

Fuerte incremento de producción en el trimestre y continuidad de la senda alcista en el incremento de la tasa de reemplazo de reservas

Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2008	3T 2009	4T 2009	% Variación 4T09/4T08	RESULTADOS CUARTO TRIMESTRE 2009 (*)	Ene-Dic 2008	Ene-Dic 2009	% Variación 09/08
RESULTADO CONTABLE A CCS (M€)							
1.030	810	610	-40,8	RESULTADO DE EXPLOTACION CCS	5.515	2.877	-47,8
475	320	167	-64,8	RESULTADO NETO CCS	2.876	1.331	-53,7
INDICADORES PROFORMA A CCS (M€)							
1.020	768	750	-26,5	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS	5.440	2.761	-49,2
467	296	241	-48,4	RESULTADO NETO RECURRENTE CCS	2.622	1.296	-50,6
RESULTADO CONTABLE (M€)							
-19	910	681	-	RESULTADO DE EXPLOTACION	5.020	3.244	-35,4
-187	385	211	-	RESULTADO NETO	2.555	1.559	-39,0
INDICADORES PROFORMA (M€)							
-29	868	821	-	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE	4.945	3.128	-36,7
-195	361	285	-	RESULTADO NETO RECURRENTE	2.301	1.524	-33,8
BENEFICIO POR ACCIÓN							
-0,15	0,32	0,17	-	Euros por acción	2,10	1,29	-38,6
-0,21	0,47	0,25	-	Dólares por acción	2,93	1,85	-36,9

(*) Los datos que se mencionan en el presente avance de resultados correspondientes al cuarto trimestre del ejercicio 2008 y a trimestres anteriores del ejercicio 2009 han sido adecuadamente modificados, de acuerdo con lo previsto en la normativa contable y como consecuencia del cambio de clasificación contable de la participación del Grupo en Alberto Pasqualini Refap, S.A., para facilitar su comparación con los datos del cuarto trimestre del 2009 (ver apartado 5: Comparación de la información).

DATOS MÁS RELEVANTES DEL CUARTO TRIMESTRE DE 2009

- **El resultado de explotación recurrente a CCS** del trimestre, es decir, descontando el efecto patrimonial, ha disminuido un 26,5% frente al mismo trimestre del año anterior.
- El resultado de explotación recurrente a CCS del cuarto trimestre frente al mismo período del año anterior se ha visto afectado principalmente por el impacto del descenso del margen de refino así como la persistente caída del precio del gas, a pesar de la mejora del precio del crudo, del incremento de producción y mejora del mix en Upstream así como de los mejores resultados obtenidos en YPF.
- La **producción** en este trimestre alcanzó los 349 Kbp/d, un 5,8% superior a la del mismo período de 2008. El incremento, mayoritariamente de líquidos, ha mejorado el mix de producción. Este mayor volumen se explica principalmente por la producción de líquidos del campo Shenzi en Estados Unidos.
- La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural**, se situó al cierre de 2009 en 4.905 M€, frente a 2.030 M€ del año anterior. El EBITDA del período ha permitido cubrir las inversiones netas, los impuestos y parcialmente el dividendo de 2008. Adicionalmente, en el ejercicio se han producido dos hechos no recurrentes que han incrementado el importe de la deuda neta: el desembolso realizado para atender la ampliación de capital de GN por importe de 1.080 M€ y el adelanto del pago dividendo a cuenta de 2009 de Repsol YPF, S.A. El ratio de deuda neta sobre capital empleado excluyendo Gas Natural al final del cuarto trimestre de 2009 es de 16,7%.
- En el año se anunciaron 15 descubrimientos. Estos se ubican principalmente en las áreas clave de crecimiento de la compañía, las aguas profundas del Golfo de México y Brasil y el Norte de África.



1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES

1.1.- UPSTREAM

Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2008	3T 2009	4T 2009	% Variación 4T09/4T08		Ene-Dic 2008	Ene-Dic 2009	% Variación 09/08
259	293	163	-37,1	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	2.258	781	-65,4
252	302	225	-10,7	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	2.227	884	-60,3
124	141	149	20,2	PRODUCCIÓN LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	128	134	4,9
1.157	1.045	1.124	-2,9	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.150	1.120	-2,6
330	327	349	5,8	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	333	334	0,3
326	290	180	-44,8	INVERSIONES (M€)	1.184	1.122	-5,2
110	70	176	60,0	COSTES DE EXPLORACIÓN (M€)	404	336	-16,8

4T 2008	3T 2009	4T 2009	% Variación 4T09/4T08	COTIZACIONES INTERNACIONALES	Ene-Dic 2008	Ene-Dic 2009	% Variación 09/08
55,5	68,1	74,5	34,2	Brent (\$/Bbl)	97,3	61,7	-36,6
59,1	68,2	76,1	28,8	WTI (\$/Bbl)	99,8	62,1	-37,8
6,9	3,4	4,2	-39,1	Henry Hub (\$/MBtu)	9,0	4,0	-55,6

4T 2008	3T 2009	4T 2009	% Variación 4T09/4T08	PRECIOS DE REALIZACIÓN	Ene-Dic 2008	Ene-Dic 2009	% Variación 09/08
48,1	62,9	69,4	44,3	CRUDO (\$/Bbl)	92,9	58,1	-37,5
3,7	2,1	2,6	-29,7	GAS (\$/Miles scf)	4,1	2,3	-43,9

1.000 Mct/d = 28,32 Mm³/d = 0,178 Mbep/d

El **resultado de explotación recurrente** en el cuarto trimestre de 2009 ascendió a 225 M€ lo que representa un descenso del 10,7% frente al cuarto trimestre de 2008. La diferencia de 27 M€ entre los trimestres mencionados se explica principalmente por los siguientes factores:

- Los precios de realización de crudo y gas, netos del efecto de menores tributos, han tenido un impacto positivo de 50 M€. El descenso del 30% del precio de realización de gas ha sido menor que el experimentado por el Henry Hub debido a que sólo un 26% de los precios de nuestros contratos de gas está relacionado con esta referencia.
- El mayor volumen de producción y mejor mix petróleo gas ha tenido un efecto positivo de 180 M€
- El mayor coste exploratorio, consecuencia de la mayor actividad, ha impactado negativamente en 77 M€
- La depreciación del dólar frente al euro ha supuesto un menor resultado de 69 M€
- Finalmente, las mayores amortizaciones, por el incremento del volumen de producción y otros efectos menores explican la diferencia restante.

La **producción** en este trimestre alcanzó los 349 Kbe/d, un 5,8% superior a la del mismo período de 2008. El incremento, mayoritariamente de líquidos, ha mejorado el mix de producción. Este mayor volumen se explica principalmente por la producción de líquidos del campo Shenzi en Estados Unidos, parcialmente compensado por una menor producción de gas por menor demanda en Venezuela y de gas boliviano por parte de Brasil.



Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del ejercicio 2009 ha ascendido a 884 M€, lo que supone un descenso del 60,3% frente al mismo período de 2008. Esto se debe, principalmente, a los menores precios internacionales de crudo y gas, parcialmente compensados por mayores volúmenes de producción, menores costes exploratorios y el impacto positivo del tipo de cambio.

La **producción** en el año 2009 (334 Kbp/d) ha sido un 0,3% superior a la del 2008 (333 Kbp/d) principalmente por la puesta en marcha de Shenzi. Aislado los efectos por cambios contractuales y regulatorios sucedidos en Libia, Bolivia y Ecuador, la producción habría sido un 5,4% superior a la del mismo período del año 2008. El mix de producción ha mejorado con respecto al año anterior, ya que se ha pasado de producir un 38,4% de líquidos en 2008 a un 40,2% en 2009.

El ratio de reemplazo de reservas probadas en el área de Upstream fue en el año 2009 del 94%. Excluyendo el efecto precio el ratio de reemplazo alcanzaría el 111%.

Inversiones

Las **inversiones** del cuarto trimestre de 2009 en el área de Upstream han alcanzado 180 M€. Las inversiones en desarrollo representaron un 45% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en USA (21%) Trinidad y Tobago (26%) y Libia (10%). Las inversiones en exploración representaron un 47% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Brasil (70%), Venezuela (16%) y Perú (5%).

En el año 2009 las inversiones en este Negocio ascendieron a 1.122 M€, un 5,2% inferiores a las del ejercicio 2008. La inversión en desarrollo representó el 42% del total y se realizaron principalmente en USA (41%), Trinidad y Tobago (22%) y Libia (10%). Las inversiones en exploración representaron un 48% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en Brasil (33%), España (18%), USA (16%) y Argelia (14%).



