de nuevas unidades de polietileno lineal y polipropileno que triplicarán la capacidad del actual complejo industrial.

▶ Ver vídeo en el soporte digital

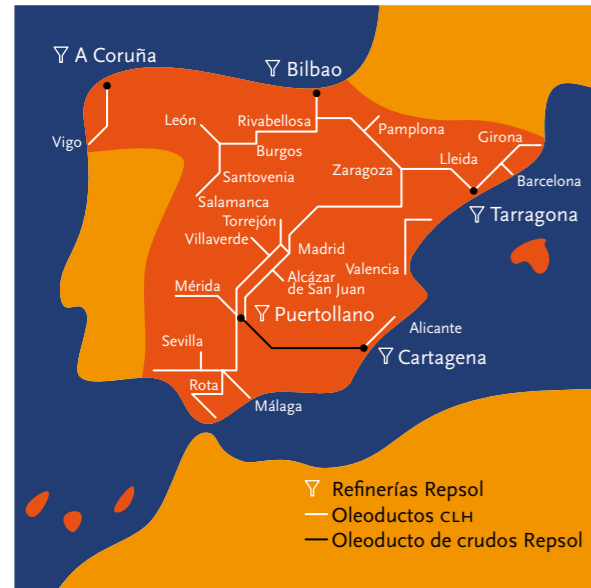


Marruecos. La estrategia seguida en todos estos países consiste en ofrecer al cliente un producto de máxima calidad, unido a un servicio excelente.

Repsol Butano es la mayor empresa de distribución de GLP envasado de Europa, tanto en ingresos como en volumen. También distribuye propano a granel mediante instalaciones individuales (Plan Personalizado) o redes de distribución colectivas (instalaciones de propano canalizado y canalización de poblaciones) a clientes domésticos, comerciales e industriales. Estas ventas representan un 34,3% del total.

La Administración liberalizó en 2007 los precios máximos para los GLP en el caso de los envases de más de 20 kg de carga y para el uso como carburante. Queda sujeto

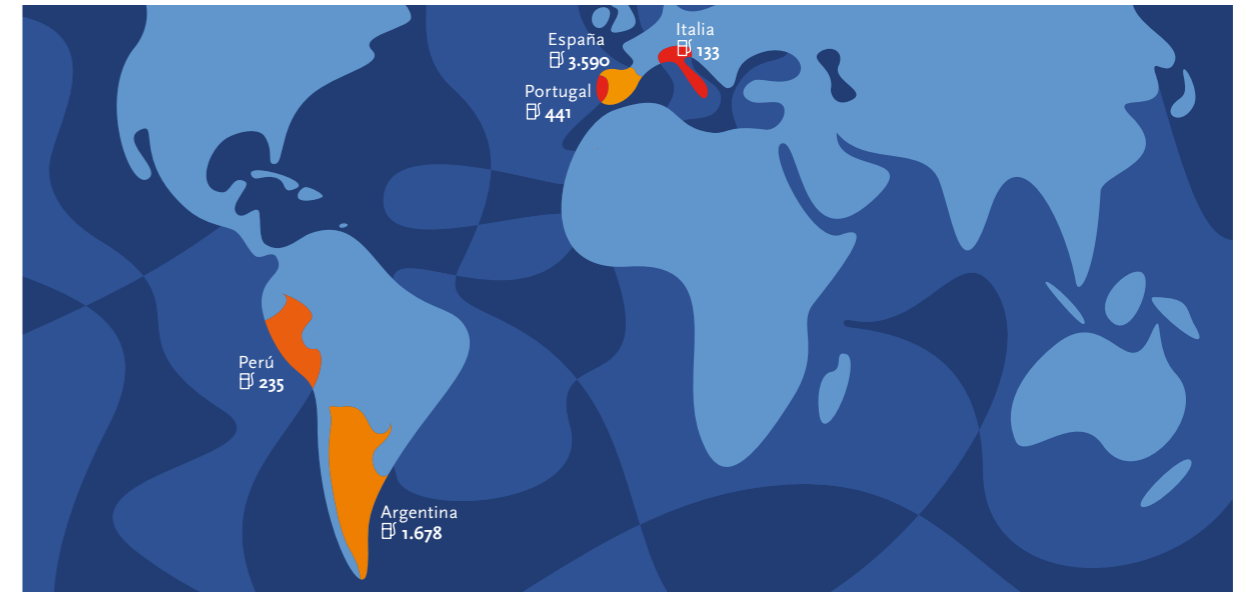
REFINERÍAS DE REPSOL EN ESPAÑA



LOGÍSTICA EN ESPAÑA



RED DE ESTACIONES DE SERVICIO DEL GRUPO REPSOL



a un precio máximo únicamente el GLP de los envases de entre 8 y 20 kg, que todavía representan el 91% de las ventas totales de envasado, así como el GLP canalizado con actualizaciones trimestrales y mensuales. Los precios para los suministros a granel son libres.

Desde 1993, Repsol está presente en Portugal. En los últimos dos años se ha producido en este país la integración efectiva de la logística y las redes de distribución, al tiempo que se ha unificado la imagen de



marca con el lanzamiento de envases de nuevos colores y de una válvula común para cada tipo de bombona.

En Francia, donde Repsol distribuye GLP envasado y a granel, las ventas en 2008 alcanzaron los 16 kt, bajo un modelo mixto de distribución de envasado con presencia en el punto de venta y servicio a domicilio. El negocio a granel se centra en el pequeño cliente y el uso doméstico, con fórmulas comerciales similares al Plan Personalizado.

Los mercados francés y portugués se encuentran totalmente liberalizados y los operadores fijan el precio libremente en función de las cotizaciones internacionales de la materia prima, los costes internos de distribución y el nivel de competencia existente.

Repsol está presente en Marruecos a través de National Gaz, empresa

distribuidora de GLP envasado que registró unas ventas de 40 kt en 2008. La distribución se reparte entre la venta directa y a través de distribuidores exclusivos. El precio de envasado está subvencionado y regulado por la Administración, que fija el margen de cada elemento del canal de distribución desde el productor o el importador hasta el punto de venta.

**Líder en Latinoamérica**

En Argentina, Ecuador, Perú y Chile, Repsol YPF es líder en la distribución de GLP. Este posicionamiento, sumado a las fuentes de producción situadas en Argentina, Bolivia y Perú, supone una fuerte ventaja competitiva, ya que fortalece la integración vertical.

Lipigas, empresa participada en un 45% por Repsol, es líder en el mercado chileno, con una cuota del

En Argentina, Ecuador, Perú y Chile, el Grupo Repsol es líder en la distribución de GLP

37,6% y unas ventas que alcanzaron los 430 kt en 2008.

En Perú, Repsol participa en el mercado de los GLP a través de la marca Solgas Repsol y se posiciona como la empresa líder por prestigio y calidad, con una cuota del 38,5%. Las ventas en 2008 se situaron en 408 kt.

