



Mejora en las condiciones macro

Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2008	2T 2009	3T 2009	% Variación 3T09/3T08	RESULTADOS TERCER TRIMESTRE 2009	Ene-Sep 2008	Ene-Sep 2009	% Variación 09/08
RESULTADO CONTABLE A CCS (M€)							
1.659	424	801	-51,7	RESULTADO DE EXPLOTACION CCS	4.517	2.188	-51,6
735	235	303	-58,8	RESULTADO NETO CCS	2.474	1.073	-56,6
INDICADORES PROFORMA A CCS (M€)							
1.647	428	759	-53,9	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS	4.452	1.932	-56,6
723	265	279	-61,4	RESULTADO NETO RECURRENTE CCS	2.228	964	-56,7
RESULTADO CONTABLE (M€)							
1.570	643	901	-42,6	RESULTADO DE EXPLOTACION	5.072	2.484	-51,0
699	373	368	-47,4	RESULTADO NETO	2.816	1.257	-55,4
INDICADORES PROFORMA (M€)							
1.558	647	859	-44,9	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE	5.007	2.228	-55,5
687	403	344	-49,9	RESULTADO NETO RECURRENTE	2.570	1.148	-55,3
BENEFICIO POR ACCIÓN							
0,58	0,31	0,30	-48,3	Euros por acción	2,32	1,04	-55,2
0,82	0,44	0,45	-45,1	Dólares por acción	3,32	1,52	-54,2

DATOS MÁS RELEVANTES DEL TERCER TRIMESTRE DE 2009

- **El resultado de explotación a CCS** del trimestre, descontando el efecto patrimonial, ha disminuido un 51,7% frente al mismo trimestre del año anterior. **El resultado de explotación recurrente a CCS** del trimestre, disminuyó un 53,9%.
- El resultado de explotación recurrente a CCS del tercer trimestre frente al mismo período del año anterior se ha visto afectado principalmente por el impacto de la caída del precio de los commodities y del margen de refino.
- Sin embargo, la recuperación de las condiciones macro nos ha permitido incrementar secuencialmente un 77% el resultado de explotación recurrente a CCS respecto al del segundo trimestre.
- La **deuda financiera neta** de la compañía al final del tercer trimestre de 2009 se situó en 10.575 M€, lo que supone un incremento de 170 M€ respecto al cierre anterior, a pesar de haberse producido en el trimestre el pago del dividendo complementario de Repsol YPF, S.A. del ejercicio 2008 por importe de 641 M€. El ratio de deuda sobre capital empleado al cierre del trimestre se sitúa en el 29,6%.
- La **deuda financiera neta del Grupo ex GN**, se situó al cierre del tercer trimestre del 2009 en 4.062 M€, frente a 3.657 M€ en el trimestre anterior. El ratio de deuda neta sobre capital empleado del tercer trimestre de 2009 se ha situado en el 14,2%.
- En los 10 primeros meses del 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.
- Desde la última presentación de resultados, se han anunciado los descubrimientos de Abaré Oeste en Brasil, Perla 1X en Venezuela y Venus B-1 en Sierra Leona.



1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES

1.1.- UPSTREAM

Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2008	2T 2009	3T 2009	% Variación 3T09/3T08		Ene-Sep 2008	Ene-Sep 2009	% Variación 09/08
672	140	293	-56,4	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	1.999	618	-69,1
620	172	302	-51,3	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	1.975	659	-66,6
126	132	141	11,9	PRODUCCIÓN LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	129	129	-0,1
1.152	1.166	1.045	-9,3	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.148	1.119	-2,5
331	340	327	-1,2	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	334	328	-1,6
376	338	290	-22,9	INVERSIONES (M€)	858	942	9,8
90	62	70	-22,2	COSTES DE EXPLORACIÓN (M€)	294	160	-45,6

3T 2008	2T 2009	3T 2009	% Variación 3T09/3T08	COTIZACIONES INTERNACIONALES	Ene-Sep 2008	Ene-Sep 2009	% Variación 09/08
115,1	59,1	68,1	-40,8	Brent (\$/Bbl)	111,1	57,3	-48,4
118,2	59,8	68,2	-42,3	WTI (\$/Bbl)	113,5	57,3	-49,5
10,2	3,5	3,4	-66,7	Henry Hub (\$/MBtu)	9,7	3,9	-59,8

3T 2008	2T 2009	3T 2009	% Variación 3T09/3T08	PRECIOS DE REALIZACIÓN	Ene-Sep 2008	Ene-Sep 2009	% Variación 09/08
104,9	53,9	62,9	-40,0	CRUDO (\$/Bbl)	100,3	53,4	-46,8
4,6	2,0	2,1	-54,3	GAS (\$/Miles scf)	4,3	2,2	-48,8

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

El **resultado de explotación recurrente** en el tercer trimestre de 2009 ascendió a 302 M€ lo que representa un descenso del 51,3% frente al tercer trimestre de 2008. La diferencia de 318 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 negativo de 417 M€
- El menor coste exploratorio ha impactado positivamente con 25 M€
- La apreciación del dólar frente al euro ha supuesto un mayor resultado de 20 M€
- Finalmente, otros efectos, explican la diferencia restante.

La **producción** en este trimestre alcanzó los 327 Kbe/d, un 1,2% inferior a la del mismo período de 2008 con un incremento en la producción de líquidos en Shenzi en Estados Unidos y una menor producción de gas por menor demanda de gas de PDVSA en Venezuela y de gas boliviano por parte de Brasil, así como por una parada programada por mantenimiento con una duración de 22 días de la planta de proceso de gas del yacimiento TFT en Argelia.

Si se aislaran los efectos por cambios contractuales y regulatorios y la reducción de la cuota de la OPEP, la producción en el trimestre habría sido un 2,5% superior a la de 2008. Esto se explica principalmente por la puesta en marcha e incremento de producción de crudo del campo Shenzi (GoM-USA), uno de los proyectos de crecimiento del Plan Estratégico 2008-2012.



Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** de los primeros nueve meses de 2009 ha ascendido a 659 M€, lo que supone un descenso del 66,6% frente al mismo período de 2008. Esto se debe, principalmente, a los menores precios internacionales de crudo y gas.

La **producción** en los primeros nueve meses del año 2009 (328 Kbp/d) ha sido un 1,6% inferior a la del 2008 (334 Kbp/d). Aislado los efectos por cambios contractuales y regulatorios antes mencionados, así como la reducción de la cuota de la OPEP, la producción habría sido un 4,8% superior a la del mismo período del año 2008, por la puesta en marcha de Shenzi.

Las **inversiones** del tercer trimestre de 2009 en el área de Upstream han alcanzado 290 M€. Las inversiones en desarrollo representaron un 33% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en USA (30%) Trinidad y Tobago (26%) y Libia (13%).

En el acumulado a septiembre las inversiones en el área ascendieron a 942 M€, un 9,8% superiores a las del ejercicio 2008. La inversión en desarrollo representó el 42% del total y se realizaron principalmente en USA (47%), Trinidad y Tobago (21%) y Libia (9%).



1.2.- GNL

Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2008	2T 2009	3T 2009	% Variación 3T09/3T08		Ene-Sep 2008	Ene-Sep 2009	% Variación 09/08
38	23	5	-86,8	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	88	39	-55,7
38	23	5	-86,8	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	88	39	-55,7
70,4	37,0	35,1	-50,1	PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN EL POOL ELECTRICO EN ESPAÑA (€/MWh)	64,4	38,3	-40,5
52,6	47,2	47,5	-9,7	GNL COMERCIALIZADO (TBtu)	149,1	133,2	-10,7
78	40	33	-57,7	INVERSIONES (M€)	223	103	-53,8

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

El **resultado de explotación recurrente** se situó en 5 M€ de euros, un 86,8% inferior, equivalente a 33 M€, frente al mismo período del año anterior.

Los resultados del tercer 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 y Tobago.
- Por el lado negativo, la caída de los precios del pool eléctrico español y menores ventas de energía eléctrica y gas natural han provocado un descenso de los resultados de Bahía Bizkaia Electricidad, S.L. (BBE). Asimismo, se han registrado menores volúmenes y 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.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** de los nueve primeros meses del año 2009 ha ascendido a 39 M€, con un descenso del 55,7% frente al mismo período del ejercicio 2008. Este descenso se explica por la caída de los precios del pool eléctrico español, por la caída de los precios internacionales del gas, y por menores márgenes y volúmenes en la comercialización de GNL.

Las **inversiones** del tercer trimestre en el área de GNL han alcanzado 33 M€. Estas inversiones se han dedicado fundamentalmente al proyecto Canaport LNG.

En el acumulado a septiembre, las **inversiones** alcanzaron 103 M€ y se han destinado fundamentalmente a la planta de Canaport LNG.

1.3.- DOWNSTREAM

Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2008	2T 2009	3T 2009	% Variación 3T09/3T08		Ene-Sep 2008	Ene-Sep 2009	% Variación 09/08
504	53	101	-80,0	RESULTADO DE EXPLOTACION CCS	985	470	-52,3
480	56	106	-77,9	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS	1.025	473	-53,9
3T 2008	2T 2009	3T 2009	% Variación 3T09/3T08		Ene-Sep 2008	Ene-Sep 2009	% Variación 09/08
415	272	201	-51,6	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	1.540	766	-50,3
391	275	206	-47,3	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	1.580	769	-51,3
10.681	9.359	9.186	-14,0	VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (Miles de toneladas)	32.618	28.037	-14,0
625	707	541	-13,4	VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	2.120	1.706	-19,5
692	713	652	-5,8	VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	2.365	2.236	-5,4
309	427	457	47,9	INVERSIONES (M€)	939	1.209	28,7
3T 2008	2T 2009	3T 2009	% Variación 3T09/3T08	INDICADOR MARGEN DE REFINO (\$/Bbl)	Ene-Sep 2008	Ene-Sep 2009	% Variación 09/08
7,4	0,5	0,3	-95,9	España	7,0	1,8	-74,3

El resultado de explotación recurrente a CCS se situó en 106 M€, un 77,9% inferior sobre el mismo trimestre de 2008. El resultado de explotación recurrente del tercer trimestre de 2009, que incluye un efecto inventario por un importe positivo de 100 M€, asciende a 206 M€ frente a los 391 M€ del mismo período de 2008 en el que hubo efecto patrimonial negativo de 89 M€.

El descenso de 374 M€ del resultado de explotación recurrente a CCS del tercer trimestre de 2009 frente al mismo período de 2008 se explica por las siguientes razones:

- En el negocio de **Refino** por el menor margen. Esto se ha visto parcialmente compensado por la reducción en los costes fijos, consecuencia de la aplicación de planes de ahorro. Ambos efectos combinados han tenido un impacto negativo en el resultado de 355 M€.
- En los negocios de comercialización, **Marketing y GLP**, el buen comportamiento de los mismos ha impactado positivamente el resultado en 44 M€.
- El indicador ajustado de margen integrado de Downstream, que tiene en cuenta todas las actividades excepto la química, alcanzó 3,90 \$/bbl en el trimestre.
- El negocio de **Química** junto a otros efectos de menor cuantía explican las diferencias restantes.



Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente a CCS**, excluyendo el efecto inventario, asciende en los 9 primeros meses del año a 473 M€, un 53,9% inferior a los 1.025 M€ obtenidos en el mismo período del año anterior. El resultado de explotación recurrente de los 9 primeros meses del año ha sido de 769 M€, frente a 1.580 M€ del año anterior, fundamentalmente como consecuencia de la caída en los márgenes de refino así como del impacto contable del efecto inventario.

Los efectos que se han observado en las variaciones del último trimestre siguen siendo válidos en el análisis del acumulado del año en su conjunto. El peor margen de refino y debilidad del negocio químico no han podido ser compensados por los mayores resultados de los negocios de Marketing y GLP.

