

En un escenario de caída del precio del crudo del 54%, el resultado de explotación a CCS del Grupo Repsol YPF desciende el 28%

Cifras no auditadas (NIIF)

RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE 2009	1T08	4T08	1T09	% Variación 1T09/1T08
RESULTADO CONTABLE A CCS (M€)				
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN CCS	1.332	1.060	963	-27,7
RESULTADO NETO CCS	1.047	557	536	-48,8
INDICADORES PROFORMA A CCS (M€)				
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE CCS	1.371	1.050	746	-45,6
RESULTADO NETO RECURRENTE CCS	811	549	421	-48,1
RESULTADO CONTABLE (M€)				
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.606	11	940	-41,5
RESULTADO NETO	1.212	-105	516	-57,4
INDICADORES PROFORMA (M€)				
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE	1.645	1	722	-56,1
RESULTADO NETO RECURRENTE	976	-113	401	-58,9
BENEFICIO POR ACCIÓN				
Euros por acción	0,99	-0,09	0,43	-56,6
Dólares por acción	1,57	-0,12	0,57	-63,7

DATOS MÁS RELEVANTES DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2009

- **El resultado de explotación a CCS** del trimestre, es decir eliminando el efecto patrimonial, ha disminuido un 27,7% frente al mismo trimestre del año anterior. **El resultado de explotación recurrente a CCS** del trimestre, disminuyó un 45,6%.
- El resultado de explotación recurrente del primer trimestre se ha visto afectado principalmente por el impacto de la caída de los precios del crudo frente al mismo periodo del año anterior, por el impacto contable del efecto patrimonial negativo de 23 M€ frente a los 274 M€ positivos del mismo periodo del pasado año y por el menor resultado en el negocio de la Química.
- La **deuda financiera neta** de la compañía al final del primer trimestre de 2009 se situó en 5.376 M€, lo que supone un incremento de 2.042 M€ respecto al cierre de 2008 (3.334 M€), que se explica principalmente por el impacto de la operación de Gas Natural de adquisición de Unión Fenosa. El ratio de deuda sobre capital empleado al cierre del trimestre se sitúa en el 17,2%, frente al 11,9% de diciembre de 2008.
- En los 4 primeros meses del año se anunciaron 10 descubrimientos, ubicados en las áreas clave de crecimiento de la compañía, las aguas profundas del Golfo de México y Brasil y el Norte de África.
- El Consejo de Administración de Repsol YPF celebrado el 25 de febrero acordó proponer a la Junta General Ordinaria de Accionistas de 2009 la aprobación del pago de un dividendo bruto complementario correspondiente al ejercicio 2008 de 0,525 euros por acción.
- El pasado 18 de marzo, Repsol International Finance, B.V., con la garantía de Repsol YPF, S.A., cerró una emisión de bonos a 5 años de 1.000 M€, con un cupón del 6,50% y un precio de emisión del 99,934%, equivalente a mid-swaps más 370 puntos básicos.

1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES

1.1.- UPSTREAM

Cifras no auditadas (NIIF)

	1T08	4T08	1T09	% Variación 1T09/1T08
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	576	259	185	-67,9
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	597	252	185	-69,0
PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	131	124	113	-13,7
PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.135	1.157	1.146	0,9
PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	333	330	317	-4,8
INVERSIONES (M€)	242	326	314	29,8
COSTES DE EXPLORACIÓN (M€)	96	110	28	-70,8

	1T08	4T08	1T09	% Variación 1T09/1T08
COTIZACIONES INTERNACIONALES				
Brent (\$/Bbl)	96,7	55,5	44,5	-54,0
WTI (\$/Bbl)	97,8	59,1	43,3	-55,7

	1T08	4T08	1T09	% Variación 1T09/1T08
PRECIOS DE REALIZACIÓN				
CRUDO (\$/Bbl)	86,5	48,1	39,6	-54,2
GAS (\$/Miles scf)	4,3	3,7	2,5	-41,9

(*) 1.000 Mcf/d = 28,32 Mm³/d = 0,178 Mbep/d

El **resultado de explotación recurrente** en el primer trimestre de 2009 ascendió a 185 M€ lo que representa un descenso del 69,0% frente al primer trimestre de 2008. Los resultados en el trimestre se han visto afectados principalmente por los siguientes factores:

- Los precios de realización netos del efecto de menores tributos, han tenido un impacto negativo de 474 M€
- El menor volumen de producción, consecuencia fundamentalmente de los cambios contractuales y regulatorios en Bolivia y Libia, ha impactado negativamente con 49 M€
- El menor coste exploratorio ha impactado positivamente con 72 M€
- La apreciación del dólar frente al euro en la comparación trimestral ha supuesto un mayor resultado de 24 M€
- Finalmente, otros efectos, explicarían la diferencia restante que impacta positivamente en el resultado por 15 M€

La **producción** en este trimestre alcanzó los 317 Kbp/d, un 3,2% superior a la del mismo periodo de 2008, incluyendo el efecto de la reducción de la cuota OPEP y si se aíslan los efectos por cambios contractuales y regulatorios en Bolivia y Libia, que tienen un impacto negativo conjunto de 26,7 Kbp/d.

