

**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 2011

ÍNDICE

INFORMACIÓN GENERAL Y ECONÓMICO-FINANCIERA	3
RESULTADOS	3
UPSTREAM	4
GNL	5
DOWNSTREAM	5
YPF	5
GAS NATURAL FENOSA	6
CORPORACIÓN	6
RESULTADO FINANCIERO	7
IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS	7
SITUACIÓN FINANCIERA	8
FACTORES DE RIESGO	9
ÁREAS CORPORATIVAS	15
GESTIÓN DE PERSONAS	15
MEDIO AMBIENTE	15
HECHOS DESTACADOS	17
UPSTREAM	17
GNL	18
DOWNSTREAM	19
YPF.....	19
GAS NATURAL FENOSA.....	20
CORPORACIÓN	20

INFORMACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA

RESULTADOS

El resultado neto de Repsol YPF en el primer semestre de 2011 ascendió a 1.344 millones de euros, en línea con el registrado en el mismo periodo de 2010.

El resultado de explotación fue de 2.722 millones de euros, frente a los 3.004 millones de euros generados en el primer semestre de 2010. El EBITDA alcanzó 4.473 millones de euros, frente a los 4.869 millones de euros de EBITDA del primer semestre de 2010.

El resultado de explotación se ha visto afectado por la caída de producción en Argentina fruto de los conflictos sociales, por la suspensión de la producción en Libia desde el 5 de marzo de 2011 y por los menores márgenes de refino, a pesar de la mejora en los precios del crudo y del gas, los mejores resultados en la división de GNL y la recuperación del negocio químico.

Los resultados del Grupo Repsol YPF durante el primer semestre de 2011 y 2010 fueron los siguientes:

Importes en millones de euros

	ENERO-JUNIO		
	2011	2010	% variación
Resultado de explotación	2.722	3.004	(9,4)
Upstream	806	731	10,3
GNL	168	11	-
Downstream	756	928	(18,5)
YPF	601	831	(27,7)
Gas Natural Fenosa	512	551	(7,1)
Corporación y ajustes	(121)	(48)	(152,1)
Resultado financiero	(352)	(467)	24,6
Resultado antes de impuestos y participadas	2.370	2.537	(6,6)
Impuesto sobre beneficios	(912)	(1.104)	17,4
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	36	42	(14,3)
Resultado consolidado del periodo	1.494	1.475	1,3
RESULTADO ATRIBUIDO A:			
Intereses minoritarios	150	137	9,5
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	1.344	1.338	0,4

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 2011 ascendió a 806 millones de euros, lo que representa un incremento del 10,3% frente al primer semestre de 2010.

Libia se encuentra inmersa en una situación de conflicto bélico. Como consecuencia de ello, desde el 5 de marzo de 2011 la producción se encuentra suspendida, circunstancia que ha tenido un impacto negativo en los resultados del Grupo Repsol YPF del semestre.

A pesar de la situación descrita en el párrafo precedente, los resultados del segmento Upstream se han incrementado en el primer semestre de 2011 respecto al mismo periodo de 2010 debido principalmente a los mayores precios de realización de crudo y gas, que han compensado el menor volumen de producción (fundamentalmente en Libia y en Estados Unidos) y el efecto de la depreciación del tipo de cambio del dólar. Por otro lado, el resultado del primer semestre de 2010 incluía los efectos derivados de discontinuar el proyecto Persian LNG.

La producción en el primer semestre del año 2011 (310 miles de barriles equivalentes de petróleo por día, Kbp/d) ha sido un 10,1% inferior a la del mismo período del año 2010 (345 Kbp/d) principalmente por la suspensión de las operaciones en Libia y por la menor producción de Shenzi, debido a los efectos de la moratoria impuesta en 2010 a la perforación en el Golfo de México estadounidense, compensadas parcialmente con la puesta en marcha de Perú LNG en junio de 2010.