Los mercados chileno y peruano están totalmente liberalizados. La distribución del GLP envasado se realiza a través de distribuidores (exclusivos o no) que, a su vez, revenden el producto a los puntos de venta.

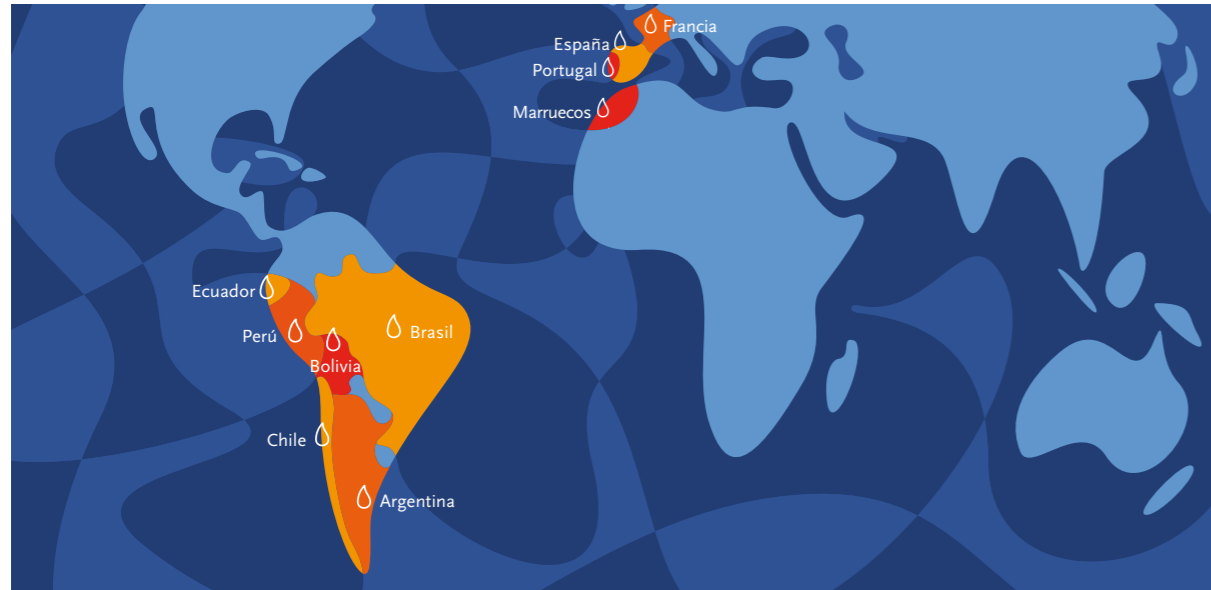
En Ecuador, Repsol participa a través de Duragas, compañía líder en la distribución de GLP que opera en toda la geografía nacional, con una cuota de mercado del 38,9%. Durante 2008, Duragas comercializó 390 kt de GLP. El precio de venta



del GLP envasado en Ecuador está fuertemente subvencionado por el Estado. La comercialización se realiza mediante una red de distribuidores exclusivos.

En Bolivia, desde que YPFB asumió el control de los recursos naturales, en función de un decreto ley de nacionalización de los hidrocarburos, la disponibilidad de producto se ha visto drásticamente reducida, lo que ha supuesto una pérdida del volumen de ventas. Pese a todo, las ventas del segmento minorista se

## GLP - GRUPO REPSOL



cifraron en 22 kt de GLP y la cuota de mercado se situó en el 6%.

La comercialización de GLP en Brasil por parte de Repsol empezó en 2004 en el segmento a granel y a través de ventas mayoristas. Las ventas en 2008 se situaron en 21 kt.

**Alto grado de integración**

El Grupo Repsol produce, distribuye y comercializa directamente productos petroquímicos. Esta actividad se desarrolla sobre todo en España (Tarragona y Puertollano), Argentina (Ensenada, Bahía Blanca y Plaza Huincul) y Portugal (Sines). Los mercados más importantes son Europa y los países del Mercosur.

La mayor parte de las unidades comparten complejo industrial con las refinerías de Repsol, lo que permite alcanzar un alto grado de integración entre ambas actividades.

La producción petroquímica básica del Grupo está orientada a la

## La compañía encabeza el mercado de productos petroquímicos básicos y derivados en España

obtención de olefinas y aromáticos. En cuanto a la derivada, incluye tres categorías de productos petro-químicos: poliolefinas, productos intermedios y productos industriales.

**Química en España**

Repsol lidera el mercado de productos petroquímicos básicos y derivados en este país, donde sus principales activos se encuentran en los complejos industriales de Tarragona y Puertollano. Estas plantas poseen un cracker de olefinas y unidades de producción de poliolefinas y productos intermedios. De esta forma, existe un alto nivel de integración entre la química básica y la química derivada, a lo que se suma el elevado grado de integración con las actividades de refino.

A través de la joint venture con Dynasol (50%), Repsol produce

## QUÍMICA - GRUPO REPSOL



caucho sintético en la planta de Santander. Adicionalmente, produce en España plásticos derivados de estireno y compuestos de poliolefinas, así como especialidades químicas (acelerantes y agroquímicos, por ejemplo).

**Otros países**

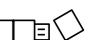
En Portugal, Repsol desarrolla la actividad química en el complejo de Sines, situado unos 160 km al sur de Lisboa. Este complejo tiene plantas de producción similares a las de los complejos

de Puertollano y Tarragona, y está formado por un cracker de olefinas, dos plantas de polietileno y otra de energías que da servicio al complejo. La ampliación de estas instalaciones permitirá duplicar su producción y aumentar su competitividad gracias a una mayor integración y eficiencia energética.

En México, Repsol cuenta con una planta en Altamira en la que produce caucho sintético a través de la anteriormente mencionada joint venture con Dynasol (50%).

**Comercialización**

Repsol comercializa directamente su producción química. Las ventas de productos petroquímicos derivados se realizan a través de una red comercial dividida en cinco regiones: Atlántica, Mediterráneo, Norte de Europa, Sur de Europa y América del Sur. Asimismo, la compañía participa como charter member en el portal ChemConnect, líder en el comercio electrónico de productos químicos.



El resultado de explotación de YPF alcanzó los 1.159 millones de euros en 2008, lo que supone un descenso del 5,6% respecto al ejercicio anterior. Esta disminución responde a la crisis internacional que se acentuó en los últimos meses del ejercicio.

Repsol formalizó el 21 de febrero de 2008 la venta del 14,9% de YPF al Grupo Petersen por 2.235 millones de dólares. Esta operación, que valora YPF en 15.000 millones de dólares, se enmarca en la estrategia de la compañía de mejorar la distribución geográfica de sus activos y de realizar una gestión global con un foco local. El citado acuerdo también prevé que el Grupo Petersen pueda ampliar su participación en YPF hasta el 25%, mediante opciones de compra de un 10,1% adicional. El Grupo Petersen ya ha ejecutado una opción por el 0,1%.

