

**REPSOL YPF S.A. y Sociedades participadas que
componen el Grupo REPSOL YPF**

INFORME DE GESTIÓN INTERMEDIO
correspondiente al periodo de seis meses terminado el
30 de junio de 2010

1. INFORMACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA

El resultado neto de Repsol YPF en el primer semestre de 2010 ascendió a 1.338 millones de euros, un 39% superior al del mismo periodo de 2009.

El resultado de explotación fue de 3.004 millones de euros y el EBITDA alcanzó 4.869 millones de euros, frente a los 3.087 millones de euros de EBITDA obtenidos en el primer semestre de 2009.

El resultado de explotación se ha visto afectado principalmente por el impacto de la subida de los precios del crudo y del gas frente al mismo periodo del año anterior, y por la recuperación del negocio de Química, así como los mejores resultados de YPF.

Los resultados del Grupo Repsol YPF durante el primer semestre de 2010 fueron los siguientes:

<i>Importes en millones de euros</i>	ENERO-JUNIO		
	2.009	2.010	% variación
Resultado de explotación.....	1.653	3.004	81,7%
Upstream.....	325	731	124,9%
GNL.....	34	11	(67,6%)
Downstream.....	635	928	46,1%
YPF.....	452	831	83,8%
Gas Natural SDG.....	334	551	65,0%
Corporación y otros.....	(127)	(48)	62,2%
Resultado financiero.....	17	(467)	-
Resultado antes de impuestos y participadas	1.670	2.537	51,9%
Impuesto sobre beneficios.....	(660)	(1.104)	(67,3%)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	49	42	(14,3%)
Resultado consolidado del periodo.....	1.059	1.475	39,3%
RESULTADO ATRIBUIDO A:			
Intereses minoritarios	96	137	42,7%
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	963	1.338	38,9%

Las principales variaciones en el resultado del período, comparado con el mismo período del año anterior, se exponen a continuación:

UPSTREAM

El resultado de explotación en el primer semestre de 2010 ascendió a 731 millones de euros, lo que representa un incremento del 125% frente al primer semestre de 2009.

El incremento en los resultados en el semestre se ha debido principalmente a los mayores precios de realización de crudo y gas, a lo que hay que añadir un aumento de la producción en el período.

Esta evolución favorable de la producción y los precios ha permitido aumentar el resultado de explotación a pesar de los mayores costes en exploración y de los efectos derivados de la decisión de discontinuar el proyecto Persian LNG.

La producción en el primer semestre del año 2010 (345 Kbp/d) ha sido un 4,9% superior a la del mismo período del año 2009 (329 Kbp/d) principalmente por la puesta en marcha de Shenzi, mejorando así el mix de producción.

En el primer semestre del año 2010 las inversiones en este Negocio ascendieron a 367 millones de euros. La inversión en desarrollo representó el 47% del total y se realizaron principalmente en Trinidad y Tobago (28%), Libia (14%), Bolivia (13%), Perú (11%) y Ecuador (10%). Las inversiones en exploración representaron un 44% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Brasil (88%) y Venezuela (10%).

GNL

El resultado de explotación se situó en 11 millones de euros en el primer semestre de 2010, lo que supone una disminución del 68% frente al mismo período de 2009.

Esta reducción del resultado obedece principalmente a los efectos derivados de la decisión de discontinuar el proyecto Persian LNG. Sin tener en cuenta este efecto, los resultados habrían mejorado, fundamentalmente por los mayores volúmenes en la comercialización de GNL.

Las inversiones del primer semestre en el área de GNL han alcanzado 49 millones de euros. Estas inversiones se han dedicado fundamentalmente a la construcción del tercer tanque de la terminal de Canaport, que ha entrado en operación en el segundo trimestre.

DOWNSTREAM

El resultado de explotación en el primer semestre de 2010 fue de 928 millones de euros, frente a los 635 millones de euros del mismo período de 2009.