En el primer semestre del año 2011 las inversiones en este Negocio ascendieron a 790 millones de euros. La inversión en desarrollo representó el 47% del total y se realizaron principalmente en Estados Unidos (24%), Bolivia (16%), Venezuela (14%), Trinidad y Tobago (11%), Perú (10%) y Brasil (10%). Las inversiones en exploración representaron un 45% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Estados Unidos (64%) y Brasil (19%).

GNL

El resultado de explotación se situó en 168 millones de euros en el primer semestre de 2011, muy superior a los 11 millones de euros registrados en el mismo período de 2010.

Este aumento se explica fundamentalmente por los mayores volúmenes (al estar operativa la planta de Peru LNG desde junio de 2010) y márgenes de comercialización de GNL, así como por los mayores volúmenes de comercialización en el proyecto de Canaport LNG. Adicionalmente el resultado del primer semestre de 2010 incluía los efectos derivados de discontinuar el proyecto Persian LNG.

Las inversiones del primer semestre en el área de GNL han ascendido a 7 millones de euros. En 2010 las inversiones, que correspondían fundamentalmente a la construcción del tercer tanque de la terminal de Canaport, alcanzaron los 49 millones de euros.

DOWNSTREAM

El resultado de explotación en el primer semestre de 2011 fue de 756 millones de euros, frente a los 928 millones de euros del mismo período de 2010.

La disminución del resultado se explica fundamentalmente por la debilidad del margen de refino y los menores volúmenes en los negocios comerciales, a pesar de la recuperación del negocio químico.

Las inversiones en el área de Downstream en el primer semestre de 2011 ascendieron a 652 millones de euros y se han destinado fundamentalmente a los proyectos de ampliación y conversión de Cartagena y la unidad reductora de fuelóleo de Bilbao.

YPF

El resultado de explotación ha ascendido a 601 millones de euros en el primer semestre de 2011, frente a los 831 millones de euros del primer semestre de 2010.

La disminución es consecuencia principalmente del efecto de los conflictos sociales sobre la producción de crudo y del efecto inflacionario de los costes. Los mayores ingresos procedentes del aumento de precios de los combustibles en las estaciones de servicio y

de la venta de productos ligados a cotización internacional en el mercado interno no han podido compensar los efectos negativos anteriormente descritos.

En el primer semestre del año, la producción de hidrocarburos ha sido de 485 Kbp/d con un descenso del 12,1% frente al mismo periodo del año anterior. El descenso ha sido del 10,5% en gas y 13,3% en líquidos. El mayor descenso experimentado en la producción de crudo es consecuencia del impacto de los conflictos sociales sobre la producción de éstos.

Durante el primer semestre de 2011 las inversiones alcanzaron 741 millones de euros, de los cuales 582 millones de euros se han invertido en Exploración y Producción. Un 72 % de las inversiones en E&P se destinó a proyectos de desarrollo.

GAS NATURAL FENOSA

El resultado de explotación del primer semestre del año 2011 ha sido de 512 millones de euros, frente a los 551 millones de euros del mismo periodo del año anterior.

En ambos ejercicios el resultado incluye plusvalías obtenidas en el proceso de desinversión subsiguiente a la adquisición de Unión Fenosa. Sin tener en cuenta estos efectos, el resultado de explotación es similar en ambos ejercicios debido a que el mejor resultado en distribución de electricidad en España y los mayores márgenes de comercialización mayorista de gas, se compensan con un menor resultado de la electricidad en España y de la distribución de electricidad en Latinoamérica.

Las inversiones acumuladas durante el semestre han sido 406 millones de euros. La inversión material se ha destinado fundamentalmente a las actividades de distribución de gas y electricidad, tanto en España como en Latinoamérica. Además esta cifra incluye importes en el capítulo de inversiones financieras.

CORPORACIÓN

Este epígrafe recoge los gastos de funcionamiento de la Corporación y las actividades no imputadas a los negocios, así como los ajustes de consolidación intersegmento. En 2011 se registró un resultado negativo de 121 millones de euros, frente a los 48 millones de euros de gasto neto de 2010.