### **Extensión de concesiones**

Las inversiones de YPF en 2008 alcanzaron los 1.508 millones de euros, frente a los 1.374 millones de euros del ejercicio anterior. Cerca del 80% de este desembolso se destinó a proyectos de desarrollo de exploración y producción de hidrocarburos, entre ellos el acuerdo de extensión de las concesiones en la provincia de Neuquén.

La producción promedio anual en Argentina fue de 617.100 barriles equivalentes de petróleo al día (boe/d), frente a los 649.200 de 2007, lo que representa una disminución del 4,8%. La producción se vio afectada por los conflictos gremiales y por la menor demanda de gas. Sin tener en cuenta estos efectos, la producción promedio anual hubiese alcanzado los 628.300 barriles de petróleo equivalentes al día.

En 2008 se registró un incremento de los costos operativos, principalmente por los tributos –que pasaron de 179 millones de euros a 685 millones en 2008 debido al efecto de las retenciones–, amortizaciones, compras a terceros, contingencias medioambientales y legales, e indemnizaciones.

Los precios internacionales, si bien fueron superiores a los de 2007, sufrieron en el último trimestre de 2008 una caída pronunciada, lo que afectó tanto a los precios del mercado interno como a los del exterior, aunque en este último caso, el efecto se vio reducido por las retenciones. Éstas fueron superiores a las de 2007 debido a la Resolución 394, que afecta a las exportaciones de productos petrolíferos y crudo, y a la Resolución 127, que incide en las exportaciones de gas natural y gas natural licuado.







Refinería de Luján de Cuyo (Argentina), con los Andes al fondo.

En 2008 se registró una caída de la demanda, excepto en las gasolinas destinadas al mercado interno, consecuencia fundamentalmente de la crisis internacional y de otros factores, como el paro agropecuario y la sequía.

En el mercado interno se colaboró con el Gobierno de Argentina en el Plan de Energía Total (PET), participando en los programas de abastecimiento de gasóleo y de reemplazo de gas natural por combustibles líquidos.

La aportación de las compañías participadas por YPF fue inferior a la del ejercicio anterior debido a las siguientes causas:

- La sociedad Mega se vio afectada por las resoluciones sobre los precios de la exportación de gasolinas y GLP, y por la disminución del precio del etano.

- El descenso del precio de la urea en el último trimestre, que afectó a los precios de venta de la sociedad Profértil y desvalorizó sus stocks.
- La sociedad Refinor disminuyó su resultado por la aplicación de la Resolución 394 que afectó a los precios de sus exportaciones.
- El resultado de YPF Holding se vio influido por las mayores provisiones de contingencias medioambientales, que fueron compensadas en parte por la entrada en producción de Neptuno.

El resultado de explotación de la actividad de Exploración y Producción de YPF se situó en 441 millones de euros, lo que representa un descenso del 55% respecto al ejercicio anterior, y responde al incremento de los costes del sector, al efecto de la regulación del

mercado argentino de precios del petróleo y a los paros gremiales.

La producción de hidrocarburos de YPF en Argentina durante 2008 fue de 226 millones de barriles de petróleo equivalentes –un 4,9% inferior a la de 2007–, de los cuales 114 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 4,8 millones de barriles.

#### Inversión en exploración

Durante 2008, YPF realizó cinco descubrimientos de petróleo y otro de gas, de un total de 17 sondeos perforados. De los seis sondeos positivos, cuatro de ellos se encuentran en la cuenca Neuquina (El Orejano x-1, Borde Sur del Payún e-4, Puesto Cacho x-1 y Los Reyes Norte x-1), el quinto se ubica en la cuenca Austral (Las Flechas

## Durante 2008, YPF realizó cinco descubrimientos de petróleo y otro de gas, de un total de 17 sondeos perforados

x-2001) y el último, en la cuenca del Golfo de San Jorge (El Balcón x-1). La inversión total en exploración ascendió a 122 millones de euros.

La actividad sísmica se centró en el bloque Río Barrancas, en la provincia de Neuquén, así como en el bloque Tamberías, en la provincia de San Juan. En 2008, las provincias sólo ofertaron nuevo dominio minero en la provincia del Chaco.

En cuanto a la actividad de desarrollo de yacimientos, se perforaron 602 pozos de desarrollo, que junto con las actividades de secundaria, reparación e infraestructuras, supusieron una inversión de 868 millones de euros.

En el marco del plan global de inversiones de 1.215 millones de euros, hay que destacar los 55 millones de euros del Plan de Desarrollo de Activos (PLADA)

dedicados al rejuvenecimiento de los campos. Esta iniciativa, iniciada en 2007, está en línea con la estrategia de la compañía de avanzar hacia el liderazgo en la explotación de campos y cuencas maduras. El objetivo es definir los planes integrales de desarrollo y rejuvenecimiento de todos los campos de YPF utilizando el estado actual de la tecnología y focalizando los esfuerzos en la mejora del conocimiento del subsuelo.

Adicionalmente, fruto del trabajo realizado en los últimos años en el marco del Plan de Desarrollo de Activos, las reservas probadas incorporadas de YPF, en Argentina y fuera de ella, ascendieron en 2008 a 75 millones de barriles de petróleo equivalentes, mayoritariamente petróleo, y se marcó el hito de reemplazar en un 120% las reservas de petróleo en la cuenca sur de

Argentina, en las áreas de Chubut y Santa Cruz.

Hay que resaltar los resultados obtenidos en yacimientos maduros como Perales, Barranca Baya y Manantiales Berh, que junto con la actividad en el área Maurek, en especial en el yacimiento Cañadón Yatel, permitieron la incorporación de reservas en esta zona.

En la cuenca Neuquina se realizaron pruebas piloto para analizar la viabilidad técnica y económica del desarrollo de yacimientos de gas de baja permeabilidad (tight gas). En estos momentos se está a la espera del resultado de los estudios.

También cabe destacar la extensión de las concesiones en la provincia de Neuquén por diez años (2017-2027). Este hecho, junto con la prolongación conseguida en Loma La Lata en 2002, permitió ampliar



las concesiones del 50% de las reservas de YPF en Argentina.

Otro hecho relevante fue la obtención, por parte de la compañía Mega, del Premio Oro en la categoría "Privada Mediana" por el jurado del galardón Iberoamericano de la Calidad 2008.

Las ventas de gas natural de YPF en 2008 se cifraron en 16.400 millones de m<sup>3</sup> y se incrementaron sobre todo en los segmentos de distribuidores, industrias y usinas. La cuota de YPF en este mercado en Argentina se situó en el 40% y el precio medio del gas natural vendido por la compañía aumentó un 32% en 2008, lo que permitió una gradual adecuación de los precios en el mercado doméstico.