Las **inversiones** del primer trimestre de 2009 en el área de Upstream han alcanzado 314 M€. Las inversiones en desarrollo representaron un 38% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en USA (46%) Trinidad y Tobago (20%) y Libia (9%).



1.2.- GNL

Cifras no auditadas (NIIF)

	1T08	4T08	1T09	% Variación 1T09/1T08
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (M€)	32	37	11	-65,6
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	32	37	11	-65,6
PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN EL POOL ELÉCTRICO EN ESPAÑA (€/MWh)	65,9	64,5	43,0	-34,7
GNL COMERCIALIZADO (TBtu)	44,0	38,6	38,5	-12,5
INVERSIONES (M€)	78	19	30	-61,5

1 TBtu= 1.000.000 MBtu
1 bcm= 1.000 Mm³= 39,683 TBtu

El **resultado de explotación recurrente** se situó en 11 M€ de euros lo que supone un descenso del 65,6%.

Los resultados del primer trimestre de 2009 se han visto afectados fundamentalmente por los siguientes factores:

- Por el lado negativo, la caída de los precios del pool eléctrico español y las menores ventas en las centrales de ciclo combinado españolas, así como menores márgenes y menores volúmenes en la comercialización. Asimismo, no han existido en el trimestre posibilidades de alto margen de comercialización con el mercado asiático.
- Por el lado positivo, el mayor volumen de ventas de los trenes 2 y 3 de Trinidad y Tobago.

Las **inversiones** del primer trimestre en el área de GNL han alcanzado 30 M€, un 61,5% inferiores a las del primer trimestre de 2008. Estas inversiones se han dedicado fundamentalmente a Canaport LNG.

1.3.- DOWNSTREAM

Cifras no auditadas (NIIF)

	1T08	4T08	1T09	% Variación 1T09/1T08
RESULTADO DE EXPLOTACION A CCS (M€)	208	620	316	51,9
RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS (M€)	247	596	311	25,9
	1T08	4T08	1T09	% Variación 1T09/1T08
RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	482	-429	293	-39,2
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	521	-453	288	-44,7
VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (Miles de toneladas)	11.072	10.244	9.492	-14,3
VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	793	482	458	-42,3
VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	917	858	871	-5,0
INVERSIONES (M€)	315	595	325	3,2
INDICADOR MARGEN DE REFINO (\$/Bbl)	1T08	4T08	1T09	% Variación 1T09/1T08
España	5,3	8,6	4,6	-13,2

El **resultado de explotación recurrente a CCS**, asciende a 311 M€, lo que supone un incremento del 25,9% sobre el mismo trimestre de 2008. El resultado de explotación recurrente del primer trimestre de 2009 incluyendo el efecto inventario por un importe negativo de 23 M€, se sitúa en 288 M€ frente a los 521 M€ del mismo periodo de 2008 en el que hubo efecto patrimonial positivo de 274 M€.

La variación del resultado de explotación recurrente a CCS del primer trimestre de 2009 frente al mismo periodo de 2008 se explica por las siguientes razones:

- El menor margen de refino afectado por la reducción de los spreads de los destilados medios y por el estrechamiento de los diferenciales entre crudos ligeros y pesados, se ha visto parcialmente compensado por la reducción del 6% en los costes fijos, consecuencia de la aplicación de planes de ahorro y mejora de la eficiencia. Ambos efectos combinados han tenido un impacto negativo en el resultado de 50 M€.
- En Perú, la mejora de los spreads del fuelóleo ha tenido un impacto positivo en el margen, pudiéndose así más que compensar la caída del volumen de ventas e incrementándose el resultado en 38 M€.
- La mejora registrada en los márgenes de comercialización ha contrarrestado el menor volumen de ventas de productos petrolíferos al marketing propio en Europa. En consecuencia, este segmento aporta en su conjunto a la mejora del resultado 33 M€ más que en el mismo trimestre del año anterior, siendo su resultado operativo un 34% mayor que el del mismo periodo del año 2008.
- La mejora en el negocio de GLP, con mayores márgenes y costes fijos estables, de Trading y Transporte y otros efectos de menor cuantía han impactado en el resultado en forma positiva en 88 M€.
- La apreciación del dólar frente al euro ha supuesto un mayor resultado de 30 M€.
- El negocio Química ha arrojado un menor resultado respecto al mismo trimestre del año anterior de 75 M€. Esta caída del resultado se ha debido fundamentalmente a menores ventas y débiles márgenes, consecuencia de la crisis económica global. El abaratamiento de los precios de la materia prima y de la energía no ha sido suficiente para compensar estos efectos.

Las **inversiones** en el área de Downstream en el primer trimestre de 2009 ascendieron a 325 M€, y se han destinado fundamentalmente a los proyectos de ampliación de Cartagena y la Unidad reductora de fuelóleo de Bilbao.