1.2.- GNL

Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2008	3T 2009	4T 2009	% Variación 4T09/4T08		Ene-Dic 2008	Ene-Dic 2009	% Variación 09/08
37	5	-100	-	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	125	-61	-
37	5	11	-70,3	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	125	50	-60,0
64,5	35,1	32,9	-49,0	PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN EL POOL ELECTRICO EN ESPAÑA (€/MWh)	64,4	37,0	-42,5
38,6	47,5	46,3	19,9	GNL COMERCIALIZADO (TBtu)	187,7	179,5	-4,4
19	33	22	15,8	INVERSIONES (M€)	242	125	-48,3

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

El **resultado de explotación recurrente** en el cuarto trimestre del 2009 se situó en 11 M€ de euros frente a los 37 M€ del mismo período del año anterior.

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

- Por el lado positivo cabe destacar los mayores volúmenes de ventas en los Trenes 2 y 3 de Trinidad.
- Por el lado negativo, se han registrado menores márgenes en la división de comercialización de GNL y flota como consecuencia, entre otros factores, de la fuerte caída de los precios internacionales del gas. Asimismo, la caída de los precios del pool eléctrico español y menores ventas de gas natural han provocado un descenso de los resultados de Bahía Bizkaia Electricidad, S.L. (BBE).

Por otro lado, en el trimestre se ha contabilizado el resultado de diferentes arbitrajes impactando el resultado de este negocio por un importe de -111 M€.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del ejercicio 2009 ha ascendido a 50 M€, con un descenso del 60% frente al ejercicio 2008. Este descenso, que ha afectado al sector en su conjunto, se explica por la caída de los precios del pool eléctrico español, la de los precios internacionales del gas, y por menores márgenes y volúmenes en la comercialización de GNL.

Inversiones

Las **inversiones** del cuarto trimestre en el área de GNL han alcanzado 22 M€, totalizando 125 M€ para el año. Estas inversiones se han dedicado fundamentalmente al proyecto Canaport LNG, que fue inaugurado oficialmente el día 25 de septiembre de 2009.

1.3.- DOWNSTREAM

Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2008	3T 2009	4T 2009	% Variación 4T09/4T08		Ene-Dic 2008	Ene-Dic 2009	% Variación 09/08
590	110	106	-82,0	RESULTADO DE EXPLOTACION CCS	1.543	655	-57,6
566	115	95	-83,2	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS	1.559	647	-58,5
4T 2008	3T 2009	4T 2009	% Variación 4T09/4T08		Ene-Dic 2008	Ene-Dic 2009	% Variación 09/08
-459	210	177	-	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	1.048	1.022	-2,5
-483	215	166	-	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE (M€)	1.064	1.014	-4,7
10.734	9.759	9.679	-9,8	VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (Miles de toneladas)	43.863	39.429	-10,1
482	541	599	24,3	VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	2.602	2.306	-11,4
858	652	757	-11,8	VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	3.223	2.993	-7,1
602	463	422	-29,9	INVERSIONES (M€)	1.545	1.649	6,7
4T 2008	3T 2009	4T 2009	% Variación 4T09/4T08	INDICADOR MARGEN DE REFINO (\$/Bbl)	Ene-Dic 2008	Ene-Dic 2009	% Variación 09/08
8,6	0,3	0,0	-	España	7,4	1,3	-82,4

El resultado de explotación recurrente a CCS se situó en 95 M€, un 83,2% inferior al del mismo trimestre de 2008. El resultado de explotación recurrente del cuarto trimestre de 2009, que incluye un efecto patrimonial por un importe positivo de 71 M€, asciende a 166 M€ frente a los -483 M€ del mismo período de 2008 en el que hubo efecto patrimonial negativo de 1.049 M€.

El descenso de 471 M€ del resultado de explotación recurrente a CCS del cuarto trimestre de 2009 frente al mismo período de 2008 se explica por las siguientes razones:

- En el negocio de **Refino** por la caída de los márgenes internacionales, consecuencia de la caída de la demanda mundial. Esto ha tenido un impacto negativo en el resultado de 516 M€. Los menores volúmenes destilados han afectado el resultado operativo del trimestre, comparado con el mismo trimestre del año anterior en 12 M€.
- El buen comportamiento del negocio de **Marketing** ha impactado positivamente el resultado en 64 M€.
- Los negocios de **Química**, con la recuperación de volúmenes y márgenes en relación al cuarto trimestre del año anterior, han tenido un impacto positivo conjunto en el resultado de 139 M€.
- Finalmente, menores costes fijos, **GLP**, con márgenes de envasado inferiores derivados del efecto decalaje mas otros efectos menores, explican la diferencia restante.
- El indicador ajustado de margen integrado de Downstream, que tiene en cuenta todas las actividades excepto la química, alcanzó 2,97 \$/bbl en el trimestre y 4,88 \$/bbl en el año 2009. Este indicador ha sido -1,49 \$/bbl para la media del sector en el trimestre y 1,42 \$/bbl en el año 2009, es decir, un 245% superior a la media (*).

(*) Margen calculado en base a la información publicada por las empresas del sector (BP, Chevron Texaco, Conoco Phillips, ENI, Exxon Mobil, Marathon Oil, Petroplus, Shell, Sunoco, Tesoro, Total y Valero) en sus presentaciones de resultados y a estimaciones propias.



Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente a CCS** del ejercicio 2009, excluyendo el efecto inventario, ha sido de 647 M€, un 58,5% inferior a los 1.559 M€ obtenidos el año anterior, principalmente por la fuerte caída del margen de refino, que solo ha podido ser compensado parcialmente por el mayor resultado del negocio de Marketing y gracias al esfuerzo de reducción de costes.

Inversiones

Las **inversiones** en el área de Downstream en el cuarto trimestre de 2009 y en el acumulado del año ascendieron a 422 M€ y 1.649 M€ respectivamente, y se han destinado fundamentalmente a los proyectos de ampliación y conversión de Cartagena y la Unidad reductora de fuelóleo de Bilbao.

1.4.- YPF

Cifras no auditadas (NIF)

4T 2008	3T 2009	4T 2009	% Variación 4T09/4T08		Ene-Dic 2008	Ene-Dic 2009	% Variación 09/08
113	211	358	216,8	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	1.159	1.021	-11,9
131	211	331	152,7	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	1.317	789	-40,1
325	287	296	-8,9	PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	315	304	-3,6
1.596	1.567	1.280	-19,8	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.708	1.505	-11,9
609	566	524	-14,0	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	619	572	-7,7
3.689	3.220	3.458	-6,3	VENTAS DE PRODUCTOS PETROLIFEROS (Miles de toneladas)	15.203	13.906	-8,5
334	457	407	21,9	VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	1.506	1.479	-1,8
89	89	85	-4,5	VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	378	397	4,9
596	181	338	-43,3	INVERSIONES (M€)	1.508	956	-36,6

4T 2008	3T 2009	4T 2009	% Variación 4T09/4T08	INDICADORES	Ene-Dic 2008	Ene-Dic 2009	% Variación 09/08
43,7	43,4	44,4	1,6	PRECIOS DE REALIZACIÓN DE CRUDO (\$/Bbl)	42,3	42,3	0,0
2,8	1,7	2,6	-7,1	PRECIOS DE REALIZACIÓN DE GAS (\$/Miles scf)	2,3	2,2	-4,3
303	202	235	-22,4	PETROQUÍMICA DERIVADA (\$/ton)	474	204	-57,0

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

El **resultado de explotación recurrente** alcanzó 331 M€ en el cuarto trimestre de 2009, frente a 131 M€ en el cuarto trimestre de 2008, un 152,7% superior.

Las variaciones más significativas de este trimestre en comparación con el mismo periodo de 2008, que han dado lugar al incremento de 200 M€ en el resultado operativo recurrente, son las que se detallan:

- El incremento de precios de combustibles en dólares en el mercado doméstico ha tenido un impacto positivo en el resultado de 49 M€.
- Los menores volúmenes de venta de combustibles han afectado el resultado operativo en 83 M€.
- El aumento en los ingresos por exportaciones y por aquellos productos vendidos internamente pero referenciados a la evolución de las cotizaciones internacionales del crudo, netos de tributos, impactó positivamente en el resultado en 106 M€.
- En gas, a pesar del incremento de precios en el segmento doméstico y de generación, el resultado ha disminuido en 104 M€. Esto se debe principalmente a la variación del mix de ventas y a la menor demanda causada principalmente por condiciones meteorológicas con menores volúmenes de ventas a las industrias, cuyos precios están ligados a cotizaciones internacionales.
- Las menores amortizaciones tuvieron un impacto positivo en el resultado de 93 M€.
- Otros efectos, principalmente el impacto positivo de Petróleo Plus, explican el resto de las variaciones.