La mejora del resultado se explica fundamentalmente por el efecto patrimonial (aumento en el valor de los inventarios de la Compañía) y por la mejora del negocio químico, debido a la recuperación de volúmenes y márgenes. Adicionalmente, se mantiene el buen comportamiento del negocio de Marketing, con sólidos márgenes y mejora en el mix de ventas hacia productos de mayor margen.

Por el contrario, el negocio de refino se ha mantenido en un entorno de bajos márgenes internacionales (que han llevado a una reducción de los volúmenes destilados) y el negocio de GLP ha sufrido una reducción de sus márgenes como consecuencia de la nueva fórmula de precio del envasado.

Las inversiones en el área de Downstream en el primer semestre de 2010 ascendieron a 732 millones de euros y se han destinado fundamentalmente a los proyectos de ampliación de Cartagena y la Unidad reductora de fuelóleo de Bilbao.

YPF

El resultado de explotación ha pasado de 452 millones de euros en el primer semestre de 2009 a 831 millones de euros en el primer semestre de 2010.

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

En el primer semestre del año, la producción de hidrocarburos ha sido de 551 Kbep/d con un descenso del 8,1% frente al mismo periodo del año anterior. El descenso ha sido del 12,4% en gas y 4,3% en líquidos. El menor descenso experimentado en la producción de crudo es consecuencia del mayor esfuerzo inversor realizado como respuesta al programa Petróleo Plus y al aumento de precios.

Durante el primer semestre de 2010 las inversiones alcanzaron 597 millones de euros, de los cuales 484 millones de euros se han invertido en Exploración y Producción. Un 90 % de las inversiones en E&P se destinó a proyectos de desarrollo.

GAS NATURAL FENOSA

El resultado de explotación del primer semestre del año 2010 ha sido de 551 millones de euros, frente a los 334 millones de euros del mismo periodo del año anterior.

El incremento del resultado se debe fundamentalmente a la incorporación en los resultados del negocio de Unión Fenosa desde el 30 de abril de 2009 y a las plusvalías obtenidas en el subsiguiente proceso de desinversiones.

Las inversiones acumuladas durante el semestre han sido 266 millones de euros y se han destinado fundamentalmente a las actividades de Distribución de Gas y Electricidad, tanto en España como en Latinoamérica, y a la de Generación de Electricidad en España y México.

CORPORACIÓN

Este epígrafe recoge los gastos de funcionamiento de la Corporación y las actividades no imputadas a los negocios. En 2010 se registró un resultado negativo de 48 millones de euros, frente a los 127 millones de euros de gasto neto de 2009.

La diferencia obedece principalmente a resultados no recurrentes, pues se ha obtenido una plusvalía bruta de 133 millones de euros por la venta de una participación del 5% en CLH. Tras esta operación la participación de Repsol en dicha sociedad se sitúa en el 10%.

EVOLUCIÓN ENDEUDAMIENTO Y RESULTADO FINANCIERO

La deuda financiera neta del Grupo Consolidado, al final del primer semestre 2010 fue de 10.671 millones de euros, frente a 10.928 millones de euros al cierre de 2009, lo que supone una reducción en el periodo de 257 millones de euros.

La variación en la deuda neta ocurrida en el primer semestre de 2010, así como las causas que lo originaron son las siguientes:

Evolución de la deuda neta	<i>Millones de euros</i>
	2010
Deuda neta a 31.12.2009	10.928
EBITDA	(4.869)
Variación del fondo de maniobra comercial	1.010
Inversiones (1)	2.031
Desinversiones (1)	(776)
Dividendos pagados	181
Efecto tipo de cambio	827
Impuestos pagados	782
Intereses y otros movimientos	557
Deuda neta a 30.06.2010	10.671

(1) Adicionalmente en el periodo enero-junio 2010 existen inversiones de carácter financiero por importe de 7 millones de euros y desinversiones de carácter financiero por importe de 48 millones de euros, no reflejadas en esta tabla.

Es de destacar que el EBITDA generado en el periodo, unido a las desinversiones, ha permitido cubrir las inversiones, la variación negativa del fondo de maniobra, el pago de impuestos, dividendos e intereses y el efecto del tipo cambio, motivado por la depreciación del euro frente al dólar.