1.4.- YPF

Cifras no auditadas (NIIF)

	1T08	4T08	1T09	% Variación 1T09/1T08
RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	365	113	323	-11,5
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	411	131	152	-63,0
PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	329	325	323	-1,8
PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.703	1.596	1.558	-8,5
PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	632	609	601	-5,0
VENTAS DE PRODUCTOS PETROLIFEROS (Miles de toneladas)	3.705	3.689	3.539	-4,5
VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUIMICOS (Miles de toneladas)	406	334	270	-33,7
VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	114	89	113	-0,3
INVERSIONES (M€)	250	596	236	-5,6

INDICADORES	1T08	4T08	1T09	% Variación 1T09/1T08
PRECIOS DE REALIZACIÓN DE CRUDO (\$/Bbl)	39,9	43,7	39,3	-1,5
PRECIOS DE REALIZACIÓN DE GAS (**) (\$/Miles scf)	2,3	2,8	2,8	21,7
PETROQUÍMICA DERIVADA (\$/ton)	473	303	188	-60,3

(*) 1.000 Mct/d = 28,32 Mm³/d = 0,178 Mbep/d
(**) Incluye ventas al Downstream y antes de Retenciones

El **resultado de explotación recurrente** alcanzó 152 M€ en el primer trimestre de 2009, frente a 411 M€ en el primer trimestre de 2008.

Las variaciones más significativas de este trimestre en comparación con el mismo periodo de 2008 son las que se detallan:

- El aumento de los precios en las estaciones de servicio y de los precios del gas produjo una variación positiva conjunta de 70 M€. Los precios de gas crecieron un 22%, la gasolina un 37% y el diesel un 23% frente a los vigentes en el primer trimestre del pasado año.
- La caída en los ingresos por exportaciones y la de aquellos productos vendidos internamente pero referenciados a la evolución de las cotizaciones internacionales del crudo neta de tributos impactó negativamente en el resultado en 264 M€.
- El incentivo recibido del programa Petróleo Plus tuvo un impacto positivo de 40 M€.
- Los costes operativos se han logrado mantener debido a la implementación del programa de ahorro de costes.
- Finalmente, otros efectos menores explican el resto de la variación del primer trimestre de 2009 frente al mismo periodo del año anterior.

La **producción** en este trimestre ha sido inferior en un 5,0% a la del mismo periodo del año anterior por el declino natural de los campos de Argentina sumado a la menor demanda de gas natural y a las mayores importaciones de gas de Bolivia.

Las **inversiones** del primer trimestre de 2009 en YPF han alcanzado 236 M€ y se han destinado en un 83% a proyectos de desarrollo en Exploración y Producción.

1.5.- GAS NATURAL SDG

Cifras no auditadas (NIIF)

	1T08	4T08	1T09	% Variación 1T09/1T08
RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	157	132	169	7,6
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	160	136	169	5,6
INVERSIONES (M€)	54	170	1.963	-

El **resultado de explotación recurrente** de Gas Natural SDG del primer trimestre de 2009 ascendió a 169 M€, frente a los 160 M€ del mismo periodo del año anterior, lo que supone un incremento del 5,6%. Cabe destacar el impulso en la actividad de comercialización mayorista y minorista de gas y la contribución de la actividad de distribución regulada junto con la difícil situación económica actual y el descenso en los precios de la electricidad.

Las **inversiones** en Gas Natural SDG durante el primer trimestre de 2009 alcanzaron 1.963 M€ y fueron destinadas fundamentalmente a aumentar su participación en Unión Fenosa. Al margen de esta operación, las inversiones materiales fueron ligeramente superiores a las registradas durante el mismo periodo de 2008 dirigiéndose fundamentalmente a las actividades de distribución y eléctrica.

1.6 CORPORACIÓN Y OTROS

Este epígrafe recoge los gastos de funcionamiento de la Corporación y las actividades no imputadas a los negocios.

En el primer trimestre de 2009 se registró un resultado recurrente negativo de 83 M€, frente a los 76 M€ de gasto neto del primer trimestre de 2008.

El resultado reportado del primer trimestre de 2009 recoge una plusvalía antes de impuestos por la venta de la torre del Paseo de la Castellana por un importe de 49 M€ mientras que el resultado reportado del primer trimestre de 2008 recogía una plusvalía antes de impuestos por la venta del 14,9% de YPF por un importe de 86 M€.

2.- RESULTADO FINANCIERO, ENDEUDAMIENTO E INVERSIONES

Cifras no auditadas (NIIF)

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA (M€)	4T08	1T09	% Variación 1T09/4T08
DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO	4.399	3.334	-24,2
EBITDA	-802	-1.443	79,9
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	-2.646	-346	-86,9
INVERSIONES	1.800	2.923	62,4
DESINVERSIONES	-61	-269	341,0
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	115	654	468,7
EFFECTOS TIPO DE CAMBIO	121	224	85,1
IMPUESTOS PAGADOS	357	159	-55,5
OTROS MOVIMIENTOS	51	140	174,5
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	3.334	5.376	61,2
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	6.858	8.964	30,7
Ratio de endeudamiento			
CAPITAL EMPLEADO (M€)	28.128	31.289	11,2
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	11,9	17,2	44,5
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	24,4	28,7	17,6
ROACE antes de no recurrentes (%)	10,3	6,3	-38,8

La deuda financiera neta de la compañía al final del primer trimestre de 2009 se situó en 5.376 M€, lo que supone un incremento de 2.042 M€ respecto al cierre de 2008 (3.334 M€).