RESULTADO FINANCIERO

El resultado financiero neto del primer semestre de 2011 ha sido negativo por 352 millones de euros, lo que representa una disminución de gasto de 115 millones de euros respecto al mismo periodo del ejercicio anterior.

<i>Importes en millones de euros</i>	ENERO-JUNIO	
	2011	2010
Intereses netos (incluye preferentes)	(258)	(331)
Resultado de posiciones	34	10
Actualización de provisiones	(87)	(86)
Intercalarios	77	69
Otros gastos financieros	(118)	(129)
Total	(352)	(467)

Conviene destacar los siguientes aspectos:

- **Intereses netos:** El gasto se ha minorado debido principalmente a que los saldos medios de las inversiones mantenidas a tipo variable son muy superiores en 2011 que los del mismo periodo de 2010 y tienen una mayor remuneración. Adicionalmente, el 8 de febrero de 2011 se amortizaron anticipadamente las Participaciones Preferentes serie A por 725 millones de dólares, que estaban emitidas al 7,45% de interés, tipo que está por encima del coste medio de deuda del Grupo.
- **Resultado de posiciones:** Mayor ingreso financiero de 24 millones de euros respecto al mismo periodo del año anterior, principalmente por el mantenimiento de posiciones pasivas en pesos argentinos, unido a la depreciación de esta moneda frente al dólar.

IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS

El gasto por impuesto sobre beneficios se calcula en función del tipo impositivo estimado para la totalidad del año 2011, de forma que el gasto por impuesto del

período intermedio será el resultado de aplicar el tipo impositivo efectivo medio anual estimado al resultado antes de impuestos del período intermedio.

El tipo impositivo efectivo para el primer semestre de 2011 se ha estimado en un 38,5%, que resulta inferior al estimado para el mismo período del año anterior (43,5%). La notable caída del resultado en Libia, gravado a tipos elevados, es el principal motivo de la reducción del tipo impositivo efectivo del Grupo.

SITUACIÓN FINANCIERA

La deuda financiera neta del Grupo Consolidado, al final del primer semestre 2011 fue de 6.900 millones de euros, frente a 7.224 millones de euros al cierre de 2010, lo que supone una reducción en el periodo de 324 millones de euros.

El ratio de la deuda neta sobre capital empleado al final del primer semestre 2011 para el grupo consolidado se situó en un 18,4%, reduciéndose desde el 19,5% a cierre de 2010. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se sitúa en el 26,9%.

La variación en la deuda neta para el Grupo Consolidado ocurrida en el primer semestre de 2011, así como las causas que la originaron son las siguientes:

Importes en millones de euros

Deuda neta a 31.12.2010	7.224
EBITDA	(4.473)
Variación del fondo de maniobra comercial	1.313
Inversiones ⁽¹⁾	2.503
Desinversiones ⁽¹⁾	(2.850)
Dividendos pagados	818
Efecto tipo de cambio	234
Impuestos pagados	961
Intereses y otros movimientos	1.170
Deuda neta a 30.06.2011	6.900

- (1) En el periodo enero-junio 2011 existen inversiones de carácter financiero por importe de 158 millones de euros y desinversiones de carácter financiero por importe de 15 millones de euros, no reflejadas en esta tabla. Adicionalmente, la tabla anterior incluye en el epígrafe *Desinversiones* el préstamo concedido al Grupo Petersen que asciende a 626 millones de dólares, (439 millones de euros) por el 48% del importe del ejercicio de la opción de compra del 10% de participación en YPF.

El EBITDA generado en el periodo, unido a las desinversiones realizadas, ha permitido cubrir el desembolso de inversiones, fondo de maniobra comercial, impuestos, intereses y dividendos del periodo.