Las **inversiones** en el área de Downstream en el tercer trimestre de 2009 y en el acumulado del año ascendieron a 457 M€ y 1.209 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 (NIIF)

3T 2008	2T 2009	3T 2009	% Variación 3T09/3T08		Ene-Sep 2008	Ene-Sep 2009	% Variación 09/08
402	129	211	-47,5	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	1.046	663	-36,6
451	95	211	-53,2	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	1.186	458	-61,4
319	310	287	-10,0	PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	312	306	-1,7
1.825	1.619	1.567	-14,1	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.746	1.581	-9,4
643	598	566	-12,0	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	623	588	-5,6
4.026	3.689	3.220	-20,0	VENTAS DE PRODUCTOS PETROLIFEROS (Miles de toneladas)	11.514	10.448	-9,3
388	346	457	17,8	VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)	1.171	1.073	-8,4
98	109	89	-9,2	VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	290	312	7,7
346	201	181	-47,7	INVERSIONES (M€)	912	618	-32,2

3T 2008	2T 2009	3T 2009	% Variación 3T09/3T08	INDICADORES	Ene-Sep 2008	Ene-Sep 2009	% Variación 09/08
44,7	42,4	43,4	-2,9	PRECIOS DE REALIZACIÓN DE CRUDO (\$/Bbl)	41,8	41,7	-0,2
2,0	1,8	1,7	-15,0	PRECIOS DE REALIZACIÓN DE GAS (\$/Miles scf)	2,2	2,1	-2,4
617	182	202	-67,3	PETROQUÍMICA DERIVADA (\$/ton)	529	193	-63,5

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

El **resultado de explotación recurrente** alcanzó 211 M€ en el tercer trimestre de 2009, frente a 451 M€ en el tercer trimestre de 2008.

Las variaciones más significativas de este trimestre en comparación con el mismo periodo de 2008 que han dado lugar al descenso de 240 M€ en el resultado operativo recurrente son las que se detallan:

- A pesar del continuo incremento en moneda local, los menores precios de líquidos en dólares en el mercado doméstico, han tenido un impacto negativo en el resultado de 69 M€
- Menores volúmenes de venta, de líquidos, que han afectado el resultado operativo en 102 M€
- 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 119 M€
- En gas, a pesar del incremento de precios en el segmento doméstico y de generación, el resultado ha disminuido en 67 M€ debido a menores ingresos en el segmento industrial, atado a cotizaciones internacionales.
- Los costes operativos han descendido debido a los resultados de la implementación del programa de ahorro de costes impactando positivamente en el resultado en 160 M€
- Las menores amortizaciones tuvieron un impacto positivo en el resultado de 47 M€
- Otros efectos menores explican el resto de la variación del tercer trimestre de 2009 frente al mismo periodo del año anterior.



La **producción** en este trimestre ha sido inferior en un 12,0% a la del mismo período del año anterior por el impacto de las huelgas de empleados petroleros de la región sur de Argentina. Aislado este efecto, la producción ha sido un 8,0% inferior.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del acumulado del año ascendió a 458 M€, un 61,4% inferior al del mismo período del año anterior. El descenso muestra que el incremento de los precios de los líquidos en moneda local, no ha podido compensar el efecto de la retención a las exportaciones, de los menores ingresos provenientes de aquellos productos que, si bien son vendidos en el mercado interno, su precio está relacionado con la cotización internacional y de los efectos de menores ingresos derivados impacto negativo del tipo de cambio.

En el acumulado del año, la **producción** ha sido de 588 Kbp/d con un descenso del 5,6% frente al mismo período del año anterior, en línea con el declino natural de los campos maduros propios de la zona y teniendo en cuenta el efecto de la huelga de empleados petroleros del segundo trimestre del año 2008 y del tercer trimestre del presente año.

Las **inversiones** del tercer trimestre de 2009 en YPF han alcanzado 181 M€ y se han destinado en un 66% a proyectos de desarrollo en Exploración y Producción.

En los 9 primeros meses del año las inversiones alcanzaron 618 M€ y se han destinado en un 77% a proyectos de desarrollo en el negocio de Exploración y Producción.

1.5.- GAS NATURAL SDG

Cifras no auditadas (NIIF)							
3T 2008	2T 2009	3T 2009	% Variación 3T09/3T08		Ene-Sep 2008	Ene-Sep 2009	% Variación 09/08
136	165	226	66,2	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	423	560	32,4
138	165	226	63,8	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	432	560	29,6
598	2.600	277	-53,7	INVERSIONES (M€)	724	4.840	-

El **resultado de explotación recurrente** de Gas Natural SDG del tercer trimestre de 2009 ascendió a 226 M€, frente a los 138 M€ del mismo periodo del año anterior, lo que supone un incremento del 63,8%.

El aumento de 88 M€ se ha producido por la integración global de los resultados de Unión FENOSA en Gas Natural SDG durante todo el trimestre, lo cual significa que esta operación ha tenido un impacto positivo en el resultado operativo de esta última.

Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** en los 9 primeros meses del año ha sido de 560 M€ en comparación con los 432 M€ del mismo periodo del año anterior. Las variables que han afectado al aumento del resultado acumulado coinciden con las explicadas para el trimestre.

Las **inversiones** en Gas Natural SDG durante el tercer trimestre y 9 primeros meses de 2009 alcanzaron respectivamente 277 M€ y 4.840 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 período de 2008 dirigiéndose fundamentalmente a las actividades de distribución y 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 tercer trimestre de 2009 se registró un resultado recurrente negativo de 91 M€, frente a los 80 M€ de gasto neto del tercer trimestre de 2008.

En el tercer trimestre de 2009 se registró un resultado reportado negativo de 35 M€ mientras que en el tercer trimestre de 2008 se registró un resultado reportado negativo de 93 M€.