Adicionalmente, cabe destacar en este semestre:

- Las importantes desinversiones realizadas por Gas Natural Fenosa a las que se añade la venta de la participación en CLH.
- El incremento del fondo de maniobra, particularmente elevado este semestre como resultado de la subida del precio del crudo.
- La fuerte apreciación del dólar en el periodo ha impactado negativamente en la evolución de la deuda neta, si bien el ratio de deuda sobre capital empleado no se ha visto afectado al estar gran parte de los activos operativos nominados en dólar, beneficiándose de la apreciación de esta moneda al igual que los flujos operativos de los negocios.

El ratio de la deuda neta sobre capital empleado al final del primer semestre 2010 para el Grupo Consolidado se situó en un 27,7%. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se sitúa en el 37,6%.

A 30 de junio de 2010 la deuda financiera neta de Repsol YPF excluyendo Gas Natural Fenosa se situó en 4.996 millones de euros, sin cambios significativos respecto al cierre de 2009.

El ratio de deuda neta sobre capital empleado a 30 de junio de 2010 para el Grupo Consolidado ex Gas Natural Fenosa se ha situado en el 15,6%. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se sitúa en el 26,9%.

El resultado financiero neto acumulado al final del primer semestre de 2010 para el Grupo Consolidado ha sido negativo por 467 millones de euros, lo que representa una variación negativa de 484 millones de euros respecto al mismo periodo del ejercicio anterior.

Resultado financiero	<i>Millones de euros</i>	
	Acumulado Junio 2009	Acumulado Junio 2010
Intereses netos (incluye preferentes)	(278)	(331)
Resultado de posiciones	359	10
Actualización provisiones	(83)	(86)
Intercalarios	62	69
Otros gastos financieros	(43)	(129)
Total	17	(467)

Conviene destacar los siguientes aspectos:

- **Intereses netos:** Incremento del gasto debido principalmente al Grupo Gas Natural Fenosa, como consecuencia del incremento de la deuda por la adquisición de Unión Fenosa y de la incorporación de la deuda de ésta desde abril 2009.
- **Resultado de posiciones:** Disminuye respecto al mismo periodo del año anterior. En el resultado del primer semestre de 2009 tuvo un impacto muy significativo: (i) la depreciación del peso argentino frente al dólar (la moneda funcional de YPF es el dólar y la posición financiera neta es acreedora), y (ii) la depreciación del dólar frente al euro, afectando al valor de las posiciones pasivas en dólares de cobertura del resultado operativo.

En el primer semestre 2010 el dólar se ha apreciado fuertemente frente al euro con un impacto positivo que se refleja en el resultado de explotación de los negocios. En el resultado financiero se refleja el resultado por posiciones que tiene su origen fundamentalmente en la depreciación del peso argentino frente al dólar, compensado parcialmente por la evolución de otras monedas y por el gasto financiero de derivados de cobertura de corto plazo.

- **Otros gastos financieros:** El aumento del gasto financiero se explica, fundamentalmente, por el leasing financiero de los gasoductos para transporte de gas natural comercializado en

USA y Canadá, así como por los gastos derivados de la cancelación anticipada por parte de Gas Natural de la deuda tomada para la compra de Unión Fenosa.

IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS

El gasto por impuesto sobre beneficios se calcula en función del tipo impositivo estimado para la totalidad del año 2010.

El tipo impositivo efectivo para el primer semestre de 2010 se ha estimado en un 43,5%, que resulta superior al estimado para el mismo período del año anterior (39,5 %). El aumento obedece, fundamentalmente, al incremento de los resultados del negocio de Upstream (gravados a tipos más elevados) y a la evolución de los tipos de cambio del bolívar venezolano y del peso argentino frente al dólar, que afecta a la valoración de los activos y pasivos por impuesto diferido.