En el epígrafe desinversiones, cabe destacar en este semestre:

- Diversas ventas de acciones de YPF hasta totalizar 86.025.262 acciones, (correspondientes a un 21,87% de participación en dicha sociedad), destacando el ejercicio de la opción de compra de un 10% por el Grupo Petersen. A 30 de junio de 2011, la participación del Grupo en YPF es de un 57,94%. Estas operaciones están descritas en detalle en el apartado *Hechos Destacados* de este informe de gestión.
- Las importantes desinversiones realizadas por Gas Natural Fenosa.

A 30 de junio de 2011 la deuda financiera neta de Repsol YPF excluyendo Gas Natural Fenosa se situó en 1.999 millones de euros, 302 millones de euros superior al cierre de 2010. Considerando las acciones preferentes, la deuda financiera neta se reduce en 262 millones de euros respecto al cierre de 2010.

El ratio de deuda neta sobre capital empleado a 30 de junio de 2011 para el Grupo Consolidado ex Gas Natural Fenosa se ha situado en el 6,2%. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se sitúa en el 15,6%.

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 2011 son sustancialmente los mismos que se detallan en el informe de gestión que acompaña a las cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2010. 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 2010, así como en la Nota 20 – 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:

RIESGOS RELATIVOS A LAS OPERACIONES

Incertidumbre en el contexto económico.

El ritmo de recuperación de la reciente crisis económico-financiera global está todavía sujeto a riesgos y a incertidumbres. El crecimiento de la economía mundial está siendo desigual y más moderado de lo anticipado a finales de 2010. El incremento de la deuda pública podría conducir a cambios fiscales y del marco regulatorio de la industria del petróleo y del gas. Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos con terceros con los que Repsol YPF realiza o podría realizar negocios.

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.

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. Por norma general, los titulares de las licencias están sujetos al pago de regalías e impuestos sobre la producción y los beneficios, que pueden ser elevados si se comparan con los tributos de otros negocios.

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. Estas normativas regulan, entre otras cuestiones, las relativas a las operaciones del Grupo en: calidad medioambiental de sus productos, emisiones al aire y cambio climático, eficiencia

energética, vertidos al agua, remediación del suelo y aguas subterráneas, así como generación, almacenamiento, transporte, tratamiento y eliminación final de los residuos.

En particular, debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado o están considerando la adopción de nuevas exigencias normativas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como la fijación de impuestos sobre las emisiones de carbono, el aumento de los estándares de eficiencia o la adopción de sistemas de comercio de emisiones. Estos requisitos podrían encarecer los productos de Repsol YPF, así como modificar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes de energía con emisiones de carbono más bajas, como las energías renovables. Además, el cumplimiento de la normativa de gases de efecto invernadero también puede obligar a la compañía a realizar mejoras en sus instalaciones, a monitorear o capturar dichas emisiones o tomar otras acciones que puedan aumentar los costes.

Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos, y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas.

Las actividades de exploración y producción de gas y petróleo están sujetas a riesgos 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.

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.

Localización de las reservas de Repsol YPF

Parte de las reservas de hidrocarburos de Repsol YPF se hallan en países que presentan o pueden presentar inestabilidad política o económica.

Libia se encuentra inmersa en una situación de conflicto bélico. Como consecuencia de ello, desde el 5 de marzo de 2011 la producción del Grupo en Libia se encuentra suspendida. A 30 de junio de 2011 el 0,8% del total activo consolidado de Repsol YPF está localizado en Libia y corresponde en su mayoría a actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Asimismo, el 4,5% de la producción de hidrocarburos

total anual del grupo en el ejercicio 2010 se generó en Libia.

Estimaciones de reservas de petróleo y gas de Repsol YPF

Para el cálculo de las reservas probadas de petróleo y gas, Repsol YPF utiliza las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas de la *Securities and Exchange Commission (SEC)*. Las reservas probadas se estiman en función de datos geológicos y de ingeniería que permiten determinar con certeza razonable si el crudo o el gas natural localizados en yacimientos conocidos se pueden recuperar en las actuales condiciones económicas y operativas. La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, algunos de los cuales están fuera del control de la compañía.

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.

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.