Este incremento se explica principalmente por el impacto que ha tenido en el importe de deuda consolidada del Grupo la operación de adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural, suponiendo una mayor inversión por importe de 1.905 M€.

Adicionalmente, cabe destacar en este trimestre:

- Dentro del epígrafe de desinversiones, se ha producido en el mes de marzo el cobro del último importe correspondiente a la venta de la Torre de Repsol a Caja Madrid, por importe de 245 M€,
- En el primer trimestre de 2009 se ha producido un desembolso de 654 M€ en concepto de dividendos pagados, correspondiendo 641 M€ al dividendo a cuenta de Repsol YPF, S.A. del ejercicio 2008.
- Por otro lado, el dólar se apreció ligeramente frente al euro durante el primer trimestre de 2009, lo que ha supuesto un incremento nominal de la deuda neta por importe de 224 M€.

El ratio de la deuda neta sobre capital empleado al final del primer trimestre de 2009 para el Grupo consolidado se situó en un 17,2%.

Con respecto a la **deuda financiera neta del Grupo ex Gas Natural**, se situó al final del primer trimestre de 2009 en 3.181 M€, frente a 1.883 M€ al cierre de 2008, lo que supone un incremento en el periodo de 1.298 M€, principalmente por el desembolso realizado para atender la ampliación de capital de Gas Natural (sin efecto en el Grupo consolidado).

La generación de caja del periodo del Grupo ex – Gas Natural (EBITDA, desinversiones y variación de fondo de maniobra) ha permitido cubrir el pago de dividendos, impuestos e inversiones (a excepción de la operación relevante mencionada correspondiente a la ampliación de capital de Gas Natural).



El ratio de la deuda neta sobre capital empleado al final del primer trimestre 2009 para el Grupo consolidado ex – Gas Natural se situó en un 11,4%.

El **resultado financiero neto acumulado** al final del primer trimestre de 2009 ha sido negativo por 37 M€, frente a los 52 M€ positivos del mismo periodo del ejercicio anterior. La principal variación se explica por el resultado de posiciones de tipo de cambio. En el primer trimestre de 2009, el resultado positivo por posiciones de tipo de cambio (100 M€) viene explicado mayoritariamente por la depreciación del tipo de cambio ARS/\$ (de 3,43 ARS/\$ a 3,7 ARS/\$), que ha afectado notablemente al valor de las posiciones pasivas en pesos argentinos de YPF (81 M€).

Cifras no auditadas (NIIF)

RESULTADO FINANCIERO (M€)	1T08	4T08	1T09	% Variación 1T09/1T08
INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-113	-111	-111	-1,8
RESULTADO DE POSICIONES	204	22	109	-46,6
Tipo de interés	-37	-15	9	-
Tipo de cambio	241	36	100	-58,5
ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-36	-38	-46	27,8
INTERCALARIOS	14	21	38	171,4
OTROS GASTOS FINANCIEROS	-17	-30	-28	64,7
TOTAL	52	-136	-37	-

3.- OTROS EPÍGRAFES DE LA CUENTA DE RESULTADOS

3.1.- IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS

El tipo impositivo efectivo del impuesto sobre sociedades para el ejercicio 2009 se ha estimado, con los datos a cierre del presente trimestre, en un 39,5%. En el primer trimestre de 2009 el impuesto devengado fue de 356 M€, lo que supone un tipo impositivo efectivo del 39,5%.

3.2.- RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS

Cifras no auditadas (NIIF)

DESGLOSE DE SOCIEDADES PARTICIPADAS (M€)	1T08	4T08	1T09	% Variación 1T09/1T08
UPSTREAM	12,4	-23,5	-0,8	-
GNL	4,6	20,1	15,8	243,5
DOWNSTREAM	5,4	5,6	3,1	-42,6
YPF	3,1	-3,6	0,5	-83,9
Gas Natural SDG	0,5	0,4	8,7	1.640,0
TOTAL	26,0	-1,0	27,3	5,0

El resultado obtenido a través de sociedades participadas minoritariamente ascendió en el primer trimestre de 2009 a 27,3 M€, frente a los 26,0 M€ del mismo periodo del año anterior. El aumento en el área de Gas Natural es debido a la inclusión de Unión FENOSA por puesta en equivalencia en el mes de marzo. En el área de GNL el aumento del resultado se debe a los mayores ingresos obtenidos en los trenes 1 y 4 de Trinidad y Tobago.

3.3.- INTERESES MINORITARIOS

El resultado recurrente atribuido a socios externos en el primer trimestre de 2009 ascendió a 41 M€ frente a 60 M€ del primer trimestre de 2008. Este epígrafe recoge la participación de los accionistas minoritarios en el 14,9% del resultado de YPF desde que se realizó la venta de esta participación en febrero de 2008.



