



**En un escenario económico adverso, Repsol YPF continua cosechando éxitos exploratorios.**

Cifras no auditadas (NIIF)

2T 2008	1T 2009	2T 2009	% Variación 2T09/2T08	RESULTADOS SEGUNDO TRIMESTRE 2009	Ene-Jun 2008	Ene-Jun 2009	% Variación 09/08
<b>RESULTADO CONTABLE A CCS (M€)</b>							
1.526	963	424	-72,2	RESULTADO DE EXPLOTACION CCS	2.858	1.388	-51,4
692	536	235	-66,0	RESULTADO NETO CCS	1.739	771	-55,7
<b>INDICADORES PROFORMA A CCS (M€)</b>							
1.434	746	428	-70,2	RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS	2.805	1.174	-58,1
694	421	265	-61,8	RESULTADO NETO RECURRENTE CCS	1.505	686	-54,4
<b>RESULTADO CONTABLE (M€)</b>							
1.896	940	643	-66,1	RESULTADO DE EXPLOTACION	3.502	1.583	-54,8
905	516	373	-58,8	RESULTADO NETO	2.117	889	-58,0
<b>INDICADORES PROFORMA (M€)</b>							
1.804	722	647	-64,1	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE	3.449	1.369	-60,3
907	401	403	-55,6	RESULTADO NETO RECURRENTE	1.883	804	-57,3
<b>BENEFICIO POR ACCIÓN</b>							
0,74	0,43	0,31	-58,1	Euros por acción	1,74	0,74	-57,5
1,17	0,57	0,44	-62,4	Dólares por acción	2,74	1,04	-62,0

**DATOS MÁS RELEVANTES DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2009**

- **El resultado de explotación a CCS** del trimestre, es decir descontando el efecto patrimonial, ha disminuido un 72,2% frente al mismo trimestre del año anterior. **El resultado de explotación recurrente a CCS** del trimestre, disminuyó un 70,2%.
- El resultado de explotación recurrente del segundo trimestre se ha visto afectado principalmente por el impacto de la caída de los márgenes de refino y de los precios del crudo y del gas frente al mismo período del año anterior. Asimismo, se ha visto afectado por el impacto contable de un menor efecto patrimonial (219 M€ positivos frente a los 370 M€ también positivos del mismo período del pasado año).
- La **deuda financiera neta** de la compañía al final del segundo trimestre de 2009 se situó en 10.405 M€, lo que supone un incremento de 5.029 M€ respecto al final del primer trimestre (5.376 M€), que se explica principalmente por el impacto de la operación de Gas Natural de adquisición de Unión Fenosa. El ratio de deuda sobre capital empleado al cierre del trimestre se sitúa en el 29,1%, frente al 17,2% del cierre del anterior trimestre.
- La **deuda financiera neta del Grupo ex GN**, se situó al final del segundo trimestre del 2009 en 3.657 M€, frente a 3.181 en el primer trimestre, lo que supone un incremento en el periodo de 476 M€. El ratio de deuda neta sobre capital empleado del segundo trimestre de 2009 se ha situado en el 12,9% frente al 11,4% del primer trimestre de 2009.
- En los 7 primeros meses del año se anunciaron 13 descubrimientos, ubicados en las áreas clave de crecimiento de la compañía, las aguas profundas del Golfo de México y Brasil y el Norte de África.
- El día 9 de julio se pagó un dividendo bruto complementario correspondiente al ejercicio 2008 de 0,525 euros por acción, lo que ha supuesto un incremento en el dividendo anual correspondiente al ejercicio 2008 del 5% con respecto al del año anterior.



## 1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS POR ACTIVIDADES

### 1.1.- UPSTREAM

Cifras no auditadas (NIIF)

2T 2008	1T 2009	2T 2009	% Variación 2T09/2T08		Ene-Jun 2008	Ene-Jun 2009	% Variación 09/08
751	185	140	-81,4	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	1.327	325	-75,5
758	185	172	-77,3	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	1.355	357	-73,7
131	113	132	0,8	PRODUCCIÓN LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	131	123	-6,1
1.155	1.146	1.166	0,9	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.145	1.156	0,9
336	317	340	1,2	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	335	329	-1,8
240	314	338	40,8	INVERSIONES (M€)	482	652	35,3
109	28	62	-43,1	COSTES DE EXPLORACIÓN (M€)	209	90	-56,9