La **producción** en este trimestre ha sido inferior en un 14,0% (un 19,8% menor en gas y un 8,9% menor en líquidos) a la del mismo período del año anterior, principalmente por menor demanda de gas y declino de los campos. Adicionalmente, una huelga de empleados petroleros de la región Sur de Argentina incidió en la menor producción. Si se aislase este último efecto, la producción habría caído un 12%.



Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del acumulado del año ascendió a 789 M€, un 40,1% inferior al del mismo periodo del año anterior. El descenso muestra que el incremento de los precios de los combustibles en las estaciones de servicio, tanto en moneda local (29% gasolinas y 25% diesel) como en dólares (9% gasolinas y 6% diesel), no ha podido compensar los menores ingresos provenientes de aquellos productos que, si bien son vendidos en el mercado interno, su precio está relacionado con la cotización internacional, los efectos de menores ingresos derivados de exportaciones así como los menores ingresos consecuencia de un menor precio del gas en dólares. Sin embargo, el impacto de los menores ingresos se ha visto minimizado por la aportación de Petróleo Plus y por el ahorro de costes.

En el acumulado del año, la **producción** ha sido de 572 Kbp/d con un descenso del 7,7% frente al mismo periodo del año anterior. El descenso ha sido del 11,9% en gas y 3,6% en líquidos. El menor descenso experimentado en la producción de crudo es consecuencia de las inversiones incentivadas por el programa Petróleo Plus.

Inversiones

Las **inversiones** del cuarto trimestre de 2009 en YPF han alcanzado 338 M€, de los cuales 198 M€ se han invertido en Exploración y Producción. Un 81% de las inversiones en E&P se ha destinado a proyectos de desarrollo.

Durante el ejercicio 2009 las inversiones alcanzaron 956 M€, de los cuales 676 M€ se han invertido en Exploración y Producción. Un 94,5% de las inversiones en E&P se destinó a proyectos de desarrollo.

1.5.- GAS NATURAL SDG

Cifras no auditadas (NIF)							
4T 2008	3T 2009	4T 2009	% Variación 4T09/4T08		Ene-Dic 2008	Ene-Dic 2009	% Variación 09/08
132	226	188	42,4	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	555	748	34,8
136	226	185	36,0	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	568	745	31,2
170	277	220	29,4	INVERSIONES (M€)	894	5.060	466,0

El **resultado de explotación recurrente** de Gas Natural SDG del cuarto trimestre de 2009 ascendió a 185 M€, frente a los 136 M€ del mismo periodo del año anterior, lo que supone un incremento del 36,0%.

El aumento de 49 M€ se ha producido principalmente por la integración global de los resultados de Unión FENOSA en Gas Natural SDG.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del año 2009 ha sido de 745 M€ en comparación con los 568 M€ del mismo periodo del año anterior. El resultado se ha incrementado en un 31,2% fundamentalmente debido a la incorporación en los resultados de Gas Natural SDG del 100% de Unión FENOSA desde el 30 de abril de 2009.

Inversiones

Las **inversiones** en Gas Natural SDG correspondientes con la consolidación proporcional del 30,01% de esta Compañía, durante el cuarto trimestre y en el año 2009, alcanzaron respectivamente 220 M€ y 5.060 M€. En el acumulado del año fueron destinadas fundamentalmente a adquirir 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 de gas y electricidad y a la generación 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 cuarto trimestre de 2009 se registró un resultado recurrente negativo de 97 M€, frente a los 102 M€ de gasto neto del cuarto trimestre de 2008.

2.- RESULTADO FINANCIERO, ENDEUDAMIENTO E INVERSIONES

(*) En este apartado se recogen los datos del resultado financiero y de la situación financiera del Grupo excluyendo al Grupo Gas Natural. Los datos correspondientes al Grupo Consolidado se facilitan en las tablas de resultados de cuarto trimestre del ejercicio 2009 (página 26 del presente avance de resultados).

Cifras no auditadas (NIIF)

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA (M€) – GRUPO EX GAS NATURAL	3T09	4T09	% Variación 4T09/3T09	Ene-Dic 09
DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO	3.882	4.271	10,0	2.030
EBITDA	-1.451	-1.499	3,3	-5.517
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	-56	240	-	461
INVERSIONES (1)	980	953	-2,8	4.991
DESINVERSIONES (1)	-33	-39	18,2	-400
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas) (2)	635	537	-15,4	1.894
EFFECTOS TIPO DE CAMBIO	-34	142	-	112
IMPUESTOS PAGADOS	318	291	-8,5	1.054
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	30	9	-70,0	280
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	4.271	4.905	14,8	4.905
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	7.819	8.453	8,1	8.453

Ratio de endeudamiento

CAPITAL EMPLEADO (M€)	28.741	29.346	2,1	29.346
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	14,9	16,7	12,1	16,7
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	27,2	28,8	5,9	28,8
ROACE antes de no recurrentes (%)	6,1	5,4	-11,5	5,7

- (1) El importe de inversiones reflejado en esta tabla (4.991 M€) incluye 1.080 M€ por el desembolso realizado para atender la ampliación de capital de Gas Natural. Adicionalmente, en el periodo enero a diciembre de 2009 existen inversiones de carácter financiero por importe de 32 M€, no reflejadas en esta tabla. Igualmente, existen desinversiones de carácter financiero por importe de 56 M€, suponiendo las desinversiones totales 456 M€.
- (2) El importe del dividendo del ejercicio 2008 de Repsol YPF, S.A. (1.282 M€) y el declarado a cuenta del ejercicio 2009 (519 M€), junto con la cifra de dividendos pagados a minoritarios (167 M€) totalizan 1.968 M€. La diferencia entre este importe y la cifra que se refleja en la tabla como dividendo pagado en 2009 (1.894 M€) se explica por el dividendo correspondiente a las acciones de la sociedad dominante poseídas a la fecha de pago del dividendo del ejercicio 2008 (12 M€) y por el importe de las retenciones sobre el dividendo a cuenta del ejercicio 2009, ingresado en el mes de enero de 2010 (62 M€).

La **deuda financiera neta del Grupo excluyendo Gas Natural**, se situó al cierre de 2009 en 4.905 M€, frente a 2.030 M€ del año anterior. El EBITDA del período ha permitido cubrir las inversiones netas, los impuestos y parcialmente el dividendo de 2008. Adicionalmente, en el ejercicio se han producido dos hechos no recurrentes que han incrementado el importe de la deuda neta: el desembolso realizado para atender la ampliación de capital de GN por importe de 1.080 M€ y el adelanto del pago dividendo a cuenta de 2009 de Repsol YPF, S.A.

El ratio de la deuda neta sobre capital empleado a 31 de diciembre para el Grupo consolidado ex – GN se situó en un 16,7 %. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, el ratio se sitúa en el 28,8 %.

El **gasto financiero neto acumulado** en el ejercicio 2009 del Grupo ex GN ha sido de 250 M€, frente a los 467 M€ del mismo periodo del ejercicio anterior, lo que supone un menor gasto financiero por importe de 217 M€, destacando los siguientes aspectos:

- **Intereses netos:** Incremento del gasto en 21 M€, destacando la emisión en marzo 2009 de un bono vencimiento 2014 por importe de 1.000 M€, si bien este efecto se ha visto compensado por la disminución de los tipos de interés respecto a 2008.

▪ **Resultado de posiciones:**

Tipo de interés:

Si bien en el año 2008, la exposición ante caídas en la curva dólar contribuyeron a la generación de pérdidas por 64 M€, en 2009, el resultado positivo por tipo de interés (+26 M€) se explica por las subidas de la curva USD (medio plazo) y la caída de la curva EUR (todos los plazos), principalmente en el segundo trimestre del año.

Tipo de cambio:

En el año 2008, el resultado por posiciones de tipo de cambio (+83 M€), se debió principalmente a la exposición del resultado financiero al dólar como consecuencia de una gestión activa de protección de los flujos operativos de caja en dólares que se realizó en el año.

En 2009 el resultado positivo generado (306 M€) es consecuencia de la gestión activa de las coberturas en el mercado de divisas y se explica por la exposición mantenida frente al USD y al ARS. Su devaluación frente al EUR ha reducido el valor de los pasivos denominados en estas monedas. Por otro lado, la devaluación del USD frente al BRL ha reducido el valor de los pasivos denominados en USD.