En junio de 2008 empezó la primera operación de regasificación de gas natural licuado (GNL) en Sudamérica, en concreto en el puerto de Bahía Blanca, con

el buque regasificador *Excelsior*, contratado para dicho propósito con el objetivo de satisfacer la demanda del país. Este proyecto se desarrolló para el Gobierno de Argentina y se completó exitosamente en un tiempo récord, con la incorporación en el período invernal de aproximadamente 4 millones de metros cúbicos/día de promedio entre junio y septiembre. Esta operación supuso el primer trasvase de GNL del mundo de un barco a otro que estuviera amarrado, del *Excelsior* al *Excelerate*.

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 1,5 millones de metros cúbicos/día de abastecimiento, que será utilizada para el suministro durante los picos de demanda invernales en la capital argentina.

## La extensión de las concesiones en Neuquén permitió prolongar los permisos en cerca del 50% de las reservas de YPF



Refinería La Plata (Argentina).

En lo que se refiere a la actividad de Refino, Logística y Marketing, las refinerías de YPF procesaron 18,7 millones de metros cúbicos de crudo, lo que supone un descenso del 1% en comparación con 2007.

A lo largo de 2008 se mantuvo la plena utilización 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, aumentando la capacidad efectiva de procesamiento y posibilitando el máximo uso de los activos para responder a la creciente demanda de combustibles en Argentina.

La producción de gasolinas para el mercado interno ascendió a 3 millones de metros cúbicos, lo que supone un incremento del 14% respecto al ejercicio anterior y un nuevo máximo en los últimos años. Esto fue acompañado de

un aumento de la calidad de las gasolinas producidas y permitió satisfacer la creciente demanda del mercado argentino.

### Récord de producción

YPF completó la remodelación de la unidad de craqueo catalítico (FCCB) de la refinería La Plata, lo que permitió aumentar la producción de destilados medios y gasolinas, y posibilitó que en octubre de 2008 se estableciera un nuevo récord en la producción de gasóleo y de combustible de aviación Jet A1 en esta planta, al alcanzar un promedio de 13.625 metros cúbicos/día. De esta manera, la producción de destilados medios de la refinería superó por segundo mes consecutivo y por cuarta vez en su historia la barrera de los 400.000 metros cúbicos/mes.

Entre los productos pesados destacó la elaboración de 2 millones de

metros cúbicos de fuelóleo, similar a la del año anterior. De esta manera se sostuvo la demanda interna de usinas y se cumplió con los requerimientos del Plan de Energía Total (PET), en cuyo marco se entregaron más de 290.000 metros cúbicos de fuelóleo.

Asimismo, se renovó la flota contratada de transporte marítimo y fluvial con la incorporación de tres nuevas embarcaciones: los buques *María Victoria* y *Caleta Rosario*, de nueva construcción, que cuentan con doble casco y cumplen con los más modernos estándares de seguridad requeridos por el Grupo, al igual que la barcaza *Argentina V*. Está en construcción una sexta barcaza que se prevé botar en 2009. YPF mantuvo en 2008 una oferta de combustibles líquidos acorde con el crecimiento de Argentina, de manera que todos sus clientes tuvieran un aprovisionamiento permanente y de

A finales de 2008, YPF contaba con 1.678 estaciones de servicio, de las cuales 1.642 eran de bandera propia. La compañía ha comenzado a actualizar la imagen de sus puntos de venta

alta calidad. Dicho abastecimiento, sobre todo en el caso del gasóleo, un insumo clave para sostener los niveles de crecimiento, se realizó desde las refinerías de la compañía o importándolo, habida cuenta de la demanda, que registró niveles excepcionales.

A finales de 2008, YPF contaba con 1.678 estaciones de servicio, de las cuales 1.642 eran de bandera propia. La compañía ha comenzado a actualizar la imagen de sus puntos de venta, buscando mayor modernidad y alineándola con el eslogan "Inventemos el futuro".

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

Al cierre de 2008, YPF presentó un nuevo combustible en el mercado, el YPF D. Eurodiesel, de bajo contenido en azufre (menos de 50

partes por millón), el recomendado para todos los motores de alta gama con motorización EURO IV.

#### Incremento de los márgenes

Las áreas de Refino, Logística y Marketing obtuvieron un resultado de 743 millones de euros en 2008, mientras que las inversiones en este ámbito ascendieron a 167 millones de euros.

En lo que respecta al negocio químico de YPF, el resultado aumentó un 20%, hasta alcanzar el máximo histórico de 158 millones de euros gracias al incremento de los márgenes en todas las líneas y a la integración de las actividades de refino y exploración y producción. Todo esto fue posible a pesar de la caída de los precios internacionales registrada en el cuarto trimestre de 2008 y de la demanda de fertilizantes, consecuencia de un



conflicto agropecuario en Argentina. La mejora del resultado se sustentó en el incremento de los precios internacionales registrado en los tres primeros trimestres del año, en la aplicación de un plan de ahorro de costes y de contención del gasto, y de una política de acuerdo de precios en el mercado local que potenció el crecimiento de la industria argentina. Las inversiones alcanzaron los 25 millones de euros.



Durante 2008, la sociedad participada Profértil obtuvo el Premio Nacional de Calidad en la categoría de grandes empresas, así como la renovación de la exención arancelaria de metanol a Estados Unidos.

Al cierre de 2008, la plantilla de YPF estaba formada por 11.038 personas, lo que representa una disminución interanual del 1,3%. En el área de Exploración y Producción se incorporaron 271 personas, lo que representa un incremento del 16% respecto al cierre de 2007, mientras que la plantilla de la compañía Astra Evangelista (AES) se redujo en 540 trabajadores.

En el conjunto del Grupo Repsol YPF se empezó a aplicar un proyecto piloto de teletrabajo, que en el caso de Argentina se puso en marcha en colaboración con el Ministerio de Trabajo. YPF se ha convertido

en la primera empresa del país en disponer de esta nueva modalidad laboral, que han adoptado algunos de sus empleados, lo que en 2008 fue reconocido con el Premio Meta 4 a la Innovación en Recursos Humanos.

Existen tres convenios que regulan las condiciones laborales de los empleados de las actividades de refinería, yacimientos, estaciones de servicio y gas natural licuado de YPF. A lo largo de 2008 se alcanzaron distintos acuerdos salariales con la representación sindical.

En Investigación y Desarrollo (I+D), YPF inició, en el marco del Plan de Desarrollo de Activos (PLADA), la evaluación y desarrollo de tecnologías para la explotación de campos de petróleo pesado, la mejora del factor de recobro de yacimientos maduros y la reutilización del agua de producción

para riego u otros fines. En el área de Química se presentó un nuevo fertilizante obtenido a partir del azufre líquido generado por los hidrocarburos procesados en refinería, mientras que en el ámbito de la protección del medio ambiente se continuó con el desarrollo de tecnologías para la recuperación de suelos.

# Información adicional YPF

## Exploración y producción

A 31 de diciembre de 2008, YPF poseía en Argentina derechos mineros sobre 113 bloques que abarcan una superficie neta de 76.722 km<sup>2</sup>: 21 de exploración (50.221 km<sup>2</sup>) y 92 de explotación (26.501 km<sup>2</sup>), situados en las cuencas Neuquina, Cañadón Asfalto, Bolsones Intermontanos, Golfo de San Jorge, Austral, Colorado Marina, Cuyana, Noroeste y Malvinas.