2T 2008	1T 2009	2T 2009	% Variación 2T09/2T08	COTIZACIONES INTERNACIONALES	Ene-Jun 2008	Ene-Jun 2009	% Variación 09/08
121,2	44,5	59,1	-51,2	Brent (\$/Bbl)	109,0	51,7	-52,6
123,8	43,3	59,8	-51,7	WTI (\$/Bbl)	111,1	51,7	-53,5
10,9	4,9	3,5	-67,9	Henry Hub (\$/MBtu)	9,5	4,2	-55,8

2T 2008	1T 2009	2T 2009	% Variación 2T09/2T08	PRECIOS DE REALIZACIÓN	Ene-Jun 2008	Ene-Jun 2009	% Variación 09/08
110,1	39,6	53,9	-51,0	CRUDO (\$/Bbl)	98,2	47,2	-51,9
4,1	2,5	2,0	-51,2	GAS (\$/Miles scf)	4,2	2,2	-47,6

1.000 Mct/d = 28,32 Mm<sup>3</sup>/d = 0,178 Mbep/d

El **resultado de explotación recurrente** en el segundo trimestre de 2009 ascendió a 172 M€ lo que representa un descenso del 77,3% frente al segundo trimestre de 2008. Los 586 M€ de menor resultado con respecto al mismo trimestre del año anterior, se explican 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 593 M€
- El menor coste exploratorio ha impactado positivamente con 54 M€
- La apreciación del dólar frente al euro en la comparación trimestral ha supuesto un mayor resultado de 18 M€
- Finalmente, otros efectos, explicarían la diferencia restante.

La **producción** en este trimestre alcanzó los 340 Kbp/d, un 1,2% superior a la del mismo período de 2008. Si se aislaran los efectos por cambios contractuales y regulatorios en Bolivia y Libia, y la reducción de la cuota de la OPEP, la producción en el trimestre habría sido un 8,3% superior a la de 2008. Esto se explica por la puesta en marcha y ramp up de Shenzi, uno de los proyectos de crecimiento del Plan Estratégico 2008-2012.

#### Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del primer semestre de 2009 ha ascendido a 357 M€, lo que supone un descenso del 73,7% frente al ejercicio de 2008. Esto se debe a los menores precios de realización de crudos y de gas por la caída de las cotizaciones internacionales de estos productos.



La **producción** en el primer semestre del año 2009 (329 Kbp/d) ha sido un 1,8% inferior a la del 2008 (335 Kbp/d). Aislado los efectos por cambios contractuales y regulatorios así como la reducción de la cuota de la OPEP, la producción habría sido un 7,4% superior a la del mismo semestre del año 2008.

Las **inversiones** del segundo trimestre de 2009 en el área de Upstream han alcanzado 338 M€. Las inversiones en desarrollo representaron un 51% de la inversión y han sido realizadas fundamentalmente en USA (57%) Trinidad y Tobago (19%) y Libia (7%).

En el semestre en el área las inversiones ascendieron a 652 M€, un 35,3% superiores a las del ejercicio 2008. La inversión en desarrollo representó el 45% del total y se realizaron principalmente en USA (53%), Trinidad y Tobago (20%) y Libia (8%).



## 1.2.- GNL

### Cifras no auditadas (NIIF)

2T 2008	1T 2009	2T 2009	% Variación 2T09/2T08		Ene-Jun 2008	Ene-Jun 2009	% Variación 09/08
18	11	23	27,8	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	50	34	-32,0
18	11	23	27,8	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	50	34	-32,0
56,9	43,0	37,0	-35,0	PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN EL POOL ELECTRICO EN ESPAÑA (€/MWh)	61,4	40	-34,9
52,4	38,5	47,2	-9,9	GNL COMERCIALIZADO (TBtu)	96,4	85,7	-11,1
67	30	40	-40,3	INVERSIONES (M€)	145	70	-51,7

1 TBtu= 1.000.000 Mbtu  
1 bcm= 1.000 Mm<sup>3</sup>= 39,683 TBtu

El **resultado de explotación recurrente** se situó en 23 M€ de euros lo que supone un aumento del 27,8%, equivalente a 5 M€, frente al mismo período del año anterior.

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

- Por el lado positivo cabe destacar especialmente los mayores márgenes de comercialización de GNL.
- Por el lado negativo, la caída de los precios del pool eléctrico español ha provocado un descenso del resultado de BBE. Asimismo, se han producido unos mayores gastos en la terminal de Canaport, previo a su puesta en marcha.

### Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del semestre ha ascendido a 34 M€, con un descenso del 32,0% frente al ejercicio 2008. Este descenso se explica por la caída de los precios del pool eléctrico español, así como menores márgenes y volúmenes en la comercialización.

Las **inversiones** del segundo trimestre en el área de GNL han alcanzado 40 M€, un 40,3% inferiores a las del segundo trimestre de 2008. Estas inversiones se han dedicado fundamentalmente al proyecto de Canaport LNG.

En el semestre, las **inversiones** alcanzaron 70 M€ y se han destinado fundamentalmente a la planta de Canaport LNG.

### 1.3.- DOWNSTREAM

**Cifras no auditadas (NIIF)**

2T 2008	1T 2009	2T 2009	% Variación 2T09/2T08		Ene-Jun 2008	Ene-Jun 2009	% Variación 09/08
273	316	53	-80,6	<b>RESULTADO DE EXPLOTACION CCS</b>	482	370	-23,2
298	311	56	-81,2	<b>RESULTADO DE EXPLOTACION RECURRENTE CCS</b>	546	368	-32,6
2T 2008	1T 2009	2T 2009	% Variación 2T09/2T08		Ene-Jun 2008	Ene-Jun 2009	% Variación 09/08
643	293	272	-57,7	<b>RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)</b>	1.125	565	-49,8
668	288	275	-58,8	<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)</b>	1.189	563	-52,6
10.865	9.492	9.359	-13,9	<b>VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (Miles de toneladas)</b>	21.937	18.851	-14,1
701	458	707	0,9	<b>VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS (Miles de toneladas)</b>	1.494	1.165	-22,0
756	871	713	-5,7	<b>VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)</b>	1.673	1.584	-5,3
315	325	427	35,6	<b>INVERSIONES (M€)</b>	630	752	19,4
2T 2008	1T 2009	2T 2009	% Variación 2T09/2T08	<b>INDICADOR MARGEN DE REFINO (\$/Bbl)</b>	Ene-Jun 2008	Ene-Jun 2009	% Variación 09/08
8,2	4,6	0,5	-93,9	<b>España</b>	6,8	2,5	-63,2

El resultado de explotación recurrente a CCS, asciende a 56 M€, lo que supone un descenso del 81,2% sobre el mismo trimestre de 2008. El resultado de explotación recurrente del segundo trimestre de 2009 incluyendo el efecto inventario por un importe positivo de 219 M€, se sitúa en 275 M€ frente a los 668 M€ del mismo período de 2008 en el que hubo efecto patrimonial positivo de 370 M€.

El descenso de 242 M€ del resultado de explotación recurrente a CCS del segundo trimestre de 2009 frente al mismo período de 2008 se explica por las siguientes razones:

- El menor margen de refino afectado por la reducción de los spreads de los destilados medios y por el estrechamiento de los diferenciales entre crudos ligeros y pesados. Esto se ha visto parcialmente compensado por la reducción en los costes fijos, consecuencia de la aplicación de planes de ahorro y mejora de la eficiencia. Ambos efectos combinados han tenido un impacto negativo en el resultado de 367 M€.
- En Perú, la mejora de los spreads del fuelóleo y de la gasolina han tenido un impacto positivo en el margen, incrementándose el resultado en 21 M€.
- La mejora registrada en los márgenes de comercialización ha mas que compensado el menor volumen de ventas de productos petrolíferos. En consecuencia, este segmento aporta en su conjunto a la mejora del resultado 64 M€ más que en el mismo trimestre del año anterior.
- La mejora en el negocio de GLP, con mayores márgenes y costes fijos estables ha impactado el resultado en forma positiva en 9 M€.
- La apreciación del dólar frente al euro ha supuesto un mayor resultado de 7 M€.
- El negocio de Trading y Transporte y otros efectos de menor cuantía explican las diferencias restantes.



### Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente a CCS**, excluyendo el efecto inventario, asciende en el semestre a 368 M€, un 32,6% inferior a los 546 M€ obtenidos en el año anterior. El resultado de explotación recurrente del semestre ha sido de 563 M€, frente a 1.189 M€ del año anterior, fundamentalmente como consecuencia de la caída en los márgenes de refino así como del impacto contable del efecto inventario antes explicado.

