

RESULTADOS ENERO-SEPTIEMBRE 2011

COMUNICADO DE PRENSA

Madrid, 10 de noviembre de 2011

11 páginas

EL RESULTADO NETO DE REPSOL AUMENTA UN 6,4% HASTA LOS 1.901 MILLONES DE EUROS

- Repsol obtuvo un resultado de explotación de 4.102 millones de euros, cifra ligeramente superior a la registrada en los nueve primeros meses del ejercicio anterior.
- El resultado del área de Upstream (Exploración y Producción) alcanzó los 1.206 millones de euros, con aumento del 15,7% respecto al mismo periodo de 2010, debido fundamentalmente al incremento de los precios de realización de crudo y gas y a los menores costes de exploración.
- Excelente resultado de la división de GNL (Gas Natural Licuado) que alcanzó los 276 millones de euros, debido fundamentalmente a la puesta en marcha de la planta de Perú LNG y a los mayores márgenes y volúmenes de comercialización.
- El resultado del área de Downstream (Refino, Marketing, GLP, Trading y Química) ascendió a 1.097 millones de euros en el periodo, afectado fundamentalmente por los bajos márgenes internacionales del refino.
- El resultado de explotación de YPF y Gas Natural Fenosa descendió un 16% y un 5% respectivamente.
- Repsol mantiene una sólida posición financiera gracias a la adecuada gestión y la sostenida disciplina financiera y sitúa su ratio de deuda neta sobre capital empleado, excluyendo Gas Natural Fenosa, en el 8,4%
- Durante los últimos meses se han registrado tres hitos de singular importancia para Repsol: la puesta en marcha las nuevas unidades de la refinería de Cartagena y, próximamente, de Bilbao, que la convierten en una de las compañías europeas con el ratio de conversión más alto; el reinicio de la producción en Libia, y el mayor descubrimiento de petróleo de su historia, en Argentina, en uno de los reservorios de hidrocarburos no convencionales más grandes del mundo.

Repsol obtuvo un beneficio neto de 1.901 millones de euros en los nueve primeros meses de 2011, un 6,4% superior a los 1.786 millones de euros alcanzados en el mismo periodo de 2010. El resultado de explotación del grupo se situó en 4.102 millones de euros, un uno por ciento superior al obtenido hasta septiembre de 2010.

La buena marcha de los resultados de la compañía refleja la mejora de los precios de realización de crudo y gas, la recuperación sostenida del negocio químico, y los excelentes resultados de la división de GNL.

Los precios de realización del crudo y del gas del Upstream de Repsol, con incrementos del 16,8% y el 29,6% respectivamente, contrarrestaron la menor producción de líquidos del período debida a factores coyunturales, entre los que destaca el conflicto armado libio, hoy resuelto. En este sentido, durante el mes de octubre se reiniciaron las operaciones en Libia, suspendidas desde el pasado 5 marzo, con unos niveles iniciales de producción esperanzadores.

El resultado de explotación del área de Upstream ascendió a 1.206 millones de euros, un 15,7% mayor que en los nueve primeros meses de 2010.

Particularmente positivo fue el comportamiento de la división de GNL que, debido a los mayores márgenes de comercialización y al crecimiento de las ventas por la puesta en marcha de Perú LNG, mejoró su resultado de explotación un 367,8%.

El resultado de explotación del Downstream fue de 1.097 millones de euros, un 3,2% inferior al mismo periodo de 2010, debido a la caída de los márgenes internacionales de refino y al menor crudo procesado. Sin embargo, y con efecto positivo sobre el resultado del área, se ha consolidado la recuperación del negocio químico.

Al cierre del trimestre se iniciaron las operaciones en las nuevas unidades de la refinería de Cartagena, y está previsto iniciar las pruebas en la nueva unidad de la refinería de Petronor en Bilbao a mediados de noviembre. Estos proyectos se han culminado con un ahorro de alrededor de 200 millones de euros sobre la inversión inicialmente prevista.

El resultado de explotación de YPF fue de 1.008 millones de euros, frente a los 1.205 millones de euros de los nueve primeros meses de 2010 a causa de las prolongadas huelgas registradas en Argentina durante el segundo trimestre del año, ya resueltas, y al aumento de los costes. Por su parte, Gas Natural Fenosa registró un resultado de explotación de 712 millones de euros, un 4,9% menos que en el mismo periodo del año anterior.

Repsol mantiene una sólida posición financiera gracias a una adecuada gestión y sostenida disciplina. La deuda neta del grupo, excluyendo Gas Natural Fenosa, se situó al cierre de septiembre en 2.909 millones de euros, que supone un ratio sobre el capital empleado del 8,4%.