- **Actualización de provisiones:** Mayor gasto financiero por importe de 31 M€, destacando el incremento de gasto en la sociedad BPTT (25 M€) por regularización en concepto de intereses de demora vinculados a contingencias fiscales.
- **Intereses intercalarios:** Mayor ingreso financiero por importe de 45 M€, principalmente por el incremento de volumen de deuda asignado a las inversiones de activos en curso.
- **Otros gastos financieros:** Mayor gasto financiero de 89 M€ principalmente por la incorporación en 2009 del gasto por el leasing financiero para transporte por gasoducto del gas natural comercializado en USA y Canadá (93 M€)

Cifras no auditadas (NIIF)

4T08	3T09	4T09	% Variación 4T09/4T08	RESULTADO FINANCIERO GRUPO EX GAS NATURAL (M€)	Ene-Dic 08	Ene-Dic 09	% Variación 09/08
-89	-96	-92	3,4	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-345	-366	6,1
-80	17	-36	-55,0	RESULTADO DE POSICIONES	19	332	-
-26	-7	-9	-65,4	Tipo de interés	-64	26	-
-54	24	-27	-50,0	Tipo de cambio	83	306	268,7
-38	-36	-59	55,3	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-143	-174	21,7
19	23	25	31,6	INTERCALARIOS	59	104	76,3
-21	-53	-30	42,9	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-57	-146	156,1
-210	-143	-192	-8,6	TOTAL	-467	-250	-46,5

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 ha sido del 40,7%. En el cuarto trimestre de 2009 el impuesto devengado fue de 186 M€.

3.2.- RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS

Cifras no auditadas (NIIF)

4T 2008	3T 2009	4T 2009	% Variación 4T09/4T08	DESGLOSE DE SOCIEDADES PARTICIPADAS (M€)	Ene-Dic 2008	Ene-Dic 2009	% Variación 09/08
-23,5	6,0	2,2	-	UPSTREAM	-30,8	-1,8	-94,1
20,1	6,2	4,0	-80,1	GNL	62,0	38,6	-37,7
5,6	10,7	6,4	14,3	DOWNSTREAM	26,5	26,3	-0,8
-3,5	-5,0	5,3	-	YPF	6,4	4,8	-25,0
0,5	0,6	0,5	-	Gas Natural SDG	2,0	18,3	-
-0,8	18,5	18,4	-	TOTAL	66,1	86,2	30,4

El resultado obtenido a través de sociedades participadas minoritariamente ascendió en el cuarto trimestre de 2009 a 18,4 M€, frente a los -0,8 M€ del mismo periodo del año anterior.

El resultado de Upstream ha aumentado ya que en el cuarto trimestre de 2008 se recogía la amortización de sondeos negativos en ENIREPSA. En el área de GNL los menores resultados se deben a menores resultados de la sociedad Atlantic LNG.

3.3.- INTERESES MINORITARIOS

El resultado recurrente atribuido a socios externos en el cuarto trimestre de 2009 ascendió a 49 M€ frente a -53 M€ del cuarto trimestre de 2008. Este epígrafe recoge principalmente 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 tercer trimestre de 2009, las noticias más significativas anunciadas por la Compañía han sido las siguientes:

En Upstream, el 26 de noviembre, Repsol anunció el acuerdo para el desarrollo del bloque Caipipendi (desarrollo conjunto de los yacimientos Margarita y Huacaya), en el se que multiplicará por siete su producción de gas en los próximos cinco años, hasta alcanzar un total de 14 millones de metros cúbicos diarios desde los 2 millones de metros cúbicos diarios actuales. El bloque cuenta con unos recursos de 3,7 Tcfs (tres años de consumo de gas en España) y está ubicado en la zona sur de Bolivia, en los departamentos de Tarija y Chuquisaca. El consorcio que desarrolla y explota el bloque está integrado por Repsol YPF Bolivia S.A. (37,5% y Operador), BG (37,5%) y PAE E&P Bolivia (25%) en el marco del Contrato de Operación suscrito con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

El 27 de noviembre, se dictó el laudo arbitral que resuelve la controversia entre Repsol-Gas Natural y Sonatrach sobre la terminación del contrato relativo al proyecto integrado Gassi Touil, adjudicado en 2004. El Tribunal Arbitral declara terminado el citado contrato conforme a sus cláusulas, sin obligar a ninguna de las partes a indemnizar a la otra como consecuencia de dicha terminación. El laudo también ordena que Sonatrach compre a las compañías españolas su participación en la sociedad conjunta encargada del proceso de licuefacción del proyecto Gassi Touil y que pague un precio igual a la tesorería actual de dicha sociedad.

El 18 de enero del 2010, Repsol firmó el contrato para explorar un nuevo bloque en Argelia. Repsol firmó con Sonatrach y la Agencia Nacional de Valoración de Recursos de Hidrocarburos argelina (ALNAFT), el contrato para la exploración y explotación del bloque Sud-Est Illizi, situado en el sudeste de Argelia. El consorcio que desarrollará las actividades exploratorias está formado por Repsol, que con un 52,5% es la compañía operadora, la italiana Enel, con un 27,5%, y la franco-belga GdF-Suez, con un 20%. La adjudicación de este nuevo bloque, que se produjo el 20 de diciembre de 2009, refuerza la posición de Repsol en Argelia, donde la compañía tiene una importante presencia en las áreas de Reggane, Tinfouye Tabenkort y Tifernine, y reafirma su apuesta por este país como área de crecimiento, tal y como recoge el Plan Estratégico 2008-2012.

El 21 de enero del 2010, Repsol obtuvo dos licencias exploratorias en Noruega. El potencial de hidrocarburos que se estima descubrir en el país lo convierten en una zona estratégica, tanto para Repsol, como para la industria. Repsol es el operador de la licencia PL-541, situada en el sector noruego del Mar del Norte. La compañía participa con un 50% en esta adjudicación, junto con la italiana Edison (35%) y la noruega Skagen (15%). Con esta adjudicación, Repsol se constituye por primera vez como operador en la Norwegian Continental Shelf (NCS), lo que supone el reconocimiento de la capacidad de la compañía por parte de las autoridades Noruegas, muy valorado en el sector. En la segunda licencia, PL 557, localizada en el Mar de Noruega, Repsol participa con un 40%, junto con la austriaca OMV (50% y operador) y la noruega Skagen (10%).

En el mes de febrero de 2010 un consorcio de compañías internacionales liderado por Repsol con un 11% de participación obtuvo del gobierno venezolano la adjudicación del importante proyecto Carabobo-1. El proyecto consiste en el desarrollo, junto con PDVSA, de las reservas de crudo pesado de los bloques Carabobo 1 Norte y Carabobo 1 Centro, situados en la Faja Petrolífera del Orinoco, una de las áreas con mayores reservas de hidrocarburos del mundo. En este proyecto se podría alcanzar una producción máxima de 400.000 barriles de petróleo/día durante 40 años y se incluye, además, la construcción de un mejorador de crudo pesado con capacidad para procesar alrededor de 200.000 barriles de petróleo/día.

En la Corporación, el día 25 de noviembre, el Consejo de Administración de Repsol acordó la distribución de un dividendo bruto de 0,425 euros por acción a cuenta del ejercicio en curso. El dividendo a cuenta de 2009 representa el 81% del abonado en 2008, y es acorde con el actual entorno, caracterizado por el descenso de los precios del crudo y de los beneficios en el sector.

El día 16 de febrero, a solicitud de la CNMV, y como consecuencia de la noticia aparecida en algún medio de comunicación, Repsol YPF comunicó que, en el marco de su gestión dinámica permanente del portafolio de negocios, ha encargado a un Banco de Inversión estudiar la posibilidad de una desinversión parcial en Compañía Logística de Hidrocarburos.



5. – COMPARACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Con fecha 1 de julio de 2008 la participación del grupo en Alberto Pascualini Refap, S.A. (REFAP) fue clasificada como “Activo no corriente mantenido para la venta” de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas. Sin embargo el entorno global desfavorable del sector de negocio al que pertenece el activo, junto a la situación general de crisis financiera, han impedido que el proceso de venta iniciado por el Grupo haya concluido con éxito. Por esta razón, en el cuarto trimestre del ejercicio 2009 la participación en REFAP se ha integrado de nuevo proporcionalmente en los estados financieros del Grupo.