Los efectos que se han observado en las variaciones del último trimestre siguen siendo válidos en el análisis del semestre 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 segundo trimestre y primer semestre de 2009 ascendieron a 427 M€ y 752 M€ respectivamente, y se han destinado fundamentalmente a los proyectos de ampliación de Cartagena y la Unidad reductora de fuelóleo de Bilbao.



#### 1.4.- YPF

##### Cifras no auditadas (NIIF)

2T 2008	1T 2009	2T 2009	% Variación 2T09/2T08		Ene-Jun 2008	Ene-Jun 2009	% Variación 09/08
279	323	129	-53,8	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)	644	452	-29,8
324	152	95	-70,7	RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE (M€)	735	247	-66,4
288	323	310	7,7	PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS (Miles de bep/d)	308	316	2,6
1.707	1.558	1.619	-5,2	PRODUCCIÓN GAS (*) (Millones scf/d)	1.707	1.589	-6,9
592	601	598	1,0	PRODUCCIÓN TOTAL (Miles de bep/d)	612	599	-2,1
3.783	3.539	3.689	-2,5	VENTAS DE PRODUCTOS PETROLIFEROS (Miles de toneladas)	7.488	7.228	-3,5
377	270	346	-8,2	VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUIMICOS (Miles de toneladas)	783	615	-21,5
78	113	109	39,7	VENTAS DE GLP (Miles de toneladas)	192	223	16,2
316	236	201	-36,4	INVERSIONES (M€)	566	437	-22,8
2T 2008	1T 2009	2T 2009	% Variación 2T09/2T08	INDICADORES	Ene-Jun 2008	Ene-Jun 2009	% Variación 09/08
40,6	39,3	42,4	4,4	PRECIOS DE REALIZACIÓN DE CRUDO (\$/Bbl)	40,2	40,9	1,7
2,1	2,8	1,8	-14,3	PRECIOS DE REALIZACIÓN DE GAS (\$/Miles scf)	2,2	2,3	4,6
497	188	182	-63,4	PETROQUÍMICA DERIVADA (\$/ton)	485	185	-61,9

(\*) 1.000 Mct/d = 28,32 Mm<sup>3</sup>/d = 0,178 Mbep/d

El **resultado de explotación recurrente** alcanzó 95 M€ en el segundo trimestre de 2009, frente a 324 M€ en el segundo 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 229 M€ en el resultado operativo recurrente son las que se detallan:

- 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 211 M€
- Los costes operativos han descendido debido a los resultados de la implementación del programa de ahorro de costes impactando positivamente en el resultado en 52 M€
- Las mayores amortizaciones tuvieron un impacto negativo en el resultado de 61 M€
- Otros efectos menores explican el resto de la variación del segundo trimestre de 2009 frente al mismo periodo del año anterior.

La **producción** en este trimestre ha sido superior en un 1% a la del mismo período del año anterior, que estuvo afectada por el efecto de la huelga de empleados petroleros de la región sur de Argentina.



### Resultados acumulados

El **resultado de explotación recurrente** del semestre ascendió a 247 M€, un 66,4% inferior al del mismo periodo del año anterior. El descenso muestra que el incremento de los precios en moneda local, tanto en líquidos como en gas en el mercado 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, los efectos de menores ingresos derivados del negocio químico y del impacto negativo del tipo de cambio.

En el semestre, la **producción** ha sido de 599 Kbp/d con un descenso del 2,1% frente al mismo periodo 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.

Las **inversiones** del segundo trimestre de 2009 en YPF han alcanzado 201 M€ y se han destinado en un 68% a proyectos de desarrollo en Exploración y Producción.

En el semestre las inversiones alcanzaron 437 M€ y se han destinado en un 64% a proyectos de desarrollo en Exploración y Producción.





## 1.5.- GAS NATURAL SDG

Cifras no auditadas (NIIF)							
2T 2008	1T 2009	2T 2009	% Variación 2T09/2T08		Ene-Jun 2008	Ene-Jun 2009	% Variación 09/08
130	169	165	26,9	<b>RESULTADO DE EXPLOTACION</b> (M€)	287	334	16,4
134	169	165	23,1	<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN RECURRENTE</b> (M€)	294	334	13,6
72	1.963	2.600	-	<b>INVERSIONES</b> (M€)	126	4.563	-

El **resultado de explotación recurrente** de Gas Natural SDG del segundo trimestre de 2009 ascendió a 165 M€, frente a los 134 M€ del mismo periodo del año anterior, lo que supone un incremento del 23,1%.