UPSTREAM: MEJORES RESULTADOS Y PRECIOS DE REALIZACIÓN

El resultado de explotación del área de Upstream al cierre de septiembre de 2011 ascendió a 1.206 millones de euros, un 15,7% más que en el mismo periodo del ejercicio anterior. El incremento se explica fundamentalmente por los mayores precios de realización del crudo y del gas y los menores costes de exploración, que compensaron ampliamente la menor producción originada por factores coyunturales.

Es particularmente destacable el aumento del 29,6% en el precio de realización del gas de Repsol durante el periodo, frente a un descenso del 8,7% de la cotización internacional del índice de referencia Henry Hub. También los precios de realización del crudo de la cesta de Repsol aumentaron un 16,8% respecto al mismo periodo de 2010. Estos precios de realización, neto de impuestos, tuvieron un impacto positivo de 512 millones de euros en el resultado de explotación del Upstream.

La producción de hidrocarburos a septiembre de 2011 alcanzó los 301.101 barriles equivalentes de petróleo al día, un 12,8% inferior a la del mismo periodo de 2010, debido a factores circunstanciales como la suspensión de operaciones en Libia, la menor producción, por tareas de mantenimiento, en Trinidad y Tobago, y la moratoria aplicada por las autoridades de Estados Unidos en el Golfo de México. El levantamiento de la moratoria estadounidense y el reinicio de la actividad en Libia permitirán a Repsol regularizar la producción en el medio plazo.

Las inversiones realizadas durante el periodo en esta área ascendieron a 1.148 millones de euros, un 58,1% superiores a las de los nueve primeros meses de 2010. La inversión en desarrollo de campos representó un 48% del total y se realizó principalmente en Estados Unidos, Bolivia, Brasil, Trinidad y Tobago, Venezuela, y Perú; las inversiones en exploración se realizaron fundamentalmente en Estados Unidos y Brasil.

Ya finalizado el periodo, la continuada campaña exploratoria de la compañía tuvo nuevos éxitos en Brasil. El pasado 4 de noviembre, Repsol Sinopec anunció el descubrimiento offshore de gas en el pozo Malombe, en el postsal brasileño de la Cuenca de Espírito Santo.

GNL: EXCEPCIONALES RESULTADOS

El resultado de explotación en los nueve primeros meses del año en el negocio de gas natural licuado (GNL) ascendió a 276 millones de euros, un 367,8% más que los 59 millones de euros obtenidos en el mismo periodo del año anterior.

Estos excelentes resultados se explican fundamentalmente por los mayores volúmenes de producción y ventas una vez iniciadas las operaciones de la planta de Perú LNG junto con los mayores márgenes de comercialización.

DOWNSTREAM: MEJORA DE LA QUÍMICA Y EFICIENTE EJECUCION DE LOS PROYECTOS DE CARTAGENA Y BILBAO

El resultado de explotación del área de Downstream (Refino, Marketing, GLP, Trading y Química) al final de septiembre de 2011 fue de 1.097 millones de euros, un 3,2% menos respecto al mismo periodo de 2010.

Este resultado se explica fundamentalmente por los bajos márgenes de refino así como por el menor crudo procesado, entre otros motivos, por los preparativos de la puesta en marcha de la ampliación de la refinería de Cartagena. Ambos efectos han sido compensados parcialmente por el mejor resultado del negocio químico.

Las inversiones en esta área a septiembre de 2011 ascendieron a 1.067 millones de euros y se destinaron fundamentalmente a los proyectos estratégicos de ampliación y conversión del complejo de Cartagena y a la Unidad Reductora de fuelóleo de Bilbao. Las nuevas unidades de la refinería de Cartagena iniciaron las pruebas para su puesta en marcha a finales de septiembre de 2011 y las de Petronor en Bilbao lo harán a mediados del mes de noviembre del año en curso.

Ambos proyectos permiten una mayor eficiencia del negocio, incrementan los márgenes y aumentan considerablemente el volumen de producción de gasóleos. La eficiente ejecución de los proyectos de Cartagena y Bilbao permitió reducir la inversión hasta los 4.080 millones de euros frente a los 4.304 previstos inicialmente.

YPF: HALLAZGO HISTÓRICO DE CRUDO NO CONVENCIONAL

El resultado de explotación de YPF en los nueve primeros meses del año ascendió a 1.008 millones de euros, un 16,3% inferior al del mismo periodo de 2010, debido fundamentalmente a las prolongadas huelgas registradas en Argentina durante el segundo trimestre del ejercicio, ya resueltas, y al aumento de los costes.