2. ÁREAS CORPORATIVAS

Personas y Organización

A finales de junio de 2010, la plantilla total de Repsol YPF ascendía a 42.464 empleados, distribuidos en más de 30 países, concentrándose principalmente en España y en Argentina, que representan el 86 % del total. Desde el punto de vista del empleo, destaca asimismo la presencia en países como Portugal, Brasil, Perú, Ecuador, Trinidad y Tobago, Chile, Bolivia, entre otros.

Por áreas de negocio, el 5,87 % de los empleados se concentra en el área de Upstream, el 0,50% en GNL, el 44,29 % en Downstream, un 29,21 % en YPF, el 12,54 % en Gas Natural SDG y el 7,59% en Centro Corporativo.

Medio Ambiente

La atención al medio ambiente constituye un aspecto central de la gestión de las actividades en Repsol. Los aspectos de medio ambiente son considerados en todas las fases del ciclo de actividad de la compañía.

Repsol tiene implementado un Sistema de Gestión de Seguridad y Medio Ambiente (SGSMA) de aplicación en todas las actividades de la compañía, procedimientos y guías técnicas, que están en continua actualización para su adaptación a las mejores prácticas del sector. Bajo el SGSMA, un número creciente de centros operativos de la compañía están certificados según la norma ISO 14.001.

Durante el primer semestre de 2010, se han llevado a cabo inversiones ambientales destinadas a la optimización en el consumo de agua y a la reducción de la carga contaminante de los vertidos, a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, a la minimización de las emisiones al aire, al aumento de la eficiencia energética y a la mejora en los sistemas de prevención de derrames, aplicando las mejores tecnologías disponibles y la innovación tecnológica. Asimismo, cabe destacar el esfuerzo realizado para la identificación, evaluación y corrección de las posibles situaciones de contaminación ocurridas en el pasado.

3. FACTORES DE RIESGO

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

Los riesgos a los que se enfrenta el grupo para el semestre restante del ejercicio 2010 son sustancialmente los mismos que se detallan en el informe de gestión que acompaña a las cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2009. Por tal motivo esta información debe ser leída de manera conjunta con la descripción de los factores de riesgo que se incluyen en el Informe de Gestión Consolidado correspondiente al ejercicio 2009, así como en la Nota 18 – Gestión de riesgos financieros y del capital – de las cuentas anuales consolidadas correspondientes a ese mismo ejercicio. No obstante, de forma sumaria se relacionan a continuación:

FACTORES DE RIESGO RELATIVOS A LAS OPERACIONES

Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo de referencia y de la demanda de crudo debido a factores ajenos al control de Repsol YPF.

En los últimos 10 años el precio del crudo ha experimentado enormes variaciones, además de estar sujeto a las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, ajenas al control de Repsol YPF. La reducción de los precios del crudo afecta negativamente a la rentabilidad de la actividad de Repsol YPF, a la valoración de sus activos y a sus planes de inversión. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol YPF de reponer sus reservas de crudo.

Sujeción de la actividad de Repsol YPF en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado.

El precio del gas natural suele diferir entre los países en los que opera Repsol YPF, además de poder ser inferior al precio imperante en otras regiones del mundo.

Por otra parte, Repsol YPF ha suscrito contratos a largo plazo, para la compra y el suministro de gas natural en distintos lugares del mundo, que entrañan diversos riesgos, (i) que los precios fijados sean superiores a los de venta que se podrían obtener en otros mercados, (ii) que las contrapartes incumplan, en cuyo caso, sería necesario abastecerse de otras fuentes de gas natural que podrían tener precios superiores a los acordados en esos contratos, y (iii) que no haya reservas suficientes en los países a cuyas reservas probadas están vinculados algunos contratos, lo que implicaría que Repsol YPF no sería capaz de cumplir sus obligaciones contractuales, algunas de las cuales prevén sanciones por incumplimiento.

Presencia significativa de Repsol YPF en Argentina

A 31 de diciembre de 2009 y 30 de junio de 2010 aproximadamente el 20% y 21% de los activos de Repsol YPF, respectivamente, estaban ubicados en Argentina, tratándose fundamentalmente de actividades de exploración y producción.