El aumento de 31 M€ se ha producido por la integración global de los resultados de Unión FENOSA en Gas Natural SDG desde el 30 de abril de 2009, 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 el primer semestre del año ha sido de 334 M€ en comparación con los 294 M€ del mismo periodo del año anterior. Las variables que han afectado al aumento del resultado semestral coinciden con las explicadas para el trimestre.

Las **inversiones** en Gas Natural SDG durante el segundo trimestre y primer semestre de 2009 alcanzaron respectivamente 2.600 M€ y 4.563 M€ y fueron destinadas fundamentalmente a aumentar su participación en Unión Fenosa. Al margen de esta operación, las inversiones materiales fueron ligeramente superiores a las registradas durante el mismo periodo de 2008 dirigiéndose fundamentalmente a las actividades de distribución y eléctrica.

## 1.6 CORPORACIÓN Y OTROS

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

En el segundo trimestre de 2009 se registró un resultado recurrente negativo de 83 M€, frente a los 98 M€ de gasto neto del segundo trimestre de 2008.

El resultado reportado del segundo trimestre de 2009 fue de 86 M€ de gasto neto. En el segundo trimestre de 2008 se registró un resultado reportado positivo de 75 M€, que incluían 176 M€, derivados de la reversión de pasivos constituidos en el pasado para diferentes situaciones en proceso de negociación por parte de la compañía y que a la vista de los acontecimientos no se consideraron necesarios.

## 2.- RESULTADO FINANCIERO, ENDEUDAMIENTO E INVERSIONES

Cifras no auditadas (NIIF)

EVOLUCIÓN DE LA DEUDA NETA (M€)	1T09	2T09	% Variación 2T09/1T09	Ene-Jun 09
<b>DEUDA NETA AL INICIO DEL PERIODO</b>	3.334	5.376	61,2	3.334
EBITDA	-1.443	-1.545	7,1	-2.988
VARIACIÓN FONDO DE MANIOBRA COMERCIAL	-346	490	-	144
INVERSIONES (1)	2.923	3.603	23,3	6.526
DESINVERSIONES (1)	-269	-153	-43,1	-422
DIVIDENDOS PAGADOS (incluyendo los de las sociedades afiliadas)	654	93	-85,8	747
EFFECTOS TIPO DE CAMBIO	224	-198	-	26
IMPUESTOS PAGADOS	159	320	101,3	479
INCORPORACIÓN DEUDA UNIÓN FENOSA	-	2.172	-	2.172
OTROS MOVIMIENTOS	140	247	76,4	387
<b>DEUDA NETA AL CIERRE DEL PERIODO</b>	<b>5.376</b>	<b>10.405</b>	<b>93,5</b>	<b>10.405</b>
<b>DEUDA NETA + PREFERENTES AL CIERRE DEL PERIODO</b>	<b>8.964</b>	<b>13.965</b>	<b>55,8</b>	<b>13.965</b>

  

Ratio de endeudamiento				
CAPITAL EMPLEADO (M€)	31.289	35.788	14,4	35.788
<b>DEUDA NETA / CAPITAL EMPLEADO (%)</b>	<b>17,2</b>	<b>29,1</b>	<b>69,2</b>	<b>29,1</b>
<b>DEUDA NETA + PREFERENTES / CAPITAL EMPLEADO (%)</b>	<b>28,6</b>	<b>39,0</b>	<b>36,4</b>	<b>39,0</b>
ROACE antes de no recurrentes (%)	6,3	5,2	-17,4	5,7

- (1) Adicionalmente, en el periodo enero a junio de 2009 existen inversiones de carácter financiero por importe de 4 M€, lo que implicaría una inversión total de 6.530 M€. Igualmente, existen desinversiones de carácter financiero por importe de 43 M€, suponiendo las desinversiones totales 465 M€.

**La deuda financiera neta de la Compañía** al final del primer semestre de 2009 se situó en 10.405 M€, lo que supone un incremento de 7.071 M€ respecto al cierre de 2008 (3.334 M€).

Este incremento se explica principalmente por el impacto que ha tenido en el importe de deuda consolidada del Grupo la operación de adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural, suponiendo una mayor inversión en el semestre por importe de 4.354 M€. Adicionalmente, la integración del balance de Unión Fenosa en Gas Natural ha supuesto la incorporación de una cifra de deuda neta al Grupo consolidado por importe de 2.172 M€ (cifras correspondientes a nuestro porcentaje del 30,89%).