2.- RESULTADO FINANCIERO, ENDEUDAMIENTO E INVERSIONES

Cifras no auditadas (NIIF)

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA (M€)	2T09	3T09	% Variación 3T09/2T09	Ene-Sep 09
DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO	5.376	10.405	93,5	3.334
EBITDA	-1.545	-1.815	17,5	-4.803
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	490	-110		34
INVERSIONES (1)	3.603	1.249	-65,3	7.775
DESINVERSIONES (1)	-153	-162	5,9	-584
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas) (2)	93	635	582,8	1.382
EFFECTOS TIPO DE CAMBIO	-198	-43	-78,3	-17
IMPUESTOS PAGADOS	320	366	14,4	845
INCORPORACIÓN DEUDA UNIÓN FENOSA	2.172	-19		2.153
INTERESES Y OTROS MOVIMIENTOS	247	69	-72,1	456
DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO	10.405	10.575	1,6	10.575
DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO	13.965	14.123	1,1	14.123

Ratio de endeudamiento

CAPITAL EMPLEADO (M€)	35.788	35.754	-0,1	35.754
DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)	29,1	29,6	1,7	29,6
DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)	39	39,5	1,3	39,5
ROACE antes de no recurrentes (%)	5,2	5,9	13,5	6,1

- (1) Adicionalmente, en el periodo enero a septiembre de 2009 existen inversiones de carácter financiero por importe de 18 M€, lo que implicaría una inversión total de 7.793 M€. Igualmente, existen desinversiones de carácter financiero por importe de 55 M€, suponiendo las desinversiones totales 639 M€.
- (2) La diferencia entre el importe de dividendo complementario del ejercicio 2008 de Repsol YPF, S.A. (641 M€) y la cifra que figura en la tabla como dividendo pagado en el 3T09 (635 M€) se explica por el importe del dividendo correspondiente a las acciones de la sociedad dominante poseídas a la fecha de pago del dividendo complementario.

La deuda financiera neta de la Compañía al final del tercer trimestre de 2009 se situó en 10.575 M€, lo que supone un incremento de 170 M€ respecto al cierre del segundo trimestre de 2009 (10.405 M€), a pesar de haberse producido en el trimestre el pago del dividendo complementario de Repsol YPF, S.A. del ejercicio 2008 por importe de 641 M€.

El ratio de deuda neta sobre capital empleado a septiembre de 2009 se ha situado en el 29,6 %. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se sitúa en el 39,5 %.

Con respecto a la **deuda financiera neta del Grupo ex GN**, se situó al final del tercer trimestre en 4.062 M€, frente a 3.657 M€ al final del segundo trimestre, lo que supone un incremento en el periodo de 405 M€. La generación de caja operativa del trimestre ha permitido hacer frente a las inversiones acometidas, al pago de impuestos y, parcialmente, al pago del dividendo complementario de Repsol YPF, S.A.

El ratio de la deuda neta sobre capital empleado al final del tercer trimestre de 2009 para el Grupo consolidado ex – GN se situó en un 14,2 %. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, el ratio se sitúa en el 26,6 %.



El **gasto financiero neto acumulado** al final de los 9 primeros meses de 2009 ha sido de 278 M€, frente a los 236 M€ del mismo periodo del ejercicio anterior, destacando los siguientes aspectos:

- **Intereses netos:** Incremento del gasto en 126 M€, principalmente por el mayor volumen medio de deuda como consecuencia de la adquisición de Unión FENOSA por parte de Gas Natural, unido a la incorporación de la deuda financiera neta de Unión FENOSA desde el 30 de abril. Este efecto se ha visto compensado parcialmente por la disminución de los tipos de interés respecto a 2008.
- **Resultado de posiciones:** El resultado positivo de los 9 primeros meses de 2009 (288 M€) se explica por:
 - **Tipo de interés:** Resultado positivo por tipo de interés (44 M€) producido 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:** el resultado positivo generado en el ejercicio 2009 (244 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.
- **Otros gastos financieros:** Incremento de 65 M€ debido principalmente a la incorporación en 2009 del gasto por el leasing financiero para el transporte por gasoducto del gas natural comercializado en USA y Canadá.

Cifras no auditadas (NIIF)

3T08	2T09	3T09	% Variación 3T09/3T08	RESULTADO FINANCIERO (M€)	Ene-Sep 08	Ene-Sep 09	% Variación 09/08
-104	-163	-163	56,7	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-311	-437	40,5
-54	188	-9	-83,3	RESULTADO DE POSICIONES	168	288	71,4
-12	41	-7	-41,7	Tipo de interés	-40	44	-
-42	147	-2	-95,2	Tipo de cambio	208	244	17,3
-35	-37	-40	14,3	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-106	-123	16,0
17	24	30	76,5	INTERCALARIOS	46	92	100
-1	-11	-59	-	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-33	-98	-
-177	1	-242	36,7	TOTAL	-236	-278	17,8

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 40,5%. En el tercer trimestre de 2009 el impuesto devengado fue de 272 M€, lo que supone un tipo impositivo efectivo del 41,2%.



3.2.- RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS

Cifras no auditadas (NIIF)

3T 2008	2T 2009	3T 2009	% Variación 3T09/3T08	DESGLOSE DE SOCIEDADES PARTICIPADAS (M€)	Ene-Sep 2008	Ene-Sep 2009	% Variación 09/08
-19,4	-9,2	6,0	-	UPSTREAM	-7,3	-4,0	-
18,4	12,6	6,2	-66,3	GNL	42,0	34,6	-17,6
8,9	6,1	10,7	20,2	DOWNSTREAM	21,0	19,9	-5,2
1,7	3,9	-5,0	-	YPF	9,5	-0,6	-
-0,5	8,5	0,6	-	Gas Natural SDG	1,4	17,8	-
9,1	21,9	18,5	103,3	TOTAL	66,6	67,7	1,7

El resultado obtenido a través de sociedades participadas minoritariamente ascendió en el tercer trimestre de 2009 a 18,5 M€, frente a los 9,1 M€ del mismo periodo del año anterior. El aumento en el área de Upstream se debe a que el resultado de 3T08 contenía la amortización de un sondeo en la sociedad ENIREPSA.