4.- HECHOS DESTACADOS

Desde la publicación de los resultados del cuarto trimestre de 2008 las noticias más significativas anunciadas por la compañía han sido las siguientes:

En Upstream, el 25 de marzo, Repsol comenzó antes de lo previsto la producción de petróleo y gas en el campo Shenzi, en aguas del Golfo de México estadounidense, a través de su propia plataforma. La producción se inició en la plataforma Shenzi a 195 kilómetros de la costa de Luisiana (Estados Unidos). En la actualidad hay siete pozos conectados a la plataforma y se ampliarán hasta un total de 15 pozos. Repsol participa con un 28% en el consorcio que opera Shenzi, en el que también participan BHP Billiton que con un 44% es el operador y Hess Corporation con el 28% restante. La plataforma Shenzi tiene una capacidad de producción de 100.000 barriles de petróleo/día y 50 millones de pies cúbicos/día de gas.

El 30 de marzo, Repsol anunció un descubrimiento de gas en la zona exploratoria de Tángier-Larache, a 40 kilómetros de la costa de Marruecos. El descubrimiento realizado con el pozo denominado Anchois-1, a una profundidad de 2.359 metros, consiste en dos columnas de gas que suman 90 metros. Repsol, con una participación del 36%, es la operadora del consorcio descubridor formado con las compañías Gas Natural, que tiene un 24%, Dana, que participa con un 15% y ONHYM con el 25% restante.

El 1 de abril, Repsol anunció un nuevo descubrimiento de gas en Argelia en el bloque M'Sari Akabli en la cuenca de Ahnet, con el pozo denominado TGFO-1 a una profundidad de 2.135 metros. Las pruebas iniciales arrojan una producción de 363.000 metros cúbicos al día. El bloque se localiza al este de la prolífica cuenca de Reggane, confirma el potencial de la zona y ofrece nuevas posibilidades de desarrollo. 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 13 de abril, Repsol y Petrobras confirmaron a las autoridades brasileñas la viabilidad económica del descubrimiento Piracucá en el bloque BM-S-7, en aguas someras de la Cuenca de Santos en Brasil. Se trata de un yacimiento de crudo ligero y gas, con un volumen preliminar "in situ" estimado por Petrobras, la compañía operadora del campo, en 550 millones de barriles equivalentes de petróleo. El bloque BM-S-7 se encuentra a 218 km al sur de la ciudad de Santos, en la costa del Estado de Sao Paulo. El yacimiento se localiza a 3.967 metros de profundidad con una lámina de agua de 214 metros.

El 15 de abril, Repsol anunció un nuevo descubrimiento en la Cuenca de Santos, en aguas profundas de Brasil. El pozo denominado Iguazú se sitúa en el bloque BM-S-9, a 340 kilómetros de la costa del estado de São Paulo y en profundidades de agua de 2.140 metros. Este descubrimiento se une a los dos descubrimientos ya realizados en este mismo bloque con los sondeos Carioca y Guará. El consorcio descubridor, formado por Petrobrás con un 45% (operador), Repsol con un 25% y BG Group con un 30%, continuará con el Plan de Evaluación de este prolífico bloque. Los primeros resultados de las pruebas realizadas en Iguazú muestran indicios de crudo ligero a profundidades de 4.900 metros.

El 21 de abril, Repsol anunció su primer descubrimiento "offshore" de hidrocarburos con el sondeo A1 (Barracuda) en el bloque NC 202 en la costa de Libia, país en el que la compañía tiene una importante presencia, Repsol, con una participación del 60%, es el operador del consorcio descubridor en el que también participa la compañía austriaca OMV con el 40% restante. El consorcio para el futuro desarrollo del bloque también está operado por Repsol, con un 21% de participación y forman parte del mismo la compañía Nacional del Petróleo Libia (NOC) con un 65%, y la compañía austriaca OMV con un 14%. El pozo, que alcanzó una profundidad de 4.820 metros, con una lámina de agua de unos 50 metros, es el primero realizado en el bloque NC 202 ubicado en la Cuenca de Sirte, a unos 15 km de la costa, cuya concesión adjudicó NOC a Repsol y sus socios en noviembre de 2003. Las pruebas iniciales realizadas en el pozo a una profundidad de entre 1.354 metros y 1.367 metros, arrojaron caudales de 1.264 barriles día de crudo 26° API y 16.400 metros cúbicos de gas al día.

En la Corporación, el 13 de marzo, Repsol alcanzó un 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 periodo de explotación del Bloque 16 y se establece un plazo transitorio de un año, durante el cual el gobierno 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 de largo plazo que regulará de manera definitiva las actividades de Repsol en Ecuador. Este acuerdo, que contempla para Repsol un



compromiso de inversiones hasta 2018 estimadas en 173,5 millones de dólares, representa un hecho positivo para la compañía, ya que supone un avance por parte del gobierno ecuatoriano en la consecución de un nuevo marco legal para el desarrollo por Repsol de su actividad hasta 2018. Al ampliarse el periodo de concesión, aumenta el valor de los activos e inversiones de la compañía en el citado país.