Adicionalmente, cabe destacar en este semestre:

- Dentro del epígrafe de desinversiones, se produjo en el mes de marzo el cobro del último importe correspondiente a la venta de la Torre de Repsol a Caja Madrid, por importe de 245 M€. Adicionalmente, en el mes de junio se incluyen 48 M€ por la enajenación de Enagas por parte de Gas Natural y 28 M€ por enajenación de las participaciones en Red Eléctrica e Isagen por Unión Fenosa.
- En el primer semestre de 2009 se ha producido un desembolso por dividendos de 747 M€, correspondiendo 641 M€ al dividendo a cuenta de Repsol YPF, S.A. del ejercicio 2008.

El ratio de deuda neta sobre capital empleado a junio de 2009 se ha situado en el 29,1%. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se sitúa en el 39,0%.

Con respecto a la **deuda financiera neta del Grupo ex GN**, se situó al final del primer semestre de 2009 en 3.657 M€, frente a 1.883 M€ al cierre de 2008, lo que supone un incremento en el periodo de 1.774 M€, principalmente por el desembolso realizado para atender la ampliación de capital de Gas Natural (sin efecto en el Grupo consolidado) por importe de 1.080 M€.



El ratio de la deuda neta sobre capital empleado al final del primer semestre 2009 para el Grupo consolidado ex – GN se situó en un 12,9%. Teniendo en cuenta las acciones preferentes, este ratio se sitúa en el 25,6%

El **resultado financiero neto acumulado** al final del primer semestre de 2009 ha sido negativo por 36 M€, frente a los 59 M€ negativos del mismo periodo del ejercicio anterior. Conviene destacar los siguientes aspectos:

- **Intereses netos:** Efecto negativo de 67 M€, que se explica principalmente por el incremento del saldo medio de deuda como consecuencia de la adquisición de Unión Fenosa por parte de Gas Natural, unido a la incorporación de la deuda de Unión Fenosa desde el 30 de abril.
- **Resultado de posiciones:** Variación positiva de 75 M€ generada principalmente por las posiciones de tipo de interés (78 M€). En el primer semestre del año 2009 se ha producido un resultado positivo como consecuencia de la subida en los tipos de interés a largo plazo en US Dólar y el mantenimiento/ligero descenso de los tipos Euro, lo cual ha impactado favorablemente en la posición sujeta a riesgo de tipo de interés.

En cuanto al tipo de cambio, el resultado, similar al obtenido en el primer semestre del 2008, es consecuencia de la gestión activa de las coberturas en el mercado de divisas.

Cifras no auditadas (NIIF)

2T08	1T09	2T09	% Variación 2T09/2T08	RESULTADO FINANCIERO (M€)	Ene-Jun 08	Ene-Jun 09	% Variación 09/08
-93	-111	-163	75,3	INTERESES NETOS (incluye preferentes)	-206	-273	32,5
18	109	188	-	RESULTADO DE POSICIONES	222	297	33,8
9	9	41	-	Tipo de interés	-28	50	-
9	100	147	-	Tipo de cambio	250	247	-1,2
-35	-46	-37	5,7	ACTUALIZACIÓN DE PROVISIONES	-71	-83	16,9
15	38	24	60,0	INTERCALARIOS	29	62	113,8
-16	-28	-11	-31,3	OTROS GASTOS FINANCIEROS	-33	-39	18,2
<b>-111</b>	<b>-37</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>TOTAL</b>	<b>-59</b>	<b>-36</b>	<b>-39,0</b>

### 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 segundo trimestre de 2009 el impuesto devengado fue de 255 M€, lo que supone un tipo impositivo efectivo del 39,6%.



### 3.2.- RESULTADO SOCIEDADES PARTICIPADAS

Cifras no auditadas (NIIF)

2T 2008	1T 2009	2T 2009	% Variación 2T09/2T08	DESGLOSE DE SOCIEDADES PARTICIPADAS (M€)	Ene-Jun 2008	Ene-Jun 2009	% Variación 09/08
0,1	-0,8	-9,2	-	UPSTREAM	12,5	-10,0	-
18,9	15,8	12,6	-33,3	GNL	23,5	28,3	20,4
6,9	3,1	6,1	-11,6	DOWNSTREAM	12,3	9,2	-25,2
5,1	0,5	3,9	-23,5	YPF	8,2	4,4	-46,3
1,0	8,7	8,5	-	Gas Natural SDG	1,5	17,2	-
<b>32,0</b>	<b>27,3</b>	<b>21,9</b>	<b>-31,6</b>	<b>TOTAL</b>	<b>58,0</b>	<b>49,1</b>	<b>-15,3</b>