Presencia significativa de Repsol YPF en Argentina

A 31 de diciembre de 2010 y 30 de junio de 2011 aproximadamente el 19% y 18% de los activos de Repsol YPF, respectivamente, estaban ubicados en Argentina, tratándose fundamentalmente de actividades de exploración y producción. Estos activos corresponden fundamentalmente a YPF, S.A. y filiales. A 30 de junio de 2011 la participación del grupo en dicha sociedad asciende al 57,94%.

La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol YPF está sujeta podría no ser suficiente.

La compañía mantiene una cobertura de seguros que le cubre ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas, en línea con las prácticas de la industria. La cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las responsabilidades incurridas, y además contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos. Por otro lado, la compañía podría no ser capaz de mantener un seguro adecuado con costes o condiciones que considere razonables o aceptables o podría no ser capaz de obtener un seguro contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si la compañía sufre un incidente contra el que no está asegurada, o cuyo coste excede materialmente de su cobertura, éste podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones.

RIESGOS FINANCIEROS

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

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

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.

ÁREAS CORPORATIVAS

GESTIÓN DE PERSONAS

A finales de junio de 2010, la plantilla total de Repsol YPF ascendía a 45.491 empleados, distribuidos en más de 30 países, concentrándose principalmente en España y en Argentina, que representan el 82 % 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 6,14 % de los empleados se concentra en el área de Upstream, el 0,44 % en GNL, el 44,00 % en Downstream, un 30,98 % en YPF, el 11,26 % en Gas Natural SDG y el 7,18 % en Centro Corporativo.

Durante los seis primeros meses del año, Repsol ha seguido mostrando su compromiso con las personas con discapacidad. En este sentido, cabe destacar los dos premios recibidos en este periodo: el Ability Award a la “Mejor gran empresa privada”, en reconocimiento a la aportación global y significativa de Repsol en el desarrollo e inclusión laboral de personas con discapacidad, y el premio Discapnet de la Fundación Once, por la labor realizada para la integración de este colectivo. Asimismo, Repsol inició en febrero de 2011 la segunda fase de su proyecto con el fin de alcanzar a finales de año la cifra de 500 estaciones de servicio accesibles para todos.

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 con el propósito de prevenir daños en las personas y en los bienes y minimizar el impacto sobre el entorno.

La base de la gestión de seguridad y medio ambiente en Repsol es el sistema de gestión, constituido por un extenso cuerpo de normas, procedimientos, guías técnicas y herramientas de gestión que son de aplicación en todas las actividades de la compañía y que están en continua actualización para su adaptación a las mejores prácticas del sector. Se ha impulsado la certificación ISO 14001 en las instalaciones como manera de promover la mejora continua y obtener una validación externa de los sistemas de gestión. Actualmente, están certificadas todas las refinerías, plantas químicas, e instalaciones de

lubricantes y especialidades, prácticamente todos los centros de exploración y producción y un número creciente de instalaciones de otras actividades.

Durante el primer semestre de 2011 se han llevado a cabo inversiones ambientales destinadas a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, a la minimización de las emisiones al aire, al aumento de la eficiencia energética, a la optimización en el consumo de agua, a la reducción de la carga contaminante de los vertidos y a la mejora en los sistemas de prevención de derrames aplicando las mejores prácticas disponibles y la innovación tecnológica. Asimismo, cabe destacar el esfuerzo realizado para la identificación, evaluación y corrección de las posibles situaciones de contaminación ocurridas en el pasado.

HECHOS DESTACADOS

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

UPSTREAM

El 7 de enero, el gobierno indonesio aprobó el farm-in para la adquisición por parte de Repsol de un 45% de los bloques East Bula y Seram a la compañía canadiense Niko Resources. Tras esta adquisición, la participación en estos bloques, situados al este de la isla de Seram, en el “offshore” de Indonesia, está formada por Niko (55% y operador) y Repsol (45%).