3.3.- INTERESES MINORITARIOS

El resultado recurrente atribuido a socios externos en el tercer trimestre de 2009 ascendió a 38 M€ frente a 48 M€ del tercer 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 segundo trimestre de 2009 las noticias más significativas anunciadas por la compañía han sido las siguientes:

En Upstream, el 9 de septiembre, Repsol anunció, tras los satisfactorios resultados de las primeras pruebas de producción en el pozo Guará, en las aguas profundas de la Cuenca de Santos en Brasil, que el volumen total recuperable del área se estima que podría situarse entre 1.100 y 2.000 millones de barriles de crudo ligero de alta calidad y de gas natural. El pozo está situado en el bloque BM-S-9, a 310 kilómetros de la costa del Estado de Sao Paulo. Repsol anunció el descubrimiento de Guará en junio de 2008. Durante las pruebas de producción, los flujos provenientes del campo de Guará han permitido estimar que un solo pozo tiene un potencial de varias decenas de miles de barriles por día. Debido al alto potencial del campo, el consorcio ha decidido instalar en Guará una plataforma para producir 120.000 bep/d, lo que le convertiría en el segundo campo en entrar en producción de toda el área presalina de la Cuenca de Santos. El pasado 1 de septiembre el gobierno brasileño presentó una propuesta de Plan Gubernamental para el área presalina, que asegura las inversiones ya previstas por las compañías petroleras a largo plazo, al mantener sin modificación las áreas ya licitadas y concedidas.

El 15 de septiembre, Repsol anunció un nuevo hallazgo de crudo y gas en el bloque BM-S-9, en las aguas profundas de la Cuenca de Santos, en Brasil. El descubrimiento tuvo lugar con el pozo Abaré Oeste, localizado en el área de evaluación Carioca a 290 km. de la costa de Sao Paulo, en lámina de agua de 2.163 metros. El consorcio descubridor, formado por Repsol (25 % de participación), Petrobras (45% - Operadora) y BG Group (30%), continuará con los trabajos e inversiones necesarias para la evaluación del área, tal como se recoge en el Plan de Evaluación aprobado por la ANP (Agencia Nacional del Petróleo de Brasil).

El 17 de septiembre, Repsol y sus socios anunciaron el primer descubrimiento de hidrocarburos en aguas de Sierra Leona, lo que demuestra el potencial de una zona que no había sido explorada previamente. El descubrimiento se realizó en el pozo Venus B-1 del bloque SL 6/07, con una profundidad total de 5.638 metros, en una lámina de agua de 1.798 metros. El pozo Venus B-1 es el primer sondeo en la cuenca de Sierra Leona-Liberia. Se están evaluando los primeros resultados obtenidos y se prevé realizar nuevos pozos exploratorios próximamente que permitirán definir el potencial comercial del área. El consorcio descubridor esta formado por Repsol (25%), la compañía norteamericana Anadarko (operador, 40%), la australiana Woodside (25%) y la británica Tullow (10%).

El 16 de octubre, Repsol anunció la confirmación del mayor descubrimiento de gas de la historia de la empresa y el más grande jamás realizado en Venezuela. El pozo Perla 1X alcanzó una profundidad total de 3.147 metros en una lámina de agua de 60 metros. Las pruebas de producción dieron como resultado un caudal de 570.000 metros cúbicos de gas/día y 620 barriles de crudo/día, restringido por las especificaciones de la instalación. Repsol opera junto con la italiana Eni el consorcio descubridor del bloque Cardón IV al 50% en la fase de exploración. Para la fase de desarrollo del bloque, la compañía petrolera estatal venezolana PDVSA, adquiriría un 35% en el consorcio, manteniendo Repsol y Eni un 32,5% de participación cada una. El descubrimiento Perla 1X ha sido calificado por el servicio de información especializada de hidrocarburos IHS como uno de los cinco mayores realizados en el mundo durante 2009. El campo podría contener volúmenes de gas recuperables de entre 1.000 y 1.400 millones de barriles equivalentes de petróleo, suficiente para satisfacer la demanda de gas en España durante 5 años.

Durante el tercer trimestre continuó la puesta en producción y conexión a la denominada plataforma TLP, de pozos de desarrollo de Shenzi. A lo largo del mes de Septiembre se alcanzaron valores de producción de petróleo que superaron los 120.000 bep/d.

A lo largo de la primera mitad del mes de Julio entraron en servicio los 2 primeros pozos del desarrollo del yacimiento Cashiriari en el bloque 88 de Perú donde Repsol participa con 10%.

El 27 de octubre se inició la producción de gas del campo Savonette en el offshore de Trinidad y Tobago donde Repsol participa con un 30%.



En GNL, el día 25 de septiembre, el Presidente de Repsol, Antonio Brufau, inauguró en Canadá la planta de regasificación Canaport LNG, culminando el tercero de los diez proyectos estratégicos de la compañía enmarcados en el Plan Estratégico 2008-2012. Antonio Brufau estuvo acompañado en la ceremonia de inauguración por Kenneth Irving, Presidente de Irving Oil y por el gobernador de la provincia de New Brunswick, Shawn Graham. Repsol es el operador de la planta, con una participación del 75%, y suministra el gas natural licuado que alimenta la terminal, correspondiéndole la totalidad de la capacidad de regasificación.

En Gas Natural SDG, el día 7 de septiembre, se concluyó la fusión de ésta con Unión FENOSA, tras la admisión a cotización de las acciones de la nueva compañía y la inscripción de la escritura pública de fusión en el Registro Mercantil de Barcelona, que tuvo lugar el día 4 de septiembre, tras el cierre de mercado. La finalización de la fusión supone la culminación del proceso de adquisición de la eléctrica por la gasista, iniciado por Gas Natural SDG en julio de 2008, con el anuncio de compra de las acciones de Unión FENOSA de las que era titular la sociedad ACS y la firma del correspondiente acuerdo de compraventa. La operación se ha completado en menos de 14 meses y se ha cumplido el calendario previsto en todo momento durante el proceso.

Con esta operación, Gas Natural SDG ha culminado su objetivo de integrar los negocios de gas y electricidad en una compañía con larga experiencia en el sector energético, capaz de competir de forma eficiente en unos mercados sometidos a un proceso de creciente integración, globalización y aumento de la competencia.