Para facilitar la comparación entre la información del cuarto trimestre de 2009 y la correspondiente a trimestres anteriores y de acuerdo con lo previsto en la normativa contable, los datos que se mencionan en el presente avance de resultados correspondientes al cuarto trimestre de 2008 y a trimestres anteriores de 2009 han sido adecuadamente modificados integrando proporcionalmente REFAP durante los ejercicios 2008 y 2009 completos. Este cambio de clasificación contable de REFAP no afecta a ejercicios anteriores a 2008. Las variaciones entre los estados financieros correspondientes a 2008 contenidos en el presente avance de resultados respecto al avance de resultados del cuarto trimestre del 2008 se muestran los cuadros a continuación:

ACTIVO	31/12/2008 en cuentas anuales 2009	Integración REFAP 2º Semestre 2008	31/12/2008 en cuentas anuales 2008
Inmovilizado Intangible:	4.283	204	4.079
a) Fondo de Comercio	3.055	204	2.851
b) Otro inmovilizado intangible	1.228	-	1.228
Inmovilizado material	26.094	357	25.737
Inversiones inmobiliarias	31	-	31
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	525	-	525
Activos financieros no corrientes	2.465	(1)	2.466
Activos por impuesto diferido	1.530	67	1.463
Otros activos no corrientes	276	-	276
ACTIVO NO CORRIENTE	35.204	627	34.577
Activos no corrientes mantenidos para la venta	163	(1.088)	1.251
Existencias	3.641	57	3.584
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	6.636	4	6.632
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios	4.228	19	4.209
b) Otros deudores	2.164	(16)	2.180
c) Activos por impuesto corriente	244	1	243
Otros activos financieros corrientes	498	4	494
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.922	31	2.891
ACTIVO CORRIENTE	13.860	(992)	14.852
TOTAL ACTIVO	49.064	(365)	49.429



PASIVO Y PATRIMONIO NETO	31/12/2008 en cuentas anuales 2009	Integración REFAP 2º Semestre 2008	31/12/2008 en cuentas anuales 2008
PATRIMONIO NETO			
Fondos propios	21.003	(156)	21.159
Ajustes por cambio de valor	(1.169)	(110)	(1.059)
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE			
INTERESES MINORITARIOS	1.170	-	1.170
TOTAL PATRIMONIO NETO	21.004	(266)	21.270
Subvenciones	108	-	108
Provisiones no corrientes	2.718	8	2.710
Pasivos financieros no corrientes:	10.432	117	10.315
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	10.118	117	10.001
b) Otros pasivos financieros	314	-	314
Pasivos por impuesto diferido	2.559	5	2.554
Otros pasivos no corrientes	1.451	-	1.451
PASIVO NO CORRIENTE	17.268	130	17.138
Pasivos corrientes vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	12	(589)	601
Provisiones corrientes	439	2	437
Pasivos financieros corrientes:	1.853	65	1.788
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables	1.807	65	1.742
b) Otros pasivos financieros	46	-	46
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar:	8.488	293	8.195
a) Proveedores	3.174	296	2.878
b) Otros acreedores	5.024	(3)	5.027
c) Pasivos por impuesto corriente	290	-	290
PASIVO CORRIENTE	10.792	(229)	11.021
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	49.064	(365)	49.429



CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS	31/12/2008 en cuentas anuales 2009	Integración REFAP 2º Semestre 2008	31/12/2008 en cuentas anuales 2008
Ventas	58.475	735	57.740
Otros ingresos	3.236	1	3.235
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	61.711	736	60.975
Aprovisionamientos	(41.395)	(534)	(40.861)
Otros gastos	(15.296)	(265)	(15.031)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	(56.691)	(799)	(55.892)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	5.020	(63)	5.083
RESULTADO FINANCIERO	(544)	(172)	(372)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS Y PARTICIPADAS	4.476	(235)	4.711
Impuesto sobre Beneficios	(1.861)	79	(1.940)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación	66	-	66
Resultado procedente de operaciones continuadas	2.681	(156)	2.837
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO	2.681	(156)	2.837
Resultado atribuido a intereses minoritarios	(126)	-	(126)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	2.555	(156)	2.711

Adicionalmente, en las páginas 33 a 38 del presente avance de resultados se facilita información sobre los resultados del ejercicio 2009 por trimestres considerando el mencionado cambio de clasificación contable de la participación del Grupo en REFAP

Madrid, 25 de febrero de 2010

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 25 de febrero de 2009 a las 14:00 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 cuarto 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 4^o 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			ENERO-DICIEMBRE	
	4T08	3T09	4T09	2008	2009
EBITDA	783	1.834	1.828	8.121	6.749
Resultado de explotación.....	(19)	910	681	5.020	3.244
Resultado financiero.....	(230)	(222)	(263)	(544)	(468)
Resultado antes de impuestos y participadas	(249)	688	418	4.476	2.776
Impuesto sobre beneficios.....	10	(284)	(186)	(1.861)	(1.130)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación.....	(1)	19	18	66	86
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	-	12	-	12
Resultado consolidado del periodo	(240)	423	262	2.681	1.744
RESULTADO ATRIBUIDO A:					
Intereses minoritarios	(53)	38	51	126	185
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	(187)	385	211	2.555	1.559
Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (*)					
* Euros/acción	-0,15	0,32	0,17	2,10	1,29
* \$/ADR	-0,21	0,47	0,25	2,93	1,85

(*) 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 1.214.598.084 durante el año 2008 y de 1.211.026.225 durante el año 2009.

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

1,392 dólares por euro en 4T08
1,464 dólares por euro en 3T09
1,441 dólares por euro en 4T09



RESULTADOS DE REPSOL YPF AJUSTADOS POR NO RECURRENTES

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	CUARTO TRIMESTRE 2008			ENERO-DICIEMBRE 2008		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación.....	(19)	(10)	(29)	5.020	(75)	4.945
Upstream.....	259	(7)	252	2.258	(31)	2.227
GNL.....	37	-	37	125	-	125
Downstream.....	(459)	(24)	(483)	1.048	16	1.064
YPF.....	113	18	131	1.159	158	1.317
Gas Natural SDG.....	132	4	136	555	13	568
Corporación y otros.....	(101)	(1)	(102)	(125)	(231)	(356)
Resultado financiero.....	(230)	-	(230)	(544)	-	(544)
Resultado antes de impuestos y participadas	(249)	(10)	(259)	4.476	(75)	4.401
Impuesto sobre beneficios.....	10	2	12	(1.861)	(179)	(2.040)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(1)	-	(1)	66	-	66
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	-	-	-	-	-
Resultado consolidado del periodo.....	(240)	(8)	(248)	2.681	(254)	2.427

RESULTADO ATRIBUIDO A:

Intereses minoritarios	(53)	-	(53)	126	-	126
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	(187)	(8)	(195)	2.555	(254)	2.301

	TERCER TRIMESTRE 2009			ENERO-SEPTIEMBRE 2009		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación.....	910	(42)	868	2.563	(256)	2.307
Upstream.....	293	9	302	618	41	659
GNL.....	5	-	5	39	-	39
Downstream.....	210	5	215	845	3	848
YPF.....	211	-	211	663	(205)	458
Gas Natural SDG.....	226	-	226	560	-	560
Corporación y otros.....	(35)	(56)	(91)	(162)	(95)	(257)
Resultado financiero.....	(222)	-	(222)	(205)	-	(205)
Resultado antes de impuestos y participadas	688	(42)	646	2.358	(256)	2.102
Impuesto sobre beneficios.....	(284)	18	(266)	(944)	129	(815)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	19	-	19	68	-	68
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	-	-	-	-	-
Resultado consolidado del periodo.....	423	(24)	399	1.482	(127)	1.355

RESULTADO ATRIBUIDO A:

Intereses minoritarios	38	-	38	134	(18)	116
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	385	(24)	361	1.348	(109)	1.239

	CUARTO TRIMESTRE 2009			ENERO-DICIEMBRE 2009		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación.....	681	140	821	3.244	(116)	3.128
Upstream.....	163	62	225	781	103	884
GNL.....	(100)	111	11	(61)	111	50
Downstream.....	177	(11)	166	1.022	(8)	1.014
YPF.....	358	(27)	331	1.021	(232)	789
Gas Natural SDG.....	188	(3)	185	748	(3)	745
Corporación y otros.....	(105)	8	(97)	(267)	(87)	(354)
Resultado financiero.....	(263)	-	(263)	(468)	-	(468)
Resultado antes de impuestos y participadas	418	140	558	2.776	(116)	2.660
Impuesto sobre beneficios.....	(186)	(56)	(242)	(1.130)	73	(1.057)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	18	-	18	86	-	86
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	12	(12)	-	12	(12)	-
Resultado consolidado del periodo.....	262	72	334	1.744	(55)	1.689

RESULTADO ATRIBUIDO A:

Intereses minoritarios	51	(2)	49	185	(20)	165
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	211	74	285	1.559	(35)	1.524



**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			ENERO-DICIEMBRE	
	4T08	3T09	4T09	2008	2009
Upstream	830	840	926	4.914	2.988
Norteamérica y Brasil	60	209	221	353	614
Norte de Africa	235	225	218	1.907	719
Resto del Mundo	593	423	519	2.751	1.748
Ajustes	(58)	(17)	(32)	(97)	(93)
GNL	371	252	223	1.544	1.028
Downstream	7.476	8.605	8.894	43.183	32.838
Europa	6.653	8.002	8.277	39.903	30.493
Resto del Mundo	1.021	1.018	1.082	5.547	3.887
Ajustes	(198)	(415)	(465)	(2.267)	(1.542)
YPF	2.556	2.017	2.318	10.082	8.678
Upstream	1.207	947	1.032	4.269	4.369
Downstream	2.034	1.626	1.796	8.153	6.657
Corporación	79	74	115	280	307
Ajustes	(764)	(630)	(625)	(2.620)	(2.655)
Gas Natural SDG	1.199	1.268	1.353	4.210	4.652
Corporación, otros y ajustes	(405)	(260)	(378)	(2.222)	(1.152)
TOTAL	12.027	12.722	13.336	61.711	49.032