El 24 de enero, Sonangol anunció los resultados de la primera Ronda Exploratoria desde 2007. Se han adjudicado 3 bloques a Repsol en el Bidding Round: bloque 22 (bloque en el que es operador con un 30%), bloque 35 (Repsol con un 25%) y el bloque 37 (Repsol con un 20%).

El 26 de enero, Repsol Sinopec y sus socios, la compañía brasileña Petrobras y la británica BG Group, anunciaron el resultado positivo del sondeo de evaluación Carioca Nordeste que encontró petróleo de buena calidad en aguas ultra profundas de la Cuenca de Santos, en el presal brasileño. El nuevo pozo se encuentra en el área de evaluación del pozo Carioca, bajo una lámina de agua de 2.151 metros. Los análisis iniciales demostraron la existencia de un reservorio de 200 metros, con petróleo de alta calidad, de 26° API

Repsol anunció en el mes de enero la firma de un acuerdo con la compañía colombiana Ecopetrol (ECP) y la brasileña Petrobras para la obtención de un 30% de participación en el bloque exploratorio offshore Tayrona, ubicado en las aguas del Caribe colombiano, cercano a la Península de La Guajira. Los otros socios son Ecopetrol que tiene otro 30% y Petrobras, que continuará siendo la compañía operadora, con el 40% restante.

El 7 de marzo Repsol YPF S.A. anunció que, a través de su filial Repsol E&P USA Inc., se cerraba un acuerdo con las compañías “70 & 148, LLC” y GMT Exploration, LLC para la exploración conjunta de los bloques que estas dos últimas compañías tienen en el prolífico “North Slope” de Alaska. La participación de Repsol en estos bloques será del 70%. Se trata de un conjunto de bloques ubicados en las cercanías de grandes campos en producción, que ocupan cerca de 2.000 kilómetros cuadrados (km2) en los cuales Repsol se compromete a realizar en un principio las inversiones necesarias para explorar y comprobar la viabilidad económica de los recursos que

estos bloques contengan. La exposición mínima estimada de esta inversión para Repsol, incluyendo las cantidades a abonar a sus socios y el coste de la exploración a realizar en varios ejercicios, asciende a 768 millones de dólares.

El 15 de marzo el BOEMRE (Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement) autorizó continuar con la perforación del sondeo SB-201, pozo de desarrollo en el campo Shenzi (BHP 44% y operador, Repsol 28% y Hess 28%) localizado en el Golfo de México estadounidense.

En abril se materializó el acuerdo con Ecopetrol (ECP) para la entrada de Repsol con un 50% de participación en los bloques Offshore RC-11 y RC-12 (ECP 50% operador) pendiente sólo de su ratificación oficial de las autoridades del país (ANH). La entrada de Repsol en los Bloques RC-11 & 12 completa la posición Offshore en Colombia iniciada con Los Cayos y Tayrona, aportando una gran diversidad de oportunidades de medio-alto potencial en aguas someras.

En junio Repsol y Alliance Oil Company firmaron un acuerdo de intenciones para crear una sociedad conjunta que sirva de plataforma de crecimiento para ambas compañías en la Federación Rusa, el mayor productor de gas y petróleo del mundo. Este acuerdo pretende combinar el conocimiento y el acceso privilegiado a oportunidades de exploración y producción que Alliance Oil posee en Rusia, con el know-how y la capacidad técnica de Repsol, creando así una alianza en exploración y producción a largo plazo. Además de la explotación de los activos que aporta Alliance Oil, el acuerdo incluye la búsqueda de oportunidades de exploración, así como el crecimiento a través de activos en producción en la Federación Rusa.

El 28 de junio Repsol Sinopec y sus socios Statoil y Petrobrás anunciaron el descubrimiento de dos niveles de petróleo de buena calidad en el pozo exploratorio 1-REPF-11^a-RJS, informalmente conocido como Gávea. El pozo, localizado a 190 kilómetros de la costa de Río de Janeiro, ha sido perforado con el buque de perforación de última generación Stena Drillmax I, bajo una lámina de agua de 2.708 metros, llegando a una profundidad final de 6.851 metros.