En la Corporación, el día 9 de octubre, Repsol International Finance, B.V. (Grupo Repsol YPF) comunicó el cierre de la operación, anunciada el 2 de octubre, en la que invitaba a los tenedores del bono "EUR 1,175,000,000 6 per cent Guaranteed Notes Due 2010" ("Bono 2010") a ofrecer en canje sus títulos, total o parcialmente, por la ampliación del bono "EUR 650,000,000 4.75 per cent Guaranteed Notes Due 2017", ambos admitidos a negociación en la Bolsa de Luxemburgo. Conforme a los términos recogidos en el Exchange Offer Memorandum, el precio de la nueva emisión quedó fijado en el 100,50% con una rentabilidad del 4,664%. El ratio de canje para el nuevo bono quedó fijado en 1,018201.

Madrid, 12 de noviembre de 2009

Relación con Inversores

E-mail: inversores@repsolypf.com

Website: www.repsol.com

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

Hoy 12 de noviembre 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 tercer 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 3º 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-SEPTIEMBRE	
	3T08	2T09	3T09	2008	2009
EBITDA	2.442	1.545	1.815	7.358	4.803
Resultado de explotación.....	1.570	643	901	5.072	2.484
Resultado financiero.....	(177)	1	(242)	(236)	(278)
Resultado antes de impuestos y participadas	1.393	644	659	4.836	2.206
Impuesto sobre beneficios.....	(655)	(255)	(272)	(1.908)	(883)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación.....	9	22	19	67	68
Resultado consolidado del período	747	411	406	2.995	1.391
RESULTADO ATRIBUIDO A:					
Intereses minoritarios	48	38	38	179	134
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	699	373	368	2.816	1.257
Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (*)					
* Euros/acción	0,58	0,31	0,30	2,32	1,04
* \$/ADR	0,82	0,44	0,45	3,32	1,52

(*) 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 1.212.907.057 durante el año 2008 y de 1.208.784.757 durante el año 2009.

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

1,430 dólares por euro en 3T08

1,413 dólares por euro en 2T09

1,464 dólares por euro en 3T09



RESULTADOS DE REPSOL YPF AJUSTADOS POR NO RECURRENTES

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	TERCER TRIMESTRE 2008			ENERO-SEPTIEMBRE 2008		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación.....	1.570	(12)	1.558	5.072	(65)	5.007
Upstream.....	672	(52)	620	1.999	(24)	1.975
GNL.....	38	-	38	88	-	88
Downstream.....	415	(24)	391	1.540	40	1.580
YPF.....	402	49	451	1.046	140	1.186
Gas Natural SDG.....	136	2	138	423	9	432
Corporación y otros	(93)	13	(80)	(24)	(230)	(254)
Resultado financiero.....	(177)	-	(177)	(236)	-	(236)
Resultado antes de impuestos y participadas	1.393	(12)	1.381	4.836	(65)	4.771
Impuesto sobre beneficios.....	(655)	-	(655)	(1.908)	(181)	(2.089)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	9	-	9	67	-	67
Resultado consolidado del periodo.....	747	(12)	735	2.995	(246)	2.749
RESULTADO ATRIBUIDO A:						
Intereses minoritarios	48	-	48	179	-	179
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	699	(12)	687	2.816	(246)	2.570

	SEGUNDO TRIMESTRE 2009			ENERO-JUNIO 2009		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación.....	643	4	647	1.583	(214)	1.369
Upstream.....	140	32	172	325	32	357
GNL.....	23	-	23	34	-	34
Downstream.....	272	3	275	565	(2)	563
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.....	1	-	1	(36)	-	(36)
Resultado antes de impuestos y participadas	644	4	648	1.547	(214)	1.333
Impuesto sobre beneficios.....	(255)	25	(230)	(611)	111	(500)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	22	-	22	49	-	49
Resultado consolidado del periodo.....	411	29	440	985	(103)	882
RESULTADO ATRIBUIDO A:						
Intereses minoritarios	38	(1)	37	96	(18)	78
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	373	30	403	889	(85)	804

	TERCER TRIMESTRE 2009			ENERO-SEPTIEMBRE 2009		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
Resultado de explotación.....	901	(42)	859	2.484	(256)	2.228
Upstream.....	293	9	302	618	41	659
GNL.....	5	-	5	39	-	39
Downstream.....	201	5	206	766	3	769
YPF.....	211	-	211	663	(205)	458
Gas Natural SDG.....	226	-	226	560	-	560
Corporación y otros	(35)	(56)	(91)	(162)	(95)	(257)
Resultado financiero.....	(242)	-	(242)	(278)	-	(278)
Resultado antes de impuestos y participadas	659	(42)	617	2.206	(256)	1.950
Impuesto sobre beneficios.....	(272)	18	(254)	(883)	129	(754)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	19	-	19	68	-	68
Resultado consolidado del periodo.....	406	(24)	382	1.391	(127)	1.264
RESULTADO ATRIBUIDO A:						
Intereses minoritarios	38	-	38	134	(18)	116
ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE	368	(24)	344	1.257	(109)	1.148



**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-SEPTIEMBRE	
	3T08	2T09	3T09	2008	2009
Upstream	1.361	661	840	4.084	2.062
Norteamérica y Brasil	63	140	209	293	393
Norte de Africa	538	132	225	1.672	501
Resto del Mundo	778	413	423	2.158	1.229
Ajustes	(18)	(24)	(17)	(39)	(61)
GNL	472	269	252	1.173	805
Downstream	11.502	7.330	8.254	35.303	22.968
Europa	10.971	7.081	8.002	33.250	22.216
Resto del Mundo	1.142	612	667	4.102	1.829
Ajustes	(611)	(363)	(415)	(2.049)	(1.077)
YPF	2.914	2.045	2.017	7.526	6.360
Upstream	1.097	1.065	947	3.062	3.337
Downstream	2.448	1.631	1.626	6.119	4.861
Corporación	78	62	74	201	192
Ajustes	(709)	(713)	(630)	(1.856)	(2.030)
Gas Natural SDG	1.017	1.052	1.268	3.011	3.299
Corporación, otros y ajustes	(717)	(300)	(260)	(1.817)	(774)
TOTAL	16.549	11.057	12.371	49.280	34.720