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			ENERO-DICIEMBRE	
	4T08	3T09	4T09	2008	2009
Upstream	259	293	163	2.258	781
Norteamérica y Brasil	(16)	39	32	40	63
Norte de Africa	83	166	48	1.202	372
Resto del Mundo	192	88	83	1.016	346
GNL	37	5	(100)	125	(61)
Downstream	(459)	210	177	1.048	1.022
Europa	(345)	176	146	1.127	800
Resto del Mundo	(114)	34	31	(79)	222
YPF	113	211	358	1.159	1.021
Upstream	76	108	187	441	795
Downstream	83	124	169	901	310
Corporación	(46)	(21)	2	(183)	(84)
Gas Natural SDG	132	226	188	555	748
Corporación, otros y ajustes	(101)	(35)	(105)	(125)	(267)
TOTAL	(19)	910	681	5.020	3.244



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			ENERO-DICIEMBRE	
	4T08	3T09	4T09	2008	2009
Upstream	439	510	556	2.864	1.699
Norteamérica y Brasil	(5)	170	199	134	433
Norte de Africa	158	178	171	1.371	554
Resto del Mundo	286	162	186	1.359	712
 GNL	 47	 35	 42	 173	 150
 Downstream	 (402)	 371	 307	 1.736	 1.626
Europa	(268)	317	248	1.746	1.306
Resto del Mundo	(134)	54	59	(10)	320
 YPF	 573	 593	 677	 2.802	 2.344
Upstream	453	428	474	1.797	1.908
Downstream	138	166	214	1.074	489
Corporación	(18)	(1)	(11)	(69)	(53)
 Gas Natural SDG	 206	 383	 329	 848	 1.232
 Corporación, otros y ajustes	 (80)	 (58)	 (83)	 (302)	 (302)
 TOTAL	 783	 1.834	 1.828	 8.121	 6.749



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			ENERO-DICIEMBRE	
	4T08	3T09	4T09	2008	2009
Upstream	326	290	180	1.184	1.122
Norteamérica y Brasil	129	119	67	478	435
Norte de África	97	82	15	376	241
Resto del Mundo	100	89	98	330	446
 GNL	 19	 33	 22	 242	 125
 Downstream	 602	 463	 422	 1.545	 1.649
Europa	581	449	396	1.469	1.583
Resto del Mundo	21	14	26	76	66
 YPF	 596	 181	 338	 1.508	 956
Upstream	486	120	198	1.215	676
Downstream	76	41	114	192	214
Corporación	34	20	26	101	66
 Gas Natural SDG	 170	 277	 220	 894	 5.060
 Corporación, otros y ajustes	 94	 25	 10	 224	 91
 TOTAL	 1.807	 1.269	 1.192	 5.597	 9.003



BALANCE DE SITUACIÓN COMPARATIVO DE REPSOL YPF

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DICIEMBRE	DICIEMBRE
	2008	2009
ACTIVO NO CORRIENTE		
Fondo de Comercio	3.055	4.733
Otro inmovilizado intangible	1.228	2.085
Inmovilizado material	26.094	31.900
Inversiones inmobiliarias	31	35
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	525	531
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes	1.584	1.559
Otros	881	173
Activos por impuestos diferidos	1.530	2.021
Otros activos no corrientes.....	276	273
ACTIVO CORRIENTE		
Activos no corrientes mantenidos para la venta (*)	163	746
Existencias	3.641	4.233
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	6.636	6.773
Otros activos financieros corrientes	498	713
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.922	2.308
TOTAL ACTIVO	49.064	58.083
PATRIMONIO NETO TOTAL		
Atribuido a la sociedad dominante	19.834	19.951
Atribuido a los intereses minoritarios	1.170	1.440
PASIVO NO CORRIENTE		
Subvenciones.....	108	124
Provisiones no corrientes	2.718	3.097
Pasivos financieros no corrientes	10.432	15.411
Pasivos por impuesto diferido	2.559	3.395
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero	721	1.919
Otros	730	753
PASIVO CORRIENTE		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta (*) ...	12	185
Provisiones corrientes	439	282
Pasivos financieros corrientes	1.853	3.499
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero	31	172
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	8.457	7.855
TOTAL PASIVO	49.064	58.083

(*) 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-DICIEMBRE	
	2008	2009
I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION		
Resultado antes de impuestos y participadas	4.476	2.776
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	3.115	3.620
Otros ajustes del resultado (netos)	530	353
EBITDA	8.121	6.749
Cambios en el capital corriente	1.266	(590)
Cobros de dividendos	110	86
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(2.399)	(1.168)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(359)	(312)
OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	(2.648)	(1.394)
	6.739	4.765
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(99)	(4.463)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(4.925)	(4.348)
Otros activos financieros	(573)	(192)
Total Inversiones	(5.597)	(9.003)
Cobros por desinversiones	1.045	1.093
Otros flujos de efectivo	(128)	56
	(4.680)	(7.854)
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	(245)	230
Cobros por emisión de pasivos financieros	3.465	10.618
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(3.052)	(5.953)
Pagos por dividendos	(1.608)	(1.935)
Pagos de intereses	(632)	(776)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	316	321
	(1.756)	2.505
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	2.585	2.922
Saldo neto de flujos de efectivo (I, II y III)	303	(584)
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio	34	(30)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	2.922	2.308



RESULTADO FINANCIERO, ENDEUDAMIENTO E INVERSIONES CONSOLIDADO GRUPO

Cifras no auditadas (NIIF)

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA – GRUPO CONSOLIDADO (M€)	3T09	4T09	% Variación 4T09/3T09	Ene-Dic 09
DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO	10.447	10.607	1,5	3.481
EBITDA	-1.834	-1.828	-0,3	-6.749
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	-127	402	-	590
INVERSIONES (1)	1.255	1.171	-6,7	8.964
DESINVERSIONES (1)	-162	-453	179,6	-1.037
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	635	553	-12,9	1.935
EFFECTOS TIPO DE CAMBIO	-35	145	-	125
IMPUESTOS PAGADOS	366	323	-11,7	1.168
INCORPORACIÓN DEUDA UNIÓN FENOSA	-195	14	-	1.809
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	257	-6	-	642
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	10.607	10.928	3,0	10.928
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	14.333	14.654	2,2	14.654

Ratio de endeudamiento

CAPITAL EMPLEADO (M€)	35.889	36.044	0,4	36.044
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	29,6	30,3	2,4	30,3
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	39,9	40,7	2,0	40,7
ROACE antes de no recurrentes (%)	6,0	5,5	-8,3	6,2

- 1) Adicionalmente, en el periodo enero a diciembre de 2009 existen inversiones de carácter financiero por importe de 39 M€, lo que implicaría una inversión total de 9.003 M€. Igualmente, existen desinversiones de carácter financiero por importe de 56 M€, suponiendo las desinversiones totales 1.093 M€.

Cifras no auditadas (NIIF)

4T08	3T09	4T09	% Variación 4T09/4T08	RESULTADO FINANCIERO GRUPO CONSOLIDADO (M€)	Ene-Dic 08	Ene-Dic 09	% Variación 09/08
-114	-168	-164	43,9	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-428	-610	42,5
-68	19	-38	-44,1	RESULTADO DE POSICIONES	31	340	-
-15	-7	-10	-33,3	Tipo de interés	-55	34	-
-53	26	-28	-47,2	Tipo de cambio	86	306	-
-38	-40	-63	65,8	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-144	-186	29,2
21	30	30	42,9	INTERCALARIOS	67	122	82,1
-31	-63	-28	-9,7	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-70	-134	91,4
-230	-222	-263	14,3	TOTAL	-544	-468	-14,0



TABLAS

PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS DEL
4º TRIMESTRE DE 2009



MAGNITUDES DE UPSTREAM

	Unidad	2008					2009					% Variación 09 / 08
		1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	4º Tr.	Acum	1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	4º Tr.	Acum	
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	333	336	331	330	333	317	340	327	349	334	0,3%
Producción de Líquidos	K Bep/día	131	131	126	124	128	113	132	141	149	134	4,9%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	15	15	14	13	14	12	31	46	48	34	140,4%
Norte de África	K Bep/día	55	55	55	55	55	40	39	37	44	40	-27,1%
Resto del Mundo	K Bep/día	61	60	57	57	59	61	62	58	58	60	1,8%
Producción de Gas Natural	K Bep/día	202	206	205	206	205	204	208	186	200	199	-2,6%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	1	1	1	1	1	1	2	3	3	2	203,5%
Norte de África	K Bep/día	10	9	9	13	10	14	13	7	12	12	11,9%
Resto del Mundo	K Bep/día	192	196	195	192	194	189	193	176	185	186	-4,1%