Las producciones netas medias diarias por áreas fueron las siguientes en 2008: Neuquina (420,03 kbepd), Golfo de San Jorge y Austral (108,57 kbepd), Cuyana (25,31 kbepd), Noroeste (45,11

kbepd) y las cuencas offshore (17,49 Kboe/d). Las reservas probadas netas de líquidos y de gas natural en Argentina al cierre de 2008 se estimaban en 1.141 Mbep.

## Logística

En Argentina no existe una compañía dedicada prioritariamente a la distribución de productos petrolíferos, por lo que cada operador realiza la propia. YPF tiene una red de 1.801 km de poliductos para la distribución de sus productos refinados que unen sus dos principales refinerías con sus 16 instalaciones de almacenamiento y despacho, que pueden albergar hasta 983.620 m<sup>3</sup> de productos. También dispone

de 53 instalaciones aeroportuarias, de las cuales 40 son propias (24.000 m<sup>3</sup> de capacidad de almacenamiento), y 27 camiones cisterna propios. Las refinerías de YPF reciben el crudo por tubería: la de Luján de Cuyo desde Puesto Hernández a través de un oleoducto de 528 km, y la de La Plata desde Puerto Rosales por otro de 585 km.

Asimismo, YPF posee una participación del 37% en Oldelval, la compañía que gestiona el oleoducto que enlaza la cuenca Neuquina con Puerto Rosales, y un paquete accionario del 33,15% en Termap, operador que cuenta con dos instalaciones de almacenamiento y puerto: Caleta



## YPF

	2007					2008				
	1 T	2 T	3 T	4 T	TOTAL	1 T	2 T	3 T	4 T	TOTAL
<b>Ingresos de explotación</b>	1.989	2.065	2.199	2.383	<b>8.636</b>	2.282	2.330	2.914	2.556	<b>10.082</b>
Upstream	1.055	1.117	1.154	1.250	4.576	1.026	939	1.097	1.207	4.269
Downstream	1.639	1.719	1.815	2.100	7.273	1.882	1.789	2.448	2.034	8.153
Corporación	34	26	99	101	260	55	68	78	79	280
Ajustes	(739)	(797)	(869)	(1.068)	(3.473)	(681)	(466)	(709)	(764)	(2.620)
<b>Ebitda</b>	715	730	668	851	<b>2.964</b>	756	618	855	573	<b>2.802</b>
Upstream	502	575	601	772	2.450	507	380	457	453	1.797
Downstream	241	159	69	77	546	259	258	419	138	1.074
Corporación	(28)	(4)	(2)	2	(32)	(10)	(20)	(21)	(18)	(69)
<b>Resultado de explotación</b>	328	296	228	376	<b>1.228</b>	365	279	402	113	<b>1.159</b>
Upstream	139	211	235	394	979	167	130	68	76	441
Downstream	210	116	16	44	386	225	218	375	83	901
Corporación	(21)	(31)	(23)	(62)	(137)	(27)	(69)	(41)	(46)	(183)
<b>Inversiones</b>	303	287	349	435	<b>1.374</b>	250	316	346	596	<b>1.508</b>
Upstream	234	247	297	309	1.087	223	247	259	486	1.215
Downstream	56	39	26	92	213	17	45	54	76	192
Corporación	13	1	26	34	74	10	24	33	34	101

## Hitos YPF

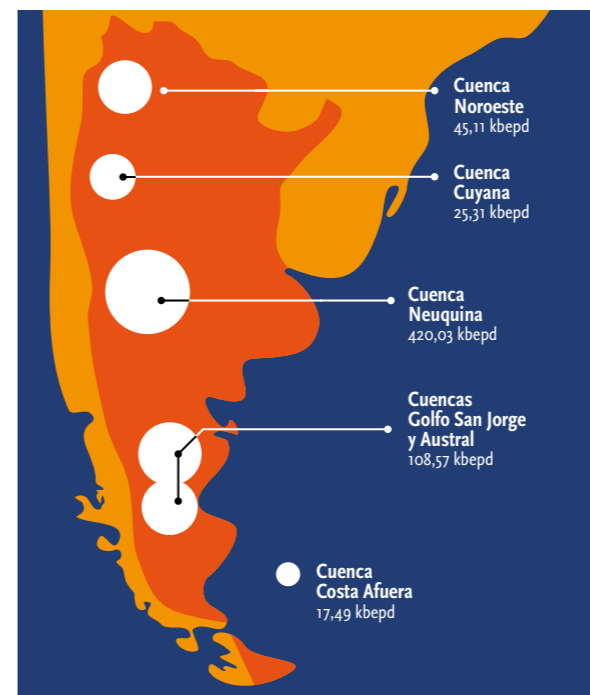
- Repsol formalizó en febrero la venta del 14,9% de YPF al Grupo Petersen por 2.235 millones de dólares. Esta operación se enmarca en la estrategia de la compañía de mejorar la distribución geográfica de sus activos y de realizar una gestión global con un foco local. El acuerdo prevé que el Grupo Petersen, que ya ha ejecutado una opción por el 0,1%, pueda ampliar su participación en YPF hasta el 25%.
- Las concesiones en la provincia de Neuquén se prolongaron por diez años (2017-2027), lo que se traduce en la extensión de las concesiones de cerca de la mitad de las reservas de YPF en Argentina.
- En junio de 2008 empezó la primera operación de regasificación de gas natural licuado (GNL) en Sudamérica, en concreto en el puerto de Bahía Blanca.
- YPF completó la remodelación de la unidad de craqueo catalítico (FCCB) de la refinería La Plata, lo que permitió aumentar la producción de destilados medios y gasolinas.



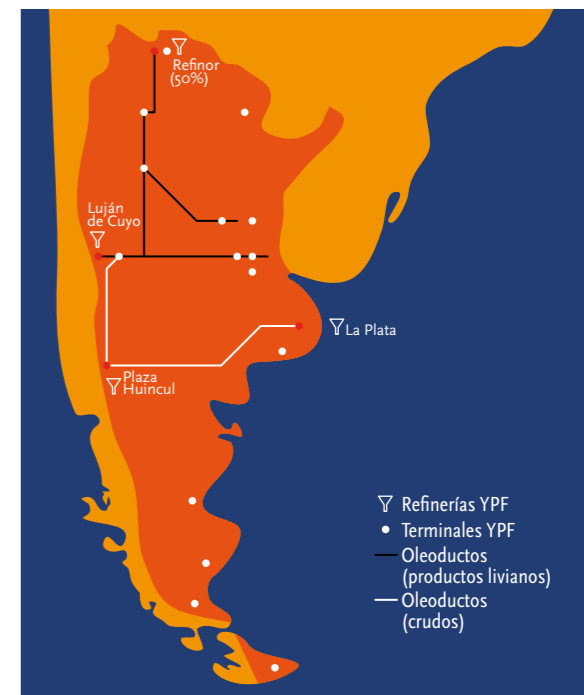
Córdoba, situada en la provincia meridional de Chubut y con una capacidad de 314.000 m<sup>3</sup>; y Caleta Olivia, ubicada en la provincia de Santa Cruz y con una capacidad de 246.000 m<sup>3</sup> de almacenamiento. Además, YPF participa con un 30% en Oiltanking Ebytem, operador de la terminal marítima de Puerto Rosales, con una capacidad de 480.000 m<sup>3</sup>, y de la ampliación del oleoducto Puerto Rosales-La Plata desde Brandsen a la refinería de ESSO, en Campana. Las instalaciones se completan con una planta de almacenamiento y distribución de crudo situada en Formosa, con una capacidad operativa de 19.000 m<sup>3</sup>.