La producción de hidrocarburos de 489.567 barriles equivalentes de petróleo al día, un 11,1% menos que en idéntico periodo del año anterior, por los efectos de las mencionadas huelgas, si bien los niveles de producción han alcanzado los previos al conflicto.

Es de destacar que ha continuado el acercamiento de los precios internos a los precios de importación en dólares, con un incremento en el año del orden del 15% de media en estaciones de servicio.

Las inversiones durante el periodo alcanzaron 1.218 millones de euros, de los cuales 912 millones de euros se destinaron a Exploración y Producción.

Tras el cierre del periodo, Repsol YPF anunció el mayor descubrimiento de petróleo de su historia, en uno de los reservorios de hidrocarburos no convencionales más grandes del mundo, denominado Vaca Muerta, en la provincia argentina de Neuquén. La compañía confirmó un volumen de recursos recuperables de 927 millones de barriles equivalentes de petróleo de hidrocarburos no convencionales, de los que 741 millones de barriles corresponden a petróleo crudo de alta calidad (40-45° API) y el resto a gas, en una superficie de 428 km² en el área Loma La Lata Norte.

Adicionalmente, se han iniciado labores en otra área productiva de 502 km² de la misma formación Vaca Muerta, con volúmenes de producción en los dos pozos perforados similares a los de la zona previamente mencionada, con una alta calidad (35° API). Esta nueva área abre una expectativa de grandes volúmenes para desarrollar en el futuro, una vez que se realicen los estudios correspondientes y finalicen los trabajos preliminares necesarios para cuantificar los recursos.

El yacimiento está localizado en la provincia argentina de Neuquén, en la formación denominada Vaca Muerta, con una extensión total de 30.000 km², en los que Repsol YPF cuenta con 12.000 km².

GAS NATURAL FENOSA

El resultado de explotación de Gas Natural Fenosa al cierre de septiembre del año en curso ascendió a 712 millones de euros, un 4,9% menos que en el mismo periodo de 2010.

El descenso se debió principalmente al menor resultado de la comercialización de electricidad en España y un perímetro de consolidación menor, que se compensó parcialmente con los mayores márgenes de comercialización mayorista de gas y la mejora en la distribución de electricidad en España.

Las inversiones durante el periodo alcanzaron 716 millones de euros, y se destinaron principalmente a las actividades de distribución de gas y electricidad, tanto en España como en Latinoamérica y a inversiones financieras.

Nuestros reconocimientos



Compromiso con las personas con discapacidad



Índices de sostenibilidad FTSE4Good



Compañía Gold Class según el Anuario de Sostenibilidad



Índices de sostenibilidad del Dow Jones



Desarrollo e inclusión laboral de personas con discapacidad



Transparencia en el informe de emisiones



Índices de sostenibilidad ET Carbon Ranking



Miembro del Carbon Disclosure Project



Igualdad en la empresa

RESULTADOS DE REPSOL YPF **(Millones de Euros)**

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	Enero-Septiembre		Variación %
	2010	2011	
Resultado Neto	1.786	1.901	6,4
Resultado de Explotación	4.060	4.102	1,0
Resultado Neto recurrente	1.751	1.829	4,5
Resultado de Explotación recurrente	3.981	4.009	0,7

RESULTADOS DE REPSOL YPF EN BASE A SUS PRINCIPALES COMPONENTES

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	Enero-Septiembre		Variación %
	2010	2011	
EBITDA	7.067	6.683	(5,4)
Resultado de explotación	4.060	4.102	1,0
Resultado financiero	(659)	(630)	(4,4)
Resultado antes de impuestos y participadas	3.401	3.472	2,1
Impuesto sobre beneficios	(1.480)	(1.345)	(9,1)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	56	55	(1,8)
Resultado consolidado del periodo	1.977	2.182	10,4
Intereses Minoritarios	191	281	47,1
RESULTADO NETO	1.786	1.901	6,4

ANÁLISIS DEL RESULTADO DE EXPLOTACIÓN DE REPSOL YPF POR ACTIVIDADES

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	Enero-Septiembre		Variación %
	2010	2011	
Upstream	1.042	1.206	15,7
GNL	59	276	367,8
Downstream	1.133	1.097	(3,2)
YPF	1.205	1.008	(16,3)
Gas Natural Fenosa	749	712	(4,9)
Corporación, otros	(128)	(197)	53,9
TOTAL	4.060	4.102	1,0

PRINCIPALES MAGNITUDES DEL "CORE BUSINESS"

	Enero – Septiembre		Variación %
	2010	2011	
Producción de hidrocarburos (Upstream) (miles de bep/d)	345	301	(12,8)
Crudo procesado (millones de tep)	25,8	23,3	(9,7)
Ventas de productos petrolíferos (miles de toneladas)	28.740	28.543	(0,7)
Ventas de productos petroquímicos (miles de toneladas)	1.917	2.047	6,7
Ventas de GLP (miles de toneladas)	2.255	2.262	0,3