MAGNITUDES DE DOWNSTREAM

	Unidad	2008					2009					% Variación 09 / 08
		1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	4º Tr.	Acum.	1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	4º Tr.	Acum.	
CRUDO PROCESADO	M tep	10,1	10,0	10,3	9,7	40,1	9,8	8,7	8,6	8,0	35,1	-12,4%
Europa	M tep	8,5	8,4	8,9	8,3	34,0	8,2	7,1	7,1	6,3	28,7	-15,8%
Resto del Mundo	M tep	1,7	1,6	1,4	1,4	6,1	1,6	1,6	1,6	1,7	6,5	6,7%
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS	Kt	11.072	10.865	11.192	10.734	43.863	10.053	9.938	9.759	9.679	39.429	-10,1%
Ventas Europa	Kt	9.064	8.915	9.301	9.081	36.361	8.522	8.279	8.242	7.927	32.970	-9,3%
Marketing Propio	Kt	5.906	5.640	6.104	5.549	23.199	5.256	5.344	5.343	5.226	21.169	-8,8%
Productos claros	Kt	4.865	4.685	5.102	4.684	19.336	4.386	4.416	4.489	4.490	17.781	-8,0%
Otros productos	Kt	1.041	955	1.002	865	3.863	870	928	854	736	3.388	-12,3%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	1.688	1.675	1.708	1.855	6.926	1.786	1.560	1.526	1.350	6.222	-10,2%
Productos claros	Kt	1.227	1.179	1.174	1.405	4.985	1.278	1.064	1.080	898	4.320	-13,3%
Otros productos	Kt	461	496	534	450	1.941	508	496	446	452	1.902	-2,0%
Exportaciones	Kt	1.470	1.600	1.489	1.677	6.236	1.480	1.375	1.373	1.351	5.579	-10,5%
Productos claros	Kt	408	454	304	595	1.761	527	549	412	361	1.849	5,0%
Otros productos	Kt	1.062	1.146	1.185	1.082	4.475	953	826	961	990	3.730	-16,6%
Ventas Resto del Mundo	Kt	2.008	1.950	1.891	1.653	7.502	1.531	1.659	1.517	1.752	6.459	-13,9%
Marketing Propio	Kt	789	812	779	601	2.981	418	478	460	498	1.854	-37,8%
Productos claros	Kt	667	644	631	470	2.412	354	379	378	398	1.509	-37,4%
Otros productos	Kt	122	168	148	131	569	64	99	82	100	345	-39,4%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	782	826	823	765	3.196	808	852	832	914	3.406	6,6%
Productos claros	Kt	591	589	597	546	2.323	561	593	626	663	2.443	5,2%
Otros productos	Kt	191	237	226	219	873	247	259	206	251	963	10,3%
Exportaciones	Kt	437	312	289	287	1.325	305	329	225	340	1.199	-9,5%
Productos claros	Kt	105	58	117	141	421	140	212	161	146	659	56,5%
Otros productos	Kt	332	254	172	146	904	165	117	64	194	540	-40,3%
QUÍMICA												
VENTAS PROD. PETROQUÍMICOS	Kt	793	701	625	482	2.602	458	707	541	599	2.306	-11,4%
Europa	Kt	711	624	564	450	2.348	412	577	462	549	2.000	-14,8%
Básica	Kt	183	170	134	94	580	74	173	103	158	508	-12,5%
Derivada	Kt	529	454	429	356	1.768	338	404	359	391	1.492	-15,6%
Resto del Mundo	Kt	82	77	62	33	254	46	130	79	51	306	20,4%
Básica	Kt	15	17	12	4	49	0	25	16	19	59	21,1%
Derivada	Kt	67	60	49	28	205	46	106	64	32	246	20,3%
GLP												
GLP comercializado	Kt	917	756	692	858	3.223	871	713	652	757	2.993	-7,1%
Europa	Kt	602	387	306	527	1.822	577	372	283	445	1.677	-8,0%
Resto del Mundo	Kt	314	369	386	331	1.400	294	341	369	312	1.316	-6,0%

Resto Ventas Mercado Nacional: Incluye ventas a operadores y bunker.
Exportaciones: Se expresan desde el país de origen.



MAGNITUDES DE YPF

	Unidad	2008					2009					Variación % 09 / 08
		1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	4º Tr.	Acum	1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	4º Tr.	Acum	
UPSTREAM												
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	632	592	643	609	619	601	598	566	524	572	-7,7%
Producción de Líquidos	K Bep/día	329	288	319	325	315	323	310	287	296	304	-3,6%
Argentina	K Bep/día	329	288	315	320	313	320	307	285	294	301	-3,7%
Resto del Mundo	K Bep/día	0	0	3	4	2	3	2	2	2	2	15,9%
Producción de Gas Natural	K Bep/día	303	304	325	284	304	278	288	279	228	268	-11,9%
Argentina	K Bep/día	303	304	324	284	304	277	288	279	227	268	-11,9%
Resto del Mundo	K Bep/día	0	0	1	1	0	1	0	0	0	0	4,4%
DOWNSTREAM												
CRUDO PROCESADO	M tep	4,2	4,2	4,2	4,0	16,6	4,0	4,2	3,7	3,8	15,7	-5,6%
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS (*)	Kt	3.705	3.783	4.026	3.689	15.203	3.539	3.689	3.220	3.458	13.906	-8,5%
Marketing Propio	Kt	2.622	2.943	3.014	2.634	11.213	2.684	2.829	2.713	2.665	10.891	-2,9%
Productos claros	Kt	2.143	2.135	2.269	2.279	8.826	2.213	2.157	2.181	2.294	8.846	0,2%
Otros productos	Kt	479	808	745	355	2.387	472	671	532	371	2.046	-14,3%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	302	314	340	326	1.282	316	324	244	304	1.188	-7,3%
Productos claros	Kt	231	257	272	253	1.013	208	205	178	158	749	-26,0%
Otros productos	Kt	71	57	68	73	269	108	119	66	146	439	63,2%
Exportaciones	Kt	781	526	672	729	2.708	539	536	263	489	1.827	-32,5%
Productos claros	Kt	220	183	320	214	937	186	168	134	133	620	-33,8%
Otros productos	Kt	561	343	352	515	1.771	353	368	130	356	1.206	-31,9%
QUÍMICA												
VENTAS PROD. PETROQUIMICOS	Kt	406	377	388	334	1.506	270	346	457	407	1.479	-1,8%
Básica	Kt	48	49	46	26	169	43	46	44	45	179	5,6%
Derivada	Kt	359	328	342	308	1.336	226	300	413	362	1.301	-2,6%
GLP												
GLP comercializado	Kt	114	78	98	89	378	113	109	89	85	397	4,9%

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



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, así como planes, expectativas u objetivos de Repsol YPF respecto de gastos de capital, negocios, estrategia, concentración geográfica, 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 y en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América.

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.



TABLAS

RESULTADOS DEL EJERCICIO 2009 POR
TRIMESTRES



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				DATOS ACUMULADOS			
	1T09	2T09	3T09	4T09	1T09	2T09	3T09	4T09
EBITDA	1.471	1.616	1.834	1.828	1.471	3.087	4.921	6.749
Resultado de explotación.....	957	696	910	681	957	1.653	2.563	3.244
Resultado financiero.....	(32)	49	(222)	(263)	(32)	17	(205)	(468)
Resultado antes de impuestos y participadas	925	745	688	418	925	1.670	2.358	2.776
Impuesto sobre beneficios.....	(365)	(295)	(284)	(186)	(365)	(660)	(944)	(1.130)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación.....	27	22	19	18	27	49	68	86
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	-	-	12	-	-	-	12
Resultado consolidado del periodo	587	472	423	262	587	1.059	1.482	1.744
RESULTADO ATRIBUIDO A:								
Intereses minoritarios	58	38	38	51	58	96	134	185
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	529	434	385	211	529	963	1.348	1.559