En 2008, YPF completó la primera operación de regasificación de gas natural licuado en Sudamérica

CUENCAS DE HIDROCARBUROS DE YPF



REFINERÍAS DE YPF



### Marketing

YPF cuenta en Argentina con una red de 1.678 estaciones de servicio, de las cuales 1.642 son de bandera propia y el resto se debe a la participación del 50% de Repsol YPF en Refinor, empresa que cuenta con una refinería situada en Campo Durán y con una red de estaciones con la imagen Refinor emplazadas principalmente en las provincias del noroeste del país. Esto representa casi un tercio del número total de puntos de venta de Argentina, lo que convierte al Grupo en el líder de este mercado, como ocurre en España. En Argentina, el negocio químico de YPF se orienta fundamentalmente a la fabricación de productos

industriales, que incluyen un grupo diverso de materias primas para las actividades química, industrial y agrícola. La producción está localizada en los complejos de Ensenada, Plaza Huincul y Bahía Blanca. La producción de urea y amoniaco en Argentina se realiza a través de Profétil, una joint venture con Agrium. En Argentina, YPF es el mayor productor de GLP del país. En el mercado minorista comercializa GLP envasado y a granel en los mercados doméstico, comercial e industrial, con una cuota de mercado del 34,8%. Hasta mayo de 2005, el mercado estaba liberalizado, aunque desde 2002 los agentes llegaban con la Administración

a acuerdos de estabilidad de precios para el butano. A partir de ese año, la nueva Ley de GLP establece que la Secretaría de Energía fijará trimestralmente los precios mayoristas para el butano y propano, y recomendará precios máximos de venta al público para envasado de uso doméstico. La distribución del GLP envasado se realiza íntegramente a través de distribuidores, que a su vez revenden el producto a los puntos de venta.

# Gas Natural SDG

Gas Natural SDG mejoró un 7,6% su resultado de explotación al alcanzar los 555 millones de euros. Este incremento responde, sobre todo, al buen comportamiento del negocio eléctrico en España como consecuencia de los mejores precios del pool eléctrico, a la incorporación en 2008 de dicha actividad en México y al crecimiento de la distribución en Latinoamérica.

Las inversiones durante el ejercicio de 2008 alcanzaron los 894 millones de euros, lo que supone un incremento del 37% que se atribuye, en gran parte, a la inversión financiera llevada a cabo para adquirir un porcentaje de participación en la compañía eléctrica Unión Fenosa. Al margen de esta operación, las inversiones materiales fueron ligeramente inferiores a las del año anterior y se destinaron sobre todo a las actividades de distribución de gas y electricidad.

A través de su participación del 30,9% en Gas Natural SDG, Repsol participa en toda la cadena de valor del gas, desde el aprovisionamiento hasta la distribución y comercialización.

Repsol, a través de la sociedad conjunta Repsol-Gas Natural LNG (Stream), se consolidó en 2008 como la tercera compañía del mundo por volumen de gas natural licuado (GNL) transportado. Esta sociedad conjunta, creada en 2005, tiene como objetivo maximizar el valor de los contratos de sus socios mediante una gestión y comercialización eficiente, así como facilitarles el acceso a fuentes de aprovisionamiento de GNL y a mercados estratégicos.

## Volumen de ventas

La actividad de distribución de gas en España aportó un 34,6% del resultado de Gas Natural, con unas ventas por actividad regulada de

270.073 GWh. La red de distribución creció un 6,9%, hasta los 48.578 kilómetros. En Latinoamérica, las ventas se incrementaron un 16,2%, hasta los 208.408 GWh. La red de distribución aumentó un 2,8%, hasta situarse en los 61.196 kilómetros.

En 2008, Gas Natural SDG consolidó su presencia en el mercado italiano con la compra del grupo Pitta Costruzioni, que opera en la región de Puglia, en el sur de Italia, por un importe de 30 millones de euros. Esta adquisición, junto con la incorporación de Italmeco, realizada a finales de 2007, permite a Gas Natural SDG ampliar su área de distribución en Italia y alcanzar los 187 municipios de ocho regiones: Molise, Abruzzo, Puglia, Calabria, Sicilia, Basilicata, Campania y Lazio. Las ventas de gas en Italia en 2008 fueron de 2.933 GWh, los puntos de suministro ascendieron a 397.000 y la red de distribución sumó 5.521 kilómetros.



Conductos de gas destinados a la investigación en el Centro de Tecnología de Repsol, situado en Móstoles (España).

GAS NATURAL SDG

Millones de euros	2007					2008				
	1 T	2 T	3 T	4 T	TOTAL	1 T	2 T	3 T	4 T	TOTAL
Ingresos de explotación	849	723	729	853	3.154	1.031	963	1.017	1.199	4.210
Ebitda	183	158	184	192	717	230	203	209	206	848
Resultado de explotación	149	119	123	125	516	157	130	136	132	555
Inversiones	48	74	99	430	651	54	72	598	170	894

VENTAS

BCM	2004	2005	2006	2007	2008
España	20,99	23,36	23,11	22,2	21,2
Latinoamérica	7,92	8,59	9,19	9,92	12,4
Resto del mundo	3,94	4,16	3,9	4,34	4,9
<b>TOTAL VENTAS</b>	<b>32,85</b>	<b>36,11</b>	<b>36,2</b>	<b>36,4</b>	<b>38,5</b>

NÚMERO DE CLIENTES

Millones	2004	2005	2006	2007	2008
España	4,8	5,1	5,4	5,7	5,8
Latinoamérica	4,5	4,8	4,9	5,1	5,3
Resto del mundo	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4
<b>TOTAL NÚMERO DE CLIENTES</b>	<b>9,6</b>	<b>10,2</b>	<b>10,6</b>	<b>11,2</b>	<b>11,5</b>

En la actividad de electricidad, la compañía opera un total de 6.495 MW de potencia instalada de generación de electricidad repartidos entre España, Puerto Rico y México.