El pasado 18 de marzo, Repsol International Finance, B.V., con la garantía de Repsol YPF, S.A., cerró una emisión de bonos a 5 años de 1.000 M€, con un cupón del 6,50% y un precio de emisión del 99,934%, equivalente a mid-swaps más 370 puntos básicos.

El Consejo de Administración de Repsol del 25 de marzo de 2009, a propuesta de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, acordó proponer a la Junta General de Accionistas, que se celebrará el próximo 14 de mayo, la designación como Consejera Independiente de María Isabel Gabarró Miquel.

Madrid, 8 de mayo de 2009

Relación con Inversores

E-mail: INVERSORES@repsolypf.com

Website: www.repsol.com

*Pº Castellana 278-280
28046 Madrid (España)
Tif: 34 917 53 55 48
Fax: 34 913 48 87 77*

Hoy 8 de mayo de 2009 a las 16:00 horas (CET), tendrá lugar una teleconferencia a analistas e inversores institucionales con el objetivo de informar de los resultados de Repsol YPF, S.A. correspondientes al primer trimestre de 2009.

La teleconferencia podrá seguirse en directo por cualquier persona interesada a través de la página web de Repsol YPF en Internet (www.repsol.com).

La grabación del acto completo de la misma estará a disposición de los inversores y de cualquier persona interesada en www.repsol.com durante un plazo no inferior a 1 mes.



TABLAS

RESULTADOS 1^{er}. TRIMESTRE 2009



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

	DATOS TRIMESTRALES		
	1T08	4T08	1T09
EBITDA	2.422	802	1.443
Resultado de explotación.....	1.606	11	940
Resultado financiero.....	52	(136)	(37)
Resultado antes de impuestos y participadas	1.658	(125)	903
Impuesto sobre beneficios.....	(412)	(32)	(356)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación.....	26	(1)	27
Resultado consolidado del periodo	1.272	(158)	574
RESULTADO ATRIBUIDO A:			
Intereses minoritarios	60	(53)	58
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	1.212	(105)	516
Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (*)			
* Euros/acción	0,99	-0,09	0,43
* \$/ADR	1,57	-0,12	0,57

(*) El capital social de Repsol YPF, S.A. está constituido por 1.220.863.463 acciones. El beneficio por acción se ha calculado teniendo en cuenta el número medio de acciones en circulación, considerando las acciones en propiedad de la compañía. El número medio de acciones en circulación ha sido de 1.220.863.463 en el 1ºT08, de 1.214.598.084 en el 4ºT08 y de 1.208.634.035 en 2009.

Tipos de cambio dólar/euro a la fecha de cierre de cada trimestre:

1,581 dólares por euro en 1T08

1,392 dólares por euro en 4T08

1,331 dólares por euro en 1T09



RESULTADOS DE REPSOL YPF AJUSTADOS POR NO RECURRENTES

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	PRIMER TRIMESTRE 2008		
	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación.....	1.606	39	1.645
Upstream.....	576	21	597
GNL.....	32	-	32
Downstream.....	482	39	521
YPF.....	365	46	411
Gas Natural SDG.....	157	3	160
Corporación y otros	(6)	(70)	(76)
Resultado financiero.....	52	-	52
Resultado antes de impuestos y participadas	1.658	39	1.697
Impuesto sobre beneficios.....	(412)	(275)	(687)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	26	-	26
Resultado consolidado del periodo.....	1.272	(236)	1.036
RESULTADO ATRIBUIDO A:			
Intereses minoritarios	60	-	60
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	1.212	(236)	976
	CUARTO TRIMESTRE 2008		
	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación.....	11	(10)	1
Upstream.....	259	(7)	252
GNL.....	37	-	37
Downstream.....	(429)	(24)	(453)
YPF.....	113	18	131
Gas Natural SDG.....	132	4	136
Corporación y otros	(101)	(1)	(102)
Resultado financiero.....	(136)	-	(136)
Resultado antes de impuestos y participadas	(125)	(10)	(135)
Impuesto sobre beneficios.....	(32)	2	(30)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(1)	-	(1)
Resultado consolidado del periodo.....	(158)	(8)	(166)
RESULTADO ATRIBUIDO A:			
Intereses minoritarios	(53)	-	(53)
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	(105)	(8)	(113)
	PRIMER TRIMESTRE 2009		
	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación.....	940	(218)	722
Upstream.....	185	-	185
GNL.....	11	-	11
Downstream.....	293	(5)	288
YPF.....	323	(171)	152
Gas Natural SDG.....	169	-	169
Corporación y otros	(41)	(42)	(83)
Resultado financiero.....	(37)	-	(37)
Resultado antes de impuestos y participadas	903	(218)	685
Impuesto sobre beneficios.....	(356)	86	(270)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	27	-	27
Resultado consolidado del periodo.....	574	(132)	442
RESULTADO ATRIBUIDO A:			
Intereses minoritarios	58	(17)	41
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	516	(115)	401