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 2009			ENERO-MARZO 2009		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación	957	(218)	739	957	(218)	739
Upstream.....	185	-	185	185	-	185
GNL.....	11	-	11	11	-	11
Downstream.....	310	(5)	305	310	(5)	305
YPF.....	323	(171)	152	323	(171)	152
Gas Natural SDG.....	169	-	169	169	-	169
Corporación y otros.....	(41)	(42)	(83)	(41)	(42)	(83)
Resultado financiero	(32)	-	(32)	(32)	-	(32)
Resultado antes de impuestos y participadas	925	(218)	707	925	(218)	707
Impuesto sobre beneficios.....	(365)	86	(279)	(365)	86	(279)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	27	-	27	27	-	27
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	-	-	-	-	-
Resultado consolidado del período	587	(132)	455	587	(132)	455
RESULTADO ATRIBUIDO A:						
Intereses minoritarios	58	(17)	41	58	(17)	41
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	529	(115)	414	529	(115)	414
	SEGUNDO TRIMESTRE 2009			ENERO-JUNIO 2009		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación	696	4	700	1.653	(214)	1.439
Upstream.....	140	32	172	325	32	357
GNL.....	23	-	23	34	-	34
Downstream.....	325	3	328	635	(2)	633
YPF.....	129	(34)	95	452	(205)	247
Gas Natural SDG.....	165	-	165	334	-	334
Corporación y otros.....	(86)	3	(83)	(127)	(39)	(166)
Resultado financiero	49	-	49	17	-	17
Resultado antes de impuestos y participadas	745	4	749	1.670	(214)	1.456
Impuesto sobre beneficios.....	(295)	25	(270)	(660)	111	(549)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	22	-	22	49	-	49
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	-	-	-	-	-
Resultado consolidado del período	472	29	501	1.059	(103)	956
RESULTADO ATRIBUIDO A:						
Intereses minoritarios	38	(1)	37	96	(18)	78
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	434	30	464	963	(85)	878
	TERCER TRIMESTRE 2009			ENERO-SEPTIEMBRE 2009		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación	910	(42)	868	2.563	(256)	2.307
Upstream.....	293	9	302	618	41	659
GNL.....	5	-	5	39	-	39
Downstream.....	210	5	215	845	3	848
YPF.....	211	-	211	663	(205)	458
Gas Natural SDG.....	226	-	226	560	-	560
Corporación y otros.....	(35)	(56)	(91)	(162)	(95)	(257)
Resultado financiero	(222)	-	(222)	(205)	-	(205)
Resultado antes de impuestos y participadas	688	(42)	646	2.358	(256)	2.102
Impuesto sobre beneficios.....	(284)	18	(266)	(944)	129	(815)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	19	-	19	68	-	68
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	-	-	-	-	-	-
Resultado consolidado del período	423	(24)	399	1.482	(127)	1.355
RESULTADO ATRIBUIDO A:						
Intereses minoritarios	38	-	38	134	(18)	116
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	385	(24)	361	1.348	(109)	1.239
	CUARTO TRIMESTRE 2009			ENERO-DICIEMBRE 2009		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación	681	140	821	3.244	(116)	3.128
Upstream.....	163	62	225	781	103	884
GNL.....	(100)	111	11	(61)	111	50
Downstream.....	177	(11)	166	1.022	(8)	1.014
YPF.....	358	(27)	331	1.021	(232)	789
Gas Natural SDG.....	188	(3)	185	748	(3)	745
Corporación y otros.....	(105)	8	(97)	(267)	(87)	(354)
Resultado financiero	(263)	-	(263)	(468)	-	(468)
Resultado antes de impuestos y participadas	418	140	558	2.776	(116)	2.660
Impuesto sobre beneficios.....	(186)	(56)	(242)	(1.130)	73	(1.057)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	18	-	18	86	-	86
Resultado del ejercicio de actividades interrumpidas	12	(12)	-	12	(12)	-
Resultado consolidado del período	262	72	334	1.744	(55)	1.689
RESULTADO ATRIBUIDO A:						
Intereses minoritarios	51	(2)	49	185	(20)	165
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	211	74	285	1.559	(35)	1.524



**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				DATOS ACUMULADOS			
	1T09	2T09	3T09	4T09	1T09	2T09	3T09	4T09
UPSTREAM	561	661	840	926	561	1.222	2.062	2.988
Norteamérica y Brasil	44	140	209	221	44	184	393	614
Norte de África	144	132	225	218	144	276	501	719
Resto del mundo	393	413	423	519	393	806	1.229	1.748
Ajustes Upstream	(20)	(24)	(17)	(32)	(20)	(44)	(61)	(93)
GNL	284	269	252	223	284	553	805	1.028
DOWNSTREAM	7.668	7.671	8.605	8.894	7.668	15.339	23.944	32.838
Europa	7.133	7.081	8.002	8.277	7.133	14.214	22.216	30.493
Resto del mundo	834	953	1.018	1.082	834	1.787	2.805	3.887
Ajustes Downstream	(299)	(363)	(415)	(465)	(299)	(662)	(1.077)	(1.542)
YPF	2.298	2.045	2.017	2.318	2.298	4.343	6.360	8.678
Upstream	1.325	1.065	947	1.032	1.325	2.390	3.337	4.369
Downstream	1.604	1.631	1.626	1.796	1.604	3.235	4.861	6.657
Corporación	56	62	74	115	56	118	192	307
Ajustes YPF	(687)	(713)	(630)	(625)	(687)	(1.400)	(2.030)	(2.655)
Gas Natural SDG	979	1.052	1.268	1.353	979	2.031	3.299	4.652
Corporación y otros	(214)	(300)	(260)	(378)	(214)	(514)	(774)	(1.152)
TOTAL	11.576	11.398	12.722	13.336	11.576	22.974	35.696	49.032



**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				DATOS ACUMULADOS			
	1T09	2T09	3T09	4T09	1T09	2T09	3T09	4T09
UPSTREAM	185	140	293	163	185	325	618	781
Norteamérica y Brasil	1	(9)	39	32	1	(8)	31	63
Norte de Africa	89	69	166	48	89	158	324	372
Resto del mundo	95	80	88	83	95	175	263	346
GNL	11	23	5	(100)	11	34	39	(61)
DOWNSTREAM	310	325	210	177	310	635	845	1.022
Europa	246	232	176	146	246	478	654	800
Resto del mundo	64	93	34	31	64	157	191	222
YPF	323	129	211	358	323	452	663	1.021
Upstream	354	146	108	187	354	500	608	795
Downstream	(1)	18	124	169	(1)	17	141	310
Corporación	(30)	(35)	(21)	2	(30)	(65)	(86)	(84)
Gas Natural SDG	169	165	226	188	169	334	560	748
Corporación y otros	(41)	(86)	(35)	(105)	(41)	(127)	(162)	(267)
TOTAL	957	696	910	681	957	1.653	2.563	3.244



**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				DATOS ACUMULADOS			
	1T09	2T09	3T09	4T09	1T09	2T09	3T09	4T09
UPSTREAM	310	323	510	556	310	633	1.143	1.699
Norteamérica y Brasil	10	54	170	199	10	64	234	433
Norte de África	110	95	178	171	110	205	383	554
Resto del mundo	190	174	162	186	190	364	526	712
GNL	29	44	35	42	29	73	108	150
DOWNSTREAM	454	494	371	307	454	948	1.319	1.626
Europa	370	371	317	248	370	741	1.058	1.306
Resto del mundo	84	123	54	59	84	207	261	320
YPF	529	545	593	677	529	1.074	1.667	2.344
Upstream	503	503	428	474	503	1.006	1.434	1.908
Downstream	45	64	166	214	45	109	275	489
Corporación	(19)	(22)	(1)	(11)	(19)	(41)	(42)	(53)
Gas Natural SDG	235	285	383	329	235	520	903	1.232
Corporación y otros	(86)	(75)	(58)	(83)	(86)	(161)	(219)	(302)
TOTAL	1.471	1.616	1.834	1.828	1.471	3.087	4.921	6.749



**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				DATOS ACUMULADOS			
	1T09	2T09	3T09	4T09	1T09	2T09	3T09	4T09
UPSTREAM	314	338	290	180	314	652	942	1.122
Norteamérica y Brasil	84	165	119	67	84	249	368	435
Norte de Africa	86	58	82	15	86	144	226	241
Resto del mundo	144	115	89	98	144	259	348	446
GNL	30	40	33	22	30	70	103	125
DOWNSTREAM	333	431	463	422	333	764	1.227	1.649
Europa	316	422	449	396	316	738	1.187	1.583
Resto del mundo	17	9	14	26	17	26	40	66
YPF	236	201	181	338	236	437	618	956
Upstream	198	160	120	198	198	358	478	676
Downstream	27	32	41	114	27	59	100	214
Corporación	11	9	20	26	11	20	40	66
Gas Natural SDG	1.963	2.600	277	220	1.963	4.563	4.840	5.060
Corporación y otros	56	-	25	10	56	56	81	91
TOTAL	2.932	3.610	1.269	1.192	2.932	6.542	7.811	9.003