En España, Gas Natural SDG cuenta con 3.600 MW operativos en instalaciones de generación eléctrica con ciclos combinados. En fase de construcción se encuentran un grupo de 400 MW en Málaga y otros dos por un total de 800 MW en el puerto de Barcelona. Asimismo, continúa el proceso de tramitación de dos grupos de 400 MW en Lantarón (Álava). En generación, el total de los ciclos combinados, junto con la potencia instalada en cogeneración y aerogeneradores, produjeron 18.130 GWh al cierre de 2008, lo que representa un alza del 6,8% respecto al ejercicio anterior.

Petroleum Oil & Gas España (100% de Gas Natural) participa, junto con Repsol, en un sondeo offshore que

está previsto ejecutar en 2009 en la concesión de Montanazo –frente a la costa de Tarragona–, para el que se han realizado trabajos preparatorios durante el cuarto trimestre de 2008.

Repsol y Gas Natural, en consorcio con otras empresas, han firmado un acuerdo de accionistas con el objetivo de desarrollar un proyecto integrado de gas en Angola. Se ha constituido la sociedad Gas Natural West África (60% Repsol-40% Gas Natural), que gestionará el proyecto. Inicialmente se evaluarán las reservas de gas, para posteriormente acometer las inversiones necesarias para desarrollarlas en forma de GNL. Se ha avanzado en la delimitación de los trabajos exploratorios de sísmica y perforación que se desarrollarán durante 2009.

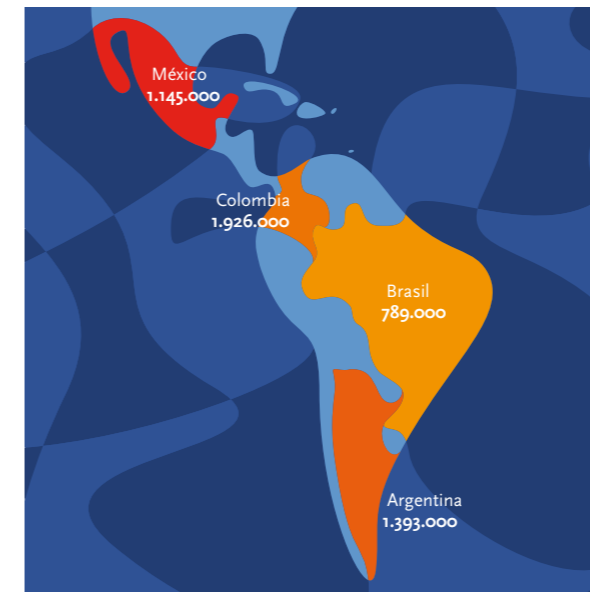
En relación al Proyecto Gassi Touil y tras la decisión de resolver el contrato de forma unilateral por parte de Sonatrach en agosto de

2007, continúa el procedimiento arbitral internacional en el que Repsol y Gas Natural harán valer sus derechos y que decidirá sobre la validez de la pretendida resolución y sobre los daños y perjuicios causados. El laudo de este procedimiento arbitral se estima que se dicte a lo largo de 2009.

**Aprovisionamiento**

El gas natural consumido en España procede en su gran mayoría de la importación. Argelia es la principal fuente de aprovisionamiento, si bien en los últimos años se ha realizado un importante esfuerzo en materia de diversificación. El aprovisionamiento de la compañía Gas Natural SDG procede de diversas fuentes. El grupo adquiere GNL a productores de Argelia, Libia, Trinidad y Tobago, Nigeria y Oriente Medio, y gas natural a productores de Argelia, Noruega y España.

CLIENTES DE GAS NATURAL SDG EN LATINOAMÉRICA



Hitos Gas Natural SDG

El 30 de julio de 2008, Gas Natural SDG alcanzó un acuerdo con la empresa constructora ACS para la adquisición del total de su participación del 45,3% en la compañía eléctrica Unión Fenosa.

Gas Natural SDG consolidó su presencia en el mercado italiano con la compra del grupo Pitta Costruzioni.



Un elemento importante en la estrategia de aprovisionamiento del grupo Gas Natural SDG es el gasoducto Magreb-Europa, que tiene 48 pulgadas de diámetro y 540 km de longitud. Se completó en 1996 y conecta los campos productores en Hassi R'Mel, en Argelia, con los centros de consumo en España y Europa a través de Marruecos y del Estrecho de Gibraltar. A partir de enero de 2005, su capacidad se amplió desde los 9 bcma hasta los 11,7 bcma. Gas Natural SDG participa con un 72,6% en la sociedad Europe-Maghreb Pipeline Ltd. (EMPL), que posee el derecho exclusivo para operar el tramo del gasoducto Magreb-Europa que se encuentra en Marruecos y en el Estrecho de Gibraltar. El restante 27,4% pertenece a Transgas, una sociedad que distribuye gas natural en Portugal.

**Distribución y comercialización**

Gas Natural SDG es el mayor distribuidor de gas natural en España. La mayor parte de las ventas se concentran en el sector industrial y en las centrales térmicas.

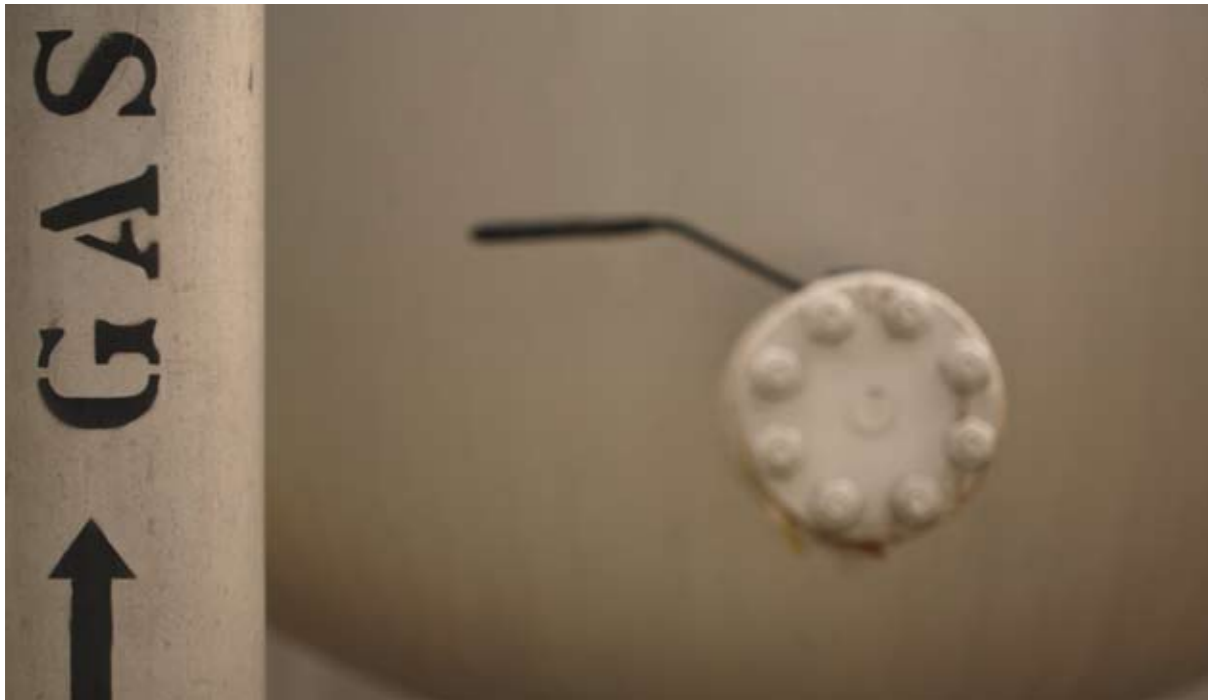
De acuerdo con el calendario previsto, el 1 de julio de 2008 se hizo efectiva la total liberalización del sector del gas en España con la desaparición del mercado regulado de suministro, de acuerdo con la Ley 12/2007, publicada el 3 de julio de 2007, y con la Orden ITC/2309/2007, publicada el 31 de julio de 2007. Las sociedades distribuidoras han dejado de realizar la actividad de suministro a tarifa y se ha creado el suministro de último recurso. El Real Decreto 1068/2007, publicado el 28 de julio de 2007, regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural, pudiéndose acoger a ello los consumidores conectados a gasoductos cuya