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-SEPTIEMBRE	
	3T08	2T09	3T09	2008	2009
Upstream	672	140	293	1.999	618
Norteamérica y Brasil	24	(9)	39	56	31
Norte de África	335	69	166	1.119	324
Resto del Mundo	313	80	88	824	263
GNL	38	23	5	88	39
Downstream	415	272	201	1.540	766
Europa	396	232	176	1.472	654
Resto del Mundo	19	40	25	68	112
YPF	402	129	211	1.046	663
Upstream	68	146	108	365	608
Downstream	375	18	124	818	141
Corporación	(41)	(35)	(21)	(137)	(86)
Gas Natural SDG	136	165	226	423	560
Corporación, otros y ajustes	(93)	(86)	(35)	(24)	(162)
TOTAL	1.570	643	901	5.072	2.484



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-SEPTIEMBRE	
	3T08	2T09	3T09	2008	2009
Upstream	759	323	510	2.425	1.143
Norteamérica y Brasil	32	54	170	139	234
Norte de Africa	384	95	178	1.213	383
Resto del Mundo	343	174	162	1.073	526
GNL	51	44	35	126	108
Downstream	633	423	352	2.158	1.201
Europa	591	371	317	2.014	1.058
Resto del Mundo	42	52	35	144	143
YPF	855	545	593	2.229	1.667
Upstream	457	503	428	1.344	1.434
Downstream	419	64	166	936	275
Corporación	(21)	(22)	(1)	(51)	(42)
Gas Natural SDG	209	285	383	642	903
Corporación, otros y ajustes	(65)	(75)	(58)	(222)	(219)
TOTAL	2.442	1.545	1.815	7.358	4.803



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-SEPTIEMBRE	
	3T08	2T09	3T09	2008	2009
Upstream	376	338	290	858	942
Norteamérica y Brasil	123	165	119	349	368
Norte de África	182	58	82	279	226
Resto del Mundo	71	115	89	230	348
 GNL	 78	 40	 33	 223	 103
 Downstream	 309	 427	 457	 939	 1.209
Europa	296	422	449	888	1.187
Resto del Mundo	13	5	8	51	22
 YPF	 346	 201	 181	 912	 618
Upstream	259	160	120	729	478
Downstream	54	32	41	116	100
Corporación	33	9	20	67	40
 Gas Natural SDG	 598	 2.600	 277	 724	 4.840
 Corporación, otros y ajustes	 40	 -	 25	 130	 81
 TOTAL	 1.747	 3.606	 1.263	 3.786	 7.793



BALANCE DE SITUACIÓN COMPARATIVO DE REPSOL YPF

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DICIEMBRE	SEPTIEMBRE
	2008	2009
ACTIVO NO CORRIENTE		
Fondo de Comercio	2.851	4.506
Otro inmovilizado intangible	1.228	2.373
Inmovilizado material	25.737	31.848
Inversiones inmobiliarias	31	39
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	525	535
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes	1.585	1.641
Otros	881	553
Activos por impuestos diferidos	1.463	1.627
Otros activos no corrientes.....	276	350
ACTIVO CORRIENTE		
Activos no corrientes mantenidos para la venta (*)	1.251	1.273
Existencias	3.584	4.077
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	6.632	6.559
Otros activos financieros corrientes	494	216
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.891	2.418
TOTAL ACTIVO	49.429	58.015
PATRIMONIO NETO TOTAL		
Atribuido a la sociedad dominante	20.100	20.025
Atribuido a los intereses minoritarios	1.170	1.606
PASIVO NO CORRIENTE		
Subvenciones.....	108	239
Provisiones no corrientes	2.710	3.057
Pasivos financieros no corrientes	10.315	15.128
Pasivos por impuesto diferido	2.554	3.170
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero	721	1.954
Otros	730	1.061
PASIVO CORRIENTE		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta (*) ...	601	590
Provisiones corrientes	437	160
Pasivos financieros corrientes	1.788	3.322
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero	31	165
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	8.164	7.538
TOTAL PASIVO	49.429	58.015

(*) 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-SEPTIEMBRE	
	2008	2009
I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION		
Resultado antes de impuestos y participadas	4.836	2.206
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	2.210	2.579
Otros ajustes del resultado (netos)	312	18
EBITDA	7.358	4.803
Cambios en el capital corriente	(1.459)	(34)
Cobros de dividendos	73	52
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(2.042)	(845)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(287)	(256)
OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION	(2.256)	(1.049)
	3.643	3.720
II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(140)	(4.463)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(3.095)	(3.189)
Otros activos financieros	(551)	(141)
Total Inversiones	(3.786)	(7.793)
Cobros por desinversiones	982	639
Otros flujos de efectivo	(164)	54
	(2.968)	(7.100)
III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	(175)	51
Cobros por emisión de pasivos financieros	2.815	8.263
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(1.604)	(3.992)
Pagos por dividendos	(1.493)	(1.382)
Pagos de intereses	(463)	(562)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	161	564
	(759)	2.942
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	2.585	2.891
Saldo neto de flujos de efectivo (I, II y III)	(84)	(438)
Efecto de las variaciones en los tipos de cambio	24	(35)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	2.525	2.418



TABLAS

PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS DEL
3º TRIMESTRE DE 2009



MAGNITUDES DE UPSTREAM

	Unidad	2008				2009				% Variación 09 / 08
		1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	Acum	1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	Acum	
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	K Bep/día	333	336	331	334	317	340	327	328	-1,6%
Producción de Líquidos	K Bep/día	131	131	126	129	113	132	141	129	-0,1%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	15	15	14	15	12	31	46	30	101,1%
Norte de África	K Bep/día	55	55	55	55	40	39	37	39	-29,5%
Resto del Mundo	K Bep/día	61	60	57	59	61	62	58	60	1,9%
Producción de Gas Natural	K Bep/día	202	206	205	204	204	208	186	199	-2,5%
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	1	1	1	1	1	2	3	2	143,4%
Norte de África	K Bep/día	10	9	9	9	14	13	7	11	21,5%
Resto del Mundo	K Bep/día	192	196	195	194	189	193	176	186	-4,2%