En particular, merece la pena destacar los siguientes riesgos económicos a los que Repsol YPF se enfrenta como consecuencia de sus operaciones en dicho país: (i) limitaciones a su capacidad de trasladar los incrementos en los precios internacionales del crudo y de otros combustibles, y de las fluctuaciones del tipo de cambio a los precios locales, así como de aumentar los precios locales del gas natural (en concreto en el caso de los clientes residenciales); (ii) restricciones al volumen de las exportaciones de hidrocarburos, debidas principalmente al requerimiento de satisfacer la demanda interna, y (iii) una mayor devaluación del peso frente a otras divisas, que podría afectar de manera adversa a la situación financiera y a los resultados de las operaciones de las empresas argentinas.

Riesgos operativos inherentes al sector del gas y del petróleo, y dependencia de Repsol YPF de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas.

Las actividades de exploración y producción de gas y petróleo están sujetas a riesgos relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas. Las operaciones de Repsol YPF pueden verse interrumpidas, retrasadas o canceladas como consecuencia de las condiciones climáticas, de dificultades técnicas, de fugas o derrames de hidrocarburos, de retrasos en las entregas de los equipos o del cumplimiento de requerimientos administrativos. De materializarse dichos riesgos, el Grupo podría sufrir pérdidas sustanciales, la interrupción de sus operaciones y el daño a su reputación. Además, estas actividades están sujetas a determinadas obligaciones de pago de impuestos y regalías, que, por norma general, son bastante elevados si se compara con los impuestos de otros negocios.

Por otra parte, Repsol YPF depende de la reposición de las reservas de crudo y gas ya agotadas con otras nuevas probadas de una forma rentable que permita que su posterior producción sea viable en términos económicos.

Regulación de las actividades de Repsol YPF

La industria del petróleo está sujeta a una regulación e intervención estatales exhaustivas en materias como la adjudicación de permisos de exploración y producción, la imposición de obligaciones contractuales concretas a la perforación y exploración, las restricciones a la producción, el control de los precios, la desinversión de activos, los controles de tipo de cambio sobre el desarrollo y la nacionalización, expropiación o anulación de los derechos contractuales.

Sujeción de Repsol YPF a reglamentos y riesgos medioambientales exhaustivos

Repsol YPF está sujeta a un gran número de normativas y reglamentos medioambientales prácticamente en todos los países donde opera y que regulan, entre otras, las normas de calidad medioambiental de sus productos, las emisiones al aire y el cambio climático, los vertidos al agua, la remediación del suelo y la contaminación de las aguas superficiales y subterráneas, así como la generación, el almacenamiento, el transporte, el tratamiento y la eliminación final de los residuos.

En particular, debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado o están considerando la adopción de nuevas exigencias reglamentarias para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Estos requisitos podrían hacer nuestros productos más caros, así como modificar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes de energía con emisiones de carbono más bajas, como las energías renovables. Además, el cumplimiento de las normas de gases de efecto invernadero también puede obligarnos a mejorar nuestras instalaciones, a supervisar o confiscar las emisiones o tomar otras acciones que puedan aumentar nuestros costos.

Localización de las reservas de Repsol YPF

Parte de las reservas de hidrocarburos de Repsol YPF se hallan en países fuera de la Unión Europea y de Estados Unidos, algunos de los cuales presentan inestabilidades políticas o económicas.

Estimaciones de reservas de petróleo y gas de Repsol YPF

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

recuperar en las actuales condiciones económicas y operativas. La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, muchas de las cuales escapan al control de Repsol YPF y pueden perder validez con el tiempo.

Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica

La industria petroquímica está sujeta a grandes fluctuaciones tanto de la oferta como de la demanda que reflejan la naturaleza cíclica del mercado petroquímico a nivel regional e internacional, a una exhaustiva regulación estatal y a intervención en materias tales como la seguridad y los controles medioambientales.