presión sea menor o igual a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 3 GWh. Gas Natural SDG es una de las empresas que asume la obligación de suministro de último recurso.

Repsol YPF participa, a través de Gas Natural SDG, en la distribución de gas natural en Argentina, Colombia, Brasil y México a 5,25 millones de clientes.

El grupo participa en la distribución de gas natural en seis de las ciudades latinoamericanas más importantes: México DF, Monterrey, Santafé de Bogotá, Buenos Aires, Río de Janeiro y Sao Paulo. Generalmente, los precios al consumidor final están regulados. En Argentina y México existe un mercado de clientes industriales cualificados para elegir libremente suministrador a partir de un nivel mínimo de consumo.

En julio de 2004, Gas Natural SDG cerró la adquisición de



## La compra de Unión Fenosa supondrá un avance significativo en el desarrollo de Gas Natural SDG y en su estrategia de integración del gas y la electricidad, y acelerará el cumplimiento de su Plan Estratégico 2008–2012

la participación de Enron en la Compañía Distribuidora de Gas do Rio de Janeiro (CEG) y CEG RIO, tras la cual el grupo incrementó su presencia en dichas sociedades hasta el 54,16% y el 72%, respectivamente. En Brasil, Gas Natural SDG distribuye gas natural en el área metropolitana y en el estado de Río de Janeiro y, desde 2000, en la zona sur del estado de Sao Paulo, con un total de 789.000 clientes.

En Colombia, distribuye en Bogotá, en el área Cundi-Boyacense y en la región oriental del país, y cuenta con 1,9 millones de clientes. En México, Gas Natural SDG está presente en las ciudades de Nuevo Laredo, Saltillo, Toluca, Monterrey y las zonas del Bajío y México DF, y cuenta con 1,1 millones de clientes. Finalmente, en Argentina participa, a través de Gas Natural BAN, en la distribución de gas en el norte de

Buenos Aires, donde cuenta con 1,4 millones de clientes.

### Infraestructura

Enagás es la compañía titular de la mayoría de la infraestructura de transporte de gas en España. Tras la Oferta Pública de Venta (OPV) realizada en junio de 2002 por parte de Gas Natural SDG, la participación de la misma en Enagás ha venido disminuyendo (a 31 de diciembre de 2008 era del 5%).

### Electricidad

El Grupo Repsol participa en proyectos de generación y comercialización de electricidad que permiten monetizar sus reservas de gas natural y consolidar su perfil de empresa diversificada en España y Latinoamérica.

### Compra de Unión Fenosa

El 30 de julio de 2008, Gas Natural SDG alcanzó un acuerdo con ACS

para la adquisición del total de su participación del 45,3% en Unión Fenosa a un precio en efectivo de 18,33 euros por acción, lo que valora el 100% del capital de la compañía eléctrica en 16.757 millones de euros. Siguiendo los términos del acuerdo firmado, Gas Natural SDG adquirió a ACS a primeros de agosto un 9,9% de Unión Fenosa por un importe de 1.675 millones de euros.

De acuerdo con el contrato suscrito con ACS, se procedió al ajuste del precio de compraventa, deduciendo el dividendo distribuido el pasado 2 de enero de 2009 por Unión Fenosa de 0,28 euros por acción, siendo en consecuencia el nuevo precio ajustado de 18,05 euros por título.

Por otro lado, el 12 de diciembre de 2008, Gas Natural SDG adquirió a Caixanova una participación del 4,7% en el capital de Unión Fenosa, por lo que, a 31 de diciembre de 2008, su participación en Unión

Fenosa ascendía al 14,7%. Una vez superado el umbral del 30% de los derechos de voto en Unión Fenosa, Gas Natural SDG tendrá la obligación, en el plazo de un mes, de presentar una Oferta Pública de Adquisición (OPA) por el resto de acciones de la compañía eléctrica, para lo que en septiembre de 2008 se inició el proceso de obtención de los correspondientes permisos a los organismos competentes.

La compra de la empresa eléctrica Unión Fenosa implicará un avance significativo en el desarrollo de Gas Natural SDG y en su estrategia de convertirse en una compañía líder integrada de gas y electricidad, y le permitirá acelerar el cumplimiento de su Plan Estratégico 2008-2012, situándola en una nueva dimensión como operador integrado de gas y electricidad, por la alta complementariedad de los

negocios de ambas compañías en toda la cadena de valor del sector energético.

Para financiar la adquisición, Gas Natural SDG suscribió en julio de 2008 un acuerdo con 10 entidades bancarias para la financiación de la compra de la totalidad de Unión Fenosa, tanto en la adquisición de la participación de ACS y Caixanova en Unión Fenosa, como en la posterior OPA. Actualmente, el número de entidades participantes en el sindicato bancario asciende a 19 y se ha iniciado el proceso de sindicación general.

Asimismo, para garantizar una estructura financiera sólida y flexible, Critería y Repsol se han comprometido a realizar aportaciones a los fondos propios de Gas Natural SDG en la cuantía y forma necesaria para que la compañía obtenga un rating consolidado inmediatamente

después de la liquidación de la OPA, al menos, BBB (estable) y Baa2 (estable), por S&P y Moody's, respectivamente, y por un importe máximo de 1.903 millones de euros y 1.600 millones, respectivamente.

Gas Natural SDG ha iniciado el proceso para llevar a cabo la ampliación de capital prevista por 3.500 millones de euros en el contexto de la operación de adquisición de Unión Fenosa. En este sentido, el 30 de enero de 2009, su Consejo de Administración acordó convocar una Junta General Extraordinaria con el objetivo de autorizar la emisión de nuevas acciones con derecho de suscripción preferente.