GNL

El 14 de febrero, Repsol anunció que ha firmado un contrato con la compañía estatal Korea Gas Corporation (KOGAS) para el suministro de gas natural licuado al mercado asiático. El acuerdo, que entró en vigor en enero de 2011, contempla el suministro de 1,9

billones de metros cúbicos (bcm) de GNL, procedente de la planta de licuefacción asociada al proyecto Perú LNG.

El 12 de marzo se hizo pública la resolución de ENARSA sobre la licitación para el suministro de GNL a la terminal de Bahía Blanca entre mayo y octubre de 2011. Repsol ha resultado adjudicatario de 9 de las 25 cargas (135.000 m³/carga) licitadas, mientras que Gas Natural Fenosa (GNF) realizará otras 7.

DOWNSTREAM

En junio Repsol ha adquirido el 100% de la empresa británica Sea Energy Renewables, posteriormente denominada Repsol Nuevas Energías U.K., empresa de promoción y desarrollo de parques eólicos offshore con base en Escocia. Con esta compra, Repsol obtiene derechos de promoción en tres parques eólicos offshore en la costa escocesa. Adicionalmente, Repsol ha alcanzado un acuerdo con EDP Renováveis para desarrollar conjuntamente dos de estos parques, en concreto los parques Moray Firth, de 1.500 MW, y el parque Inch Cape, de 905 MW, en los que, tras esta operación, el grupo posee un 33% y un 51%, respectivamente. Además, Repsol poseerá el 25% del parque Beatrice, en el que la empresa Scottish and Southern Renewables tiene el 75% restante. Estos proyectos supondrán para Repsol los derechos para la promoción, construcción y explotación de 1.190 MW en total en la costa de Escocia, una de las áreas de mayor potencial del mundo. Los acuerdos contemplan la posibilidad de que Gas Natural Fenosa se incorpore al proyecto.

YPF

En julio se informó de la realización, a través de la Unión Transitoria de Empresas (UTE) en la cual YPF posee el 70% de participación y que conjuntamente conforma con Rovella Energía S.A. (15%) y G&P del Neuquén (15%), del pozo exploratorio Bajada de Añelo X-2 (BA X-2), cuya ubicación se encuentra en el bloque Bajada de Añelo de la cuenca Neuquina. Los resultados del mencionado pozo arrojaron una producción promedio diaria de aproximadamente 250 barriles de petróleo por día de alta calidad (48° API), en línea con los resultados obtenidos anteriormente sobre la formación mencionada en el área de Loma La Lata. De esta manera, los resultados positivos obtenidos alientan a continuar con el plan exploratorio previsto para la formación Vaca Muerta para el año 2011.

GAS NATURAL FENOSA

El 17 de junio de 2011, el Consejo de Administración de Gas Natural Fenosa aprobó la entrada de Sonatrach en el accionariado con un 3,85%. Sonatrach adquirirá una participación minoritaria por 515 millones de euros, mediante una ampliación de capital con exclusión del derecho de suscripción preferente, que se ejecutará una vez obtenida la aprobación por las autoridades argelinas.

CORPORACIÓN

El 4 de enero se anunció el acuerdo del Consejo de Administración de Repsol International Capital, Ltd. de llevar a cabo la amortización del 100% de las Participaciones Preferentes de la Serie A en los términos previstos en sus documentos de constitución (Memorandum and Articles of Association), el Folleto (Prospectus) emitido por la Compañía el 10 de octubre de 1997 y el Suplemento al Folleto (Prospectus Supplement) de octubre de 1997. La amortización de las citadas participaciones preferentes se realizó con fecha 8 de febrero de 2011.