RIESGOS FINANCIEROS

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

Riesgo de liquidez

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

Riesgo de crédito

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible principalmente a las deudas comerciales por operaciones de tráfico que se miden y controlan por cliente o tercero individual.

Riesgos de mercado

- ***Riesgo de fluctuación de tipo de cambio:*** Repsol YPF está expuesta a un riesgo de tipo de cambio porque los ingresos y flujos de efectivo procedentes de las ventas de crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares o se hallan bajo la influencia del tipo de cambio de dicha moneda. Asimismo, los resultados de las operaciones están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas de los países en los que Repsol YPF tiene actividad. Repsol YPF también está expuesta a riesgo de tipo de cambio en relación con el valor de sus activos e inversiones financieras.
- ***Riesgo de precio de commodities:*** Como consecuencia del desarrollo de operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo Repsol YPF están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, del gas natural y de sus productos derivados.
- ***Riesgo de tipo de interés:*** El valor de mercado de la financiación neta y los intereses netos del Grupo podrían verse afectados como consecuencia de variaciones en los tipos de interés.

4. **HECHOS DESTACADOS**

En este periodo se han producido una serie de hechos que merece la pena destacar:

Upstream

El 17 de enero del 2010, Repsol firmó el contrato para explorar un nuevo bloque en Argelia. Repsol firmó con Sonatrach y la Agencia Nacional de Valoración de Recursos de Hidrocarburos argelina (ALNAFT), el contrato para la exploración y explotación del bloque Sud-Est Illizi, situado en el sudeste de Argelia. El consorcio está formado por Repsol (compañía operadora 52,5%), la italiana Enel, (27,5%), y la franco-belga GdF-Suez (20%). Este acuerdo refuerza la posición de Repsol en Argelia como recoge el Plan Estratégico 2008-2012.

El 21 de enero del 2010, Repsol obtuvo dos licencias exploratorias en Noruega. El potencial de hidrocarburos que se estima descubrir en el país lo convierten en una zona estratégica, tanto para Repsol, como para la industria. Repsol es el operador de la licencia PL-541, situada en el sector noruego del Mar del Norte. La compañía participa con un 50%, junto con la italiana Edison (35%) y la noruega Skagen (15%). En la segunda licencia, PL 557, localizada en el Mar de Noruega, Repsol participa con un 40%, la austriaca OMV (50% y operador) y la noruega Skagen (10%).

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

En febrero de 2010 se firmó con las autoridades venezolanas la incorporación del área productiva Barúa-Motatán como activo a ser operado por la empresa mixta Petroquiriquire, S.A., en la que Repsol participa con el 40%. Barúa-Motatán está situada en la cuenca del Lago de Maracaibo y la producción procedente de este activo se incorporó a Petroquiriquire con fecha efectiva 10 de febrero de 2010.

El 17 de marzo de 2010 Repsol obtuvo la adjudicación de 16 nuevos bloques exploratorios en la "Lease Sale" 213 en el Golfo de México estadounidense que se añaden al importante portafolio de proyectos exploratorios que la compañía posee en esta área de aguas profundas.

El día 28 de marzo, se reunieron en la ciudad boliviana de Sucre el presidente de Bolivia, Evo Morales y la presidenta argentina, Cristina Fernández, asistiendo también el presidente de Repsol, con motivo de la firma del acuerdo de compra-venta de gas entre los dos países, por el que Repsol se convierte en el principal suministrador. Este acuerdo convierte los campos de gas Margarita-

Huacaya (operados por Repsol con un 37,5%) en el eje principal del abastecimiento de gas boliviano a Argentina y permite garantizar la rentabilidad de su desarrollo futuro.

El día 8 de abril, Repsol y Enagás firmaron un acuerdo por el cual Repsol vende a Enagás la participación del 82% que poseía en el almacenamiento de gas natural subterráneo Gaviota por un importe de 87 millones de euros, una vez obtenidas las necesarias autorizaciones administrativas y de competencia.