MAGNITUDES DE DOWNSTREAM

	Unidad	2008				2009				% Variación 09 / 08
		1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	Acum.	1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	Acum.	
CRUDO PROCESADO	M tep	10,1	10,0	9,8	29,8	9,2	8,1	8,0	25,3	-15,4%
Europa	M tep	8,5	8,4	8,9	25,7	8,2	7,1	7,1	22,3	-13,2%
Resto del Mundo	M tep	1,7	1,6	0,9	4,1	1,0	1,0	1,0	2,9	-29,0%
VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS	Kt	11.072	10.865	10.681	32.618	9.492	9.359	9.186	28.037	-14,0%
Ventas Europa	Kt	9.064	8.915	9.301	27.280	8.522	8.279	8.242	25.043	-8,2%
Marketing Propio	Kt	5.906	5.640	6.104	17.650	5.256	5.344	5.343	15.943	-9,7%
Productos claros	Kt	4.865	4.685	5.102	14.652	4.386	4.416	4.489	13.291	-9,3%
Otros productos	Kt	1.041	955	1.002	2.998	870	928	854	2.652	-11,5%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	1.688	1.675	1.708	5.071	1.786	1.560	1.526	4.872	-3,9%
Productos claros	Kt	1.227	1.179	1.174	3.580	1.278	1.064	1.080	3.422	-4,4%
Otros productos	Kt	461	496	534	1.491	508	496	446	1.450	-2,7%
Exportaciones	Kt	1.470	1.600	1.489	4.559	1.480	1.375	1.373	4.228	-7,3%
Productos claros	Kt	408	454	304	1.166	527	549	412	1.488	27,6%
Otros productos	Kt	1.062	1.146	1.185	3.393	953	826	961	2.740	-19,2%
Ventas Resto del Mundo	Kt	2.008	1.950	1.380	5.338	970	1.080	944	2.994	-43,9%
Marketing Propio	Kt	789	812	779	2.380	413	474	460	1.347	-43,4%
Productos claros	Kt	667	644	631	1.942	349	375	378	1.102	-43,3%
Otros productos	Kt	122	168	148	438	64	99	82	245	-44,1%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	782	826	361	1.969	330	375	321	1.026	-47,9%
Productos claros	Kt	591	589	263	1.443	250	264	252	766	-46,9%
Otros productos	Kt	191	237	98	526	80	111	69	260	-50,6%
Exportaciones	Kt	437	312	240	989	227	231	163	621	-37,2%
Productos claros	Kt	105	58	68	231	73	131	106	310	34,2%
Otros productos	Kt	332	254	172	758	154	100	57	311	-59,0%
QUÍMICA										
VENTAS PROD. PETROQUIMICOS	Kt	793	701	625	2.120	458	707	541	1.706	-19,5%
Europa	Kt	711	624	564	1.898	412	577	462	1.451	-23,6%
Básica	Kt	183	170	134	486	74	173	103	350	-28,1%
Derivada	Kt	529	454	429	1.412	338	404	359	1.101	-22,0%
Resto del Mundo	Kt	82	77	62	221	46	130	79	255	15,3%
Básica	Kt	15	17	12	45	0	25	16	40	-9,9%
Derivada	Kt	67	60	49	177	46	106	64	215	21,7%
GLP										
GLP comercializado	Kt	917	756	692	2.365	871	713	652	2.236	-5,4%
Europa	Kt	602	387	306	1.296	577	372	283	1.232	-4,9%
Resto del Mundo	Kt	314	369	386	1.069	294	341	369	1.004	-6,1%

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 09 / 08
		1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	Acum	1º Tr.	2º Tr.	3º Tr.	Acum	
UPSTREAM										
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS										
	K Bep/día	632	592	643	623	601	598	566	588	-5,6%
Producción de Líquidos	K Bep/día	329	288	319	312	323	310	287	306	-1,7%
Argentina	K Bep/día	329	288	315	311	320	307	285	304	-2,1%
Resto del Mundo	K Bep/día	0	0	3	1	3	2	2	2	108,4%
Producción de Gas Natural	K Bep/día	303	304	325	311	278	288	279	282	-9,4%
Argentina	K Bep/día	303	304	324	311	277	288	279	281	-9,5%
Resto del Mundo	K Bep/día	0	0	1	0	1	0	0	0	33,2%
DOWNSTREAM										
CRUDO PROCESADO										
	M tep	4,2	4,2	4,2	12,6	4,0	4,2	3,7	11,9	-5,8%
VENTAS DE PROD. PETROLÍFEROS (*)										
Marketing Propio	Kt	3.705	3.783	4.026	11.514	3.539	3.689	3.220	10.448	-9,3%
Productos claros	Kt	2.143	2.135	2.269	6.547	2.213	2.157	2.181	6.552	0,1%
Otros productos	Kt	479	808	745	2.032	472	671	532	1.674	-17,6%
Resto Ventas Mercado Nacional	Kt	302	314	340	956	316	324	244	884	-7,5%
Productos claros	Kt	231	257	272	760	208	205	178	591	-22,2%
Otros productos	Kt	71	57	68	196	108	119	66	293	49,5%
Exportaciones	Kt	781	526	672	1.979	539	536	263	1.338	-32,4%
Productos claros	Kt	220	183	320	723	186	168	134	487	-32,6%
Otros productos	Kt	561	343	352	1.256	353	368	130	851	-32,3%
QUÍMICA										
VENTAS PROD. PETROQUÍMICOS										
	Kt	406	377	388	1.171	270	346	457	1.073	-8,4%
Básica	Kt	48	49	46	143	43	46	44	134	-6,7%
Derivada	Kt	359	328	342	1.028	226	300	413	939	-8,7%
GLP										
GLP comercializado	Kt	114	78	98	290	113	109	89	312	7,7%

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.