Con fecha 22 de febrero de 2011 la compañía solicitó formalmente la exclusión de la cotización de sus American Depositary Shares (ADSs) en la bolsa de valores de Nueva York (New York Stock Exchange – NYSE) y el día 4 de marzo los ADSs de Repsol dejaron de cotizar en dicho mercado. Posteriormente, a los 90 días de la presentación realizada el 7 de marzo de 2011 del Formulario 15F en la SEC (Securities and Exchange Commission), el desregistro en la SEC de los ADSs de Repsol se hizo efectivo. Por otra parte, la Compañía mantiene su Programa de ADSs, que comenzaron a cotizar en el mercado OTCQX a partir del pasado 9 de marzo de 2011.

El 23 de febrero el Consejo de Administración de Repsol YPF acordó proponer el reparto de un dividendo complementario correspondiente al ejercicio 2010 de 0,525 euros por acción que se ha hecho efectivo a los accionistas a partir del 7 de julio de 2011. Con esta propuesta, el dividendo bruto total correspondiente a dicho ejercicio será de 1,05 euros por acción, lo que supone un aumento del 23,53% respecto al abonado con cargo a 2009. La Junta General de accionistas, celebrada el 15 de abril de 2011, ratificó esta propuesta.

El 14 de marzo Repsol acordó con Lazard Asset Management y con otros fondos la venta de un 3,83% del capital social de YPF, por un importe neto de de 632 millones de dólares (446 millones de euros). En concreto, Lazard Asset Management adquirió un 2,9% del capital de YPF, mientras otros inversores compraron un 0,93% de participación.

Repsol YPF, asimismo, ha otorgado a Lazard Asset Management una opción de venta de la parte proporcional de las acciones compradas por esta compañía que excedan del 20% del *free float* de YPF y que podrá ser ejercitada en cualquier momento hasta el 10 de octubre de 2011.

En esta misma fecha Repsol anunció una oferta pública de venta (OPV) de acciones de YPF y el 23 de marzo se anunció el precio de la misma, en la que se colocaron 26,21 millones de acciones de YPF, en la forma de American Depositary Shares (ADS). Repsol concedió a los bancos colocadores una opción por plazo de 30 días para comprar hasta 3,93 millones de ADS adicionales al mismo precio, que éstos ejercieron en su totalidad. En consecuencia, el tamaño total de la oferta de acciones, íntegramente colocada, ascendió a 30,15 millones de ADSs, y su importe neto total fue de 1.209 millones de dólares (862 millones de euros). Esta operación ha estado marcada por la elevada demanda registrada.

El 15 de abril se celebró la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol YPF, S.A., en la que se aprobaron todas las propuestas formuladas por el Consejo de Administración.

En mayo de 2011, el grupo Petersen ejerció la opción de compra a Repsol de un 10% de YPF. El importe neto de la transacción por el 10% de YPF ha ascendido a 1.302 millones de dólares (913 millones de euros). Esta venta se ha instrumentado, en parte, a través de un préstamo de Repsol a Petersen por importe de 626 millones de dólares (439 millones de euros). La estructura accionarial resultante reequilibra el peso de Repsol en Latinoamérica y consolida al Grupo Petersen como uno de los grandes grupos empresariales latinoamericanos. La alianza entre Repsol y el Grupo Petersen ha potenciado la integración de la gestión de YPF en el tejido económico, empresarial y social argentino y se ha reflejado en la buena marcha de la compañía y en el interés de la comunidad inversora internacional por formar parte del capital de la compañía argentina.

El 3 de junio en ejecución de los acuerdos adoptados por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado 15 de abril de 2011 bajo el punto 14º del Orden del Día, Repsol YPF, S.A. ha puesto en marcha del Plan de Entrega de Acciones dirigido a los beneficiarios de esquemas de retribución plurianual del Grupo Repsol YPF.

En julio Repsol vendió 1.985.823 acciones ordinarias clase "D" representativas del 0,50% del capital social y votos de YPF S.A. a un precio de 177 pesos por acción de acuerdo a los procedimientos establecidos por la Circular N° 3338 de 17 de octubre de

1996 y normas complementarias del Mercado de Valores de Buenos Aires S.A. para operaciones de venta en bloques.