El día 12 de abril, en el campo Perla en aguas someras del Golfo de Venezuela, Repsol con las pruebas de producción del sondeo Perla 2X aumenta en al menos un 30% la previsión de recursos de gas que se realizó con el descubrimiento inicial del sondeo Perla 1X, en octubre de 2009. Repsol opera conjuntamente con la italiana Eni (un 50% cada uno) el consorcio descubridor del bloque Cardón IV, en el que se ubica el campo gigante Perla.

El día 12 de mayo, se firmó en Caracas la constitución de la empresa mixta PetroCarabobo S.A., encargada del desarrollo de las reservas de crudo pesado del Proyecto Carabobo, en la faja del Orinoco venezolana. El proyecto podría alcanzar una producción máxima de 400.000 barriles de petróleo/día durante 40 años, e incluye además la construcción de un mejorador de crudo pesado. El desarrollo de crudos pesados en Venezuela se complementa, además, con un acuerdo comercial por el que el sistema de refino de Repsol en España procesará 165.000 barriles de petróleo/día. Este contrato genera una importante ventaja competitiva gracias a la experiencia de Repsol en el uso de avanzadas técnicas de alta conversión en sus refinerías.

En mayo de 2010 Repsol obtuvo en la Ronda Licitatoria 2010 de Indonesia tres bloques exploratorios (Cendrawasih II, III y IV) en el off-shore de la isla de Papua, teniendo como socio a la compañía Niko Resources Ltd. Repsol tiene un interés neto del 50% en cada uno de ellos, siendo operador en uno.

En mayo de 2010, Repsol informó formalmente a la Compañía Nacional del Petróleo Iraní (NIOC) y a Shell de su decisión de discontinuar su participación en el Proyecto Persian LNG.

El 8 de junio los socios del bloque Caipipendi (Repsol 37,5%, BG 37,5% y Pan American Energy, 25%) firmaron la decisión final de inversión de la primera fase del proyecto de desarrollo de Margarita en Bolivia.

En Junio de 2010 en Noruega se tomó un 40% de participación en la licencia PL-356 operada por DetNorske, quien mantiene un 60%. La operación que tiene como fecha efectiva el 1 de Enero del 2010 está, a junio de 2010, sujeta a la aprobación de las autoridades noruegas. La licencia está localizada en la zona meridional del Mar del Norte sector noruego.

GNL

El 10 de Junio, se inauguró la primera planta de licuefacción de gas de Sudamérica, en Pampa Melchorita (Lima, Perú). La planta, con una capacidad nominal de 4,4 millones de toneladas/año, procesará 17 millones de m³/día de gas.

El 24 de junio, Repsol realizó la primera carga de gas natural licuado (GNL) procedente de la planta de Pampa Melchorita (Perú) en el buque Barcelona Knutsen. Con este cargamento Repsol inicia la comercialización en exclusiva de toda la producción de la planta, según el contrato suscrito con Perú LNG en 2005, que tendrá una duración de 18 años desde su entrada en operación comercial.

Corporación

El 25 de marzo, Repsol, Petronor y BBK firmaron un acuerdo mediante el cual BBK adquiere un paquete accionario de un 5% de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH), que Repsol poseía de manera indirecta a través de Petronor. La operación se ha cerrado por un importe de 145 millones de euros, con un efecto en el resultado neto del Grupo Repsol, después de impuestos y minoritarios, de 107 millones de euros. Con esta operación Repsol reduce su participación en CLH al 10% y mantiene abierto el proceso competitivo para desinvertir otro 5% adicional en la compañía logística.

El 28 de abril, el Consejo de Administración aprobó el Horizonte 2014, que incluye las principales líneas estratégicas, objetivos de gestión y proyecciones del Grupo para los próximos cuatro años y que continúa la línea de crecimiento iniciada en el Plan Estratégico 2008-2012.

El 30 de abril, la Junta General de Accionistas de la compañía, acordó la distribución de un dividendo bruto total correspondiente al ejercicio 2009 de 0,85 euros por acción. El importe total destinado al pago del dividendo correspondiente al ejercicio 2009 asciende a 1.038 millones de euros.