ANÁLISIS DE LOS INGRESOS DE EXPLOTACIÓN DE REPSOL YPF
POR ACTIVIDADES Y ÁREAS GEOGRÁFICAS

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DATOS TRIMESTRALES		
	1T08	4T08	1T09
Upstream	1.238	830	561
Norteamérica y Brasil	101	60	44
Norte de Africa	518	235	144
Resto del Mundo	627	593	393
Ajustes	(8)	(58)	(20)
 GNL	 308	 371	 284
 Downstream	 11.556	 7.144	 7.384
Europa	10.848	6.653	7.133
Resto del Mundo	1.390	674	550
Ajustes	(682)	(183)	(299)
 YPF	 2.282	 2.556	 2.298
Upstream	1.026	1.207	1.325
Downstream	1.882	2.034	1.604
Corporación	55	79	56
Ajustes	(681)	(764)	(687)
 Gas Natural SDG	 1.031	 1.199	 979
 Corporación, otros y ajustes	 (416)	 (405)	 (214)
 TOTAL	 15.999	 11.695	 11.292



**ANÁLISIS DEL RESULTADO DE EXPLOTACIÓN DE REPSOL YPF
POR ACTIVIDADES Y ÁREAS GEOGRÁFICAS**

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DATOS TRIMESTRALES		
	1T08	4T08	1T09
Upstream	576	259	185
Norteamérica y Brasil	-	(16)	1
Norte de Africa	338	83	89
Resto del Mundo	238	192	95
 GNL	 32	 37	 11
 Downstream	 482	 (429)	 293
Europa	482	(345)	246
Resto del Mundo	-	(84)	47
 YPF	 365	 113	 323
Upstream	167	76	354
Downstream	225	83	(1)
Corporación	(27)	(46)	(30)
 Gas Natural SDG	 157	 132	 169
 Corporación, otros y ajustes	 (6)	 (101)	 (41)
 TOTAL	 1.606	 11	 940



ANÁLISIS DEL EBITDA DE REPSOL YPF
POR ACTIVIDADES Y ÁREAS GEOGRÁFICAS

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DATOS TRIMESTRALES		
	1T08	4T08	1T09
Upstream	753	439	310
Norteamérica y Brasil	52	(5)	10
Norte de Africa	356	158	110
Resto del Mundo	345	286	190
GNL	40	47	29
Downstream	709	(383)	426
Europa	682	(268)	370
Resto del Mundo	27	(115)	56
YPF	756	573	529
Upstream	507	453	503
Downstream	259	138	45
Corporación	(10)	(18)	(19)
Gas Natural SDG	230	206	235
Corporación, otros y ajustes	(66)	(80)	(86)
TOTAL	2.422	802	1.443



ANÁLISIS DE LAS INVERSIONES DE REPSOL YPF
POR ACTIVIDADES Y ÁREAS GEOGRÁFICAS

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DATOS TRIMESTRALES		
	1T08	4T08	1T09
Upstream	242	326	314
Norteamérica y Brasil	110	129	84
Norte de África	44	97	86
Resto del Mundo	88	100	144
GNL	78	19	30
Downstream	315	595	325
Europa	299	581	316
Resto del Mundo	16	14	9
YPF	250	596	236
Upstream	223	486	198
Downstream	17	76	27
Corporación	10	34	11
Gas Natural SDG	54	170	1.963
Corporación, otros y ajustes	41	94	56
TOTAL	980	1.800	2.924



BALANCE DE SITUACIÓN COMPARATIVO DE REPSOL YPF

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DICIEMBRE	MARZO
	2008	2009
ACTIVO NO CORRIENTE		
Fondo de Comercio	2.851	3.014
Otro inmovilizado intangible	1.228	1.395
Inmovilizado material	25.737	27.546
Inversiones inmobiliarias	31	31
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	525	3.102
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes	1.585	1.732
Otros	881	132
Activos por impuestos diferidos	1.463	1.488
Otros activos no corrientes.....	276	314
ACTIVO CORRIENTE		
Activos no corrientes mantenidos para la venta (*)	1.251	1.309
Existencias	3.584	3.692
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	6.632	6.163
Otros activos financieros corrientes	494	708
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.891	3.354
TOTAL ACTIVO	49.429	53.980
PATRIMONIO NETO TOTAL		
Atribuido a la sociedad dominante	20.100	21.078
Atribuido a los intereses minoritarios	1.170	1.248
PASIVO NO CORRIENTE		
Subvenciones.....	108	109
Provisiones no corrientes	2.710	2.800
Pasivos financieros no corrientes	10.315	11.461
Pasivos por impuesto diferido	2.554	2.729
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero	721	1.601
Otros	730	969
PASIVO CORRIENTE		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta (*)	601	629
Provisiones corrientes	437	399
Pasivos financieros corrientes	1.788	3.478
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero	31	133
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	8.164	7.346
TOTAL PASIVO	49.429	53.980