El resultado obtenido a través de sociedades participadas minoritariamente ascendió en el segundo trimestre de 2009 a 21,9 M€, frente a los 32,0 M€ del mismo periodo del año anterior. El aumento en el área de Gas Natural es debido a la inclusión de Unión FENOSA. En el área de GNL la disminución del resultado se debe a los menores ingresos obtenidos en los trenes 1 y 4 de Trinidad y Tobago.

### 3.3.- INTERESES MINORITARIOS

El resultado recurrente atribuido a socios externos en el segundo trimestre de 2009 ascendió a 37 M€ frente a 71 M€ del segundo trimestre de 2008. Este epígrafe recoge la participación de los accionistas minoritarios en el 14,9% del resultado de YPF desde que se realizó la venta de esta participación en febrero de 2008.



#### 4.- **HECHOS DESTACADOS**

Desde la publicación de los resultados del primer trimestre de 2009 las noticias más significativas anunciadas por la compañía han sido las siguientes:

**En Upstream**, el 11 de mayo, Repsol anunció un nuevo descubrimiento de gas y condensado en aguas someras de la prolifera Cuenca de Santos, Brasil. Se trata del tercer hallazgo que realiza la compañía en esta zona en 2009, lo que confirma su potencial y la importancia estratégica que el área tiene para Repsol.

Repsol, con un 40% de participación, es el operador del consorcio descubridor, en el que también participan Petrobras con un 35%, Vale con un 12,5%, y Woodside con un 12,5%.

El pozo del descubrimiento, denominado Panoramix, está situado en el área BM-S-48 a 180 kilómetros de la costa del estado de São Paulo, en profundidades de agua de 170 metros en la Cuenca de Santos. Las pruebas realizadas arrojaron un caudal máximo de gas de 378.600 m<sup>3</sup>/d y 1.570 bpd de condensado en arenas a profundidades de entre 4.410 y 4.480 metros. El análisis de los resultados de estas pruebas indica una capacidad de abastecimiento máxima de 850.000 m<sup>3</sup>/d de gas y 3.520 bpd de condensado.

El 1 de julio, Repsol anunció dos nuevos descubrimientos offshore de petróleo en el Mediterráneo español. Se trata de los pozos Montanazo D-5 y Lubina-1, situados a 45 kilómetros de las costas de Tarragona, donde la compañía desarrolla otros campos satélite similares. Repsol es el operador del primero de estos descubrimientos, con una participación del 75% en el consorcio, en el que también participan Gas Natural con un 17,7% y Cepsa con un 7,3%. En el segundo hallazgo, Repsol es, además del operador, el único titular. El pozo Montanazo D-5, está ubicado a una profundidad de agua de 736 metros, y alcanzó una profundidad final de 2.354 metros. Las pruebas realizadas han arrojado una producción de 3.800 barriles diarios de petróleo de 32° API. El pozo Lubina-1, ubicado bajo una lámina de agua de 663 metros y situado a 4 kilómetros al norte de Montanazo D-5, alcanzó una profundidad final de 2.439 metros. Las pruebas realizadas han arrojado una producción de 3.700 barriles diarios de petróleo de 31.5° API. La suma de la producción de estos dos pozos ha arrojado caudales que casi multiplican por cuatro la existente en la actualidad en España, situada en 2.000 bbl/día.

En **GNL**, el 18 de junio, Repsol inauguró la terminal de gas natural licuado, Canaport. Repsol accede a los mercados de EE.UU. y Canadá con una importante capacidad de suministro a distribuidoras, centrales eléctricas e industria. La nueva terminal de Gas Natural Licuado (GNL) tiene una capacidad de 1Bcf/día, suficiente para suministrar a 5 millones de hogares. El proyecto ha sido realizado por Repsol y la compañía canadiense Irving Oil, dueña de la mayor refinería de Canadá, que también operarán conjuntamente las nuevas instalaciones.

**En la Corporación**, el 14 de mayo, la Junta General de Accionistas de Repsol aprobó un aumento del dividendo de 2008 del 5%. El Presidente de Repsol, Antonio Brufau, presidió la Junta General de Accionistas de la compañía, que acordó la distribución de un dividendo bruto total correspondiente al ejercicio 2008 de 1,05 euros por acción, un 5% más que en 2007.