PRINCIPALES MAGNITUDES DE YPF

	Enero – Septiembre		Variación
	2010	2011	%
Producción de hidrocarburos (miles de bep/d)	551	490	(11,1)
Crudo procesado (millones de tep)	11,6	11,2	(3,7)
Ventas de productos petrolíferos (miles de toneladas)	10.504	10.663	1,5
Ventas de productos petroquímicos (miles de toneladas)	1.071	1.219	13,8
Ventas de GLP (miles de toneladas)	309	340	10,0

BALANCE DE SITUACIÓN COMPARATIVO DE REPSOL YPF
(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DICIEMBRE 2010	SEPTIEMBRE 2011
ACTIVO NO CORRIENTE		
Fondo de Comercio	4.617	4.547
Otro inmovilizado intangible	2.836	3.009
Inmovilizado material	33.585	34.360
Inversiones inmobiliarias	26	26
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	585	673
Activos financieros no corrientes	1.789	2.326
Activos por impuestos diferidos	1.993	1.999
Otros activos no corrientes	322	292
ACTIVO CORRIENTE		
Activos no corrientes mantenidos para la venta (*)	340	144
Existencias	5.837	6.574
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	8.569	9.149
Otros activos financieros corrientes	684	974
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	6.448	4.617
TOTAL ACTIVO	67.631	68.690
PATRIMONIO NETO TOTAL		
Atribuido a la sociedad dominante	24.140	25.775
Atribuido a los intereses minoritarios	1.846	3.489
PASIVO NO CORRIENTE		
Subvenciones	110	131
Provisiones no corrientes	3.772	3.230
Pasivos financieros no corrientes	14.940	14.530
Pasivos por impuesto diferido	3.387	3.368
Otros pasivos no corrientes	3.663	3.642
PASIVO CORRIENTE		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta (*)	153	51
Provisiones corrientes	404	312
Pasivos financieros corrientes	4.362	4.046
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	10.854	10.116
TOTAL PASIVO	67.631	68.690

(*) En estas líneas se incluyen los activos y pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta.



Los recursos mencionados no constituyen a la fecha reservas probadas y serán reconocidos bajo dicho concepto cuando cumplan con los criterios formales exigidos por la Securities and Exchange Commission.

Este documento no constituye una oferta o invitación para adquirir o suscribir acciones, de acuerdo con lo establecido en la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores y en su normativa de desarrollo. Asimismo, este documento no constituye una oferta de compra, de venta o de canje ni una solicitud de una oferta de compra, de venta o de canje de títulos valores en ninguna otra jurisdicción.

Este documento contiene información y afirmaciones o declaraciones que constituyen estimaciones o proyecciones de futuro sobre Repsol YPF. Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir declaraciones sobre planes, objetivos y expectativas actuales, incluyendo declaraciones en relación con tendencias que afecten a la situación financiera de Repsol YPF, ratios financieros, resultados operativos, negocios, estrategia, concentración geográfica, volúmenes de producción y reservas, gastos de capital, ahorros de costes, inversiones y políticas de dividendos.

Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir también asunciones sobre futuras condiciones de tipo económico o de cualquier otro tipo, tales como los futuros precios del crudo u otros precios, márgenes de refino o marketing y tipos de cambio. Las estimaciones o proyecciones de futuro se identifican generalmente por el uso de términos como “espera”, “anticipa”, “pronostica”, “cree”, “estima”, “aprecia” y expresiones similares. Dichas declaraciones no constituyen garantías de un futuro cumplimiento, precios, márgenes, tipos de cambio o de cualquier otro suceso, y se encuentran sujetas a riesgos significativos, incertidumbres, cambios y otros factores que pueden estar fuera del control de Repsol YPF o que pueden ser difíciles de prever. Entre tales riesgos e incertidumbres están aquellos factores identificados en los documentos registrados por Repsol YPF y sus filiales en la Comisión Nacional del Mercado de Valores en España, en la Comisión Nacional de Valores en Argentina, en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y en el resto de autoridades supervisoras de los mercados en los que se negocian los valores emitidos por Repsol YPF y/o sus filiales..

Salvo en la medida que lo requiera la ley aplicable, Repsol YPF no asume ninguna obligación -aun cuando se publiquen nuevos datos o se produzcan nuevos hechos- de informar públicamente de la actualización o revisión de estas manifestaciones de futuro.

La información incluida en este documento no ha sido verificada ni revisada por los auditores externos de Repsol YPF.