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



ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	ENERO-MARZO	
	2008	2009
I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION		
Resultado antes de impuestos y participadas	1.658	903
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	736	741
Otros ajustes del resultado (netos)	28	(201)
EBITDA	2.422	1.443
Cambios en el capital corriente	(410)	346
Cobros de dividendos		17
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(529)	(159)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(138)	(86)
OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	(667)	(228)
	1.345	1.561
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(45)	(1.978)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(929)	(940)
Otros activos financieros	(6)	(6)
Total Inversiones	(980)	(2.924)
Cobros por desinversiones	853	290
Otros flujos de efectivo	-	-
	(127)	(2.634)
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	-	-
Cobros por emisión de pasivos financieros	559	3.697
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(378)	(1.141)
Pagos por dividendos	(779)	(654)
Pagos de intereses	(142)	(135)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	(107)	(275)
	(847)	1.492
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	2.585	2.891
Saldo neto de flujos de efectivo (I, II y III)	371	419
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio	(43)	44
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	2.913	3.354



TABLAS

PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS DEL
1^{er} TRIMESTRE DE 2009



MAGNITUDES DE UPSTREAM

	Unidad			%
		2008	2009	Variación
		1º Tr.	1º Tr.	09 / 08
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	333	317	-4,8
Producción de Líquidos	K Bep/día	131	113	-13,7
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	15	12	-18,4
Norte de África	K Bep/día	55	40	-27,3
Resto del Mundo	K Bep/día	61	61	-0,4
Producción de Gas Natural	K Bep/día	202	204	0,9
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	1	1	-29,3
Norte de África	K Bep/día	10	14	44,9
Resto del Mundo	K Bep/día	192	189	-1,1



MAGNITUDES DE DOWNSTREAM

	Unidad	2008 1º Tr.	2009 1º Tr.	% Variación 09 / 08
CRUDO PROCESADO				
	M tep	10,1	9,2	-9,6
Europa	M tep	8,5	8,2	-3,5
Resto del Mundo	M tep	1,7	1,0	-40,8
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS				
	Kt	11.072	9.492	-14,3
Ventas Europa	Kt	9.064	8.522	-6,0
Marketing Propio	Kt	5.906	5.256	-11,0
Productos claros	Kt	4.865	4.386	-9,8
Otros productos	Kt	1.041	870	-16,4
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	1.688	1.786	5,8
Productos claros	Kt	1.227	1.278	4,2
Otros productos	Kt	461	508	10,2
Exportaciones	Kt	1.470	1.480	0,7
Productos claros	Kt	408	527	29,2
Otros productos	Kt	1.062	953	-10,3
Ventas Resto del Mundo	Kt	2.008	970	-51,7
Marketing Propio	Kt	789	413	-47,7
Productos claros	Kt	667	349	-47,7
Otros productos	Kt	122	64	-47,5
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	782	330	-57,8
Productos claros	Kt	591	250	-57,7
Otros productos	Kt	191	80	-58,1
Exportaciones	Kt	437	227	-48,1
Productos claros	Kt	105	73	-30,5
Otros productos	Kt	332	154	-53,6
QUÍMICA				
VENTAS PROD. PETROQUIMICOS	Kt	793	458	-42,3
Europa	Kt	711	412	-42,0
Básica	Kt	183	74	-59,6
Derivada	Kt	529	338	-36,0
Resto del Mundo	Kt	82	46	-44,5
Básica	Kt	15	0	-100,0
Derivada	Kt	67	46	-32,1
GLP				
GLP comercializado	Kt	917	871	-5,0%
Europa	Kt	602	577	-4,2%
Resto del Mundo	Kt	314	294	-6,4%

Resto Ventas Mercado Nacional: Incluye ventas a operadores y bunker.

Exportaciones: Se expresan desde el país de origen.

Desde 3T08 no se incluyen las magnitudes de Refap



MAGNITUDES DE YPF

	Unidad			%
		2008	2009	Variación
		1º Tr.	1º Tr.	09 / 08
UPSTREAM				
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	632	601	-5,0
Producción de Líquidos	K Bep/día	329	323	-1,8
Argentina	K Bep/día	329	320	-2,6
Resto del Mundo	K Bep/día	0	3	-
Producción de Gas Natural	K Bep/día	303	278	-8,5
Argentina	K Bep/día	303	277	-8,6
Resto del Mundo	K Bep/día	0	1	-
DOWNSTREAM				
CRUDO PROCESADO	M tep	4,2	4,0	-3,9
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS (*)	Kt	3.705	3.539	-4,5
Marketing Propio	Kt	2.622	2.684	2,4
Productos claros	Kt	2.143	2.213	3,3
Otros productos	Kt	479	472	-1,5
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	302	316	4,7
Productos claros	Kt	231	208	-9,9
Otros productos	Kt	71	108	52,5
Exportaciones	Kt	781	539	-31,0
Productos claros	Kt	220	186	-15,5
Otros productos	Kt	561	353	-37,2
QUÍMICA				
VENTAS PROD. PETROQUIMICOS	Kt	406	270	-33,7
Básica	Kt	48	43	-9,6
Derivada	Kt	359	226	-36,9
GLP				
GLP comercializado	Kt	114	113	-0,3

Resto Ventas Mercado Nacional: Incluye ventas a operadores y bunker.

Exportaciones: Se expresan desde el país de origen.

(*) Incluye YPF S.A. + 50% Refinor + Lubricantes Chile