**Madrid, 30 de julio de 2009**

#### **Relación con Inversores**

E-mail: [inversores@repsolypf.com](mailto:inversores@repsolypf.com)

Website: [www.repsol.com](http://www.repsol.com)

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

Hoy 30 de julio 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 segundo 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](http://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](http://www.repsol.com) durante un plazo no inferior a 1 mes.



TABLAS

RESULTADOS 2º 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-JUNIO	
	2T08	1T09	2T09	2008	2009
<b>EBITDA</b> .....	<b>2.494</b>	<b>1.443</b>	<b>1.545</b>	<b>4.916</b>	<b>2.988</b>
Resultado de explotación.....	1.896	940	643	3.502	1.583
Resultado financiero.....	(111)	(37)	1	(59)	(36)
<b>Resultado antes de impuestos y participadas</b> .....	<b>1.785</b>	<b>903</b>	<b>644</b>	<b>3.443</b>	<b>1.547</b>
Impuesto sobre beneficios.....	(841)	(356)	(255)	(1.253)	(611)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación.....	32	27	22	58	49
<b>Resultado consolidado del periodo</b> .....	<b>976</b>	<b>574</b>	<b>411</b>	<b>2.248</b>	<b>985</b>
<b>RESULTADO ATRIBUIDO A:</b>					
Intereses minoritarios .....	71	58	38	131	96
<b>ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE</b> .....	<b>905</b>	<b>516</b>	<b>373</b>	<b>2.117</b>	<b>889</b>
Resultado atribuido a la sociedad dominante por acción (*)					
* Euros/acción .....	0,74	0,43	0,31	1,74	0,74
* \$/ADR .....	1,17	0,57	0,44	2,74	1,04

(\*) 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 1.216.071.351 en los periodos mostrados de 2008 y de 1.208.634.035 durante el año 2009.

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

1,576 dólares por euro en 2T08

1,331 dólares por euro en 1T09

1,413 dólares por euro en 2T09



**RESULTADOS DE REPSOL YPF AJUSTADOS POR NO RECURRENTES**

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	SEGUNDO TRIMESTRE 2008			ENERO-JUNIO 2008		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
<b>Resultado de explotación.....</b>	<b>1.896</b>	<b>(92)</b>	<b>1.804</b>	<b>3.502</b>	<b>(53)</b>	<b>3.449</b>
Upstream.....	751	7	758	1.327	28	1.355
GNL.....	18	-	18	50	-	50
Downstream.....	643	25	668	1.125	64	1.189
YPF.....	279	45	324	644	91	735
Gas Natural SDG.....	130	4	134	287	7	294
Corporación y otros	75	(173)	(98)	69	(243)	(174)
<b>Resultado financiero.....</b>	<b>(111)</b>	<b>-</b>	<b>(111)</b>	<b>(59)</b>	<b>-</b>	<b>(59)</b>
<b>Resultado antes de impuestos y participadas .....</b>	<b>1.785</b>	<b>(92)</b>	<b>1.693</b>	<b>3.443</b>	<b>(53)</b>	<b>3.390</b>
Impuesto sobre beneficios.....	(841)	94	(747)	(1.253)	(181)	(1.434)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación .....	32	-	32	58	-	58
<b>Resultado consolidado del periodo.....</b>	<b>976</b>	<b>2</b>	<b>978</b>	<b>2.248</b>	<b>(234)</b>	<b>2.014</b>

**RESULTADO ATRIBUIDO A:**

Intereses minoritarios .....	71	-	71	131	-	131
<b>ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE .....</b>	<b>905</b>	<b>2</b>	<b>907</b>	<b>2.117</b>	<b>(234)</b>	<b>1.883</b>

	PRIMER TRIMESTRE 2009		
	Total	No recurrentes	Ajustado
<b>Resultado de explotación.....</b>	<b>940</b>	<b>(218)</b>	<b>722</b>
Upstream.....	185	-	185
GNL.....	11	-	11
Downstream.....	293	(5)	288
YPF.....	323	(171)	152
Gas Natural SDG.....	169	-	169
Corporación y otros	(41)	(42)	(83)
<b>Resultado financiero.....</b>	<b>(37)</b>	<b>-</b>	<b>(37)</b>
<b>Resultado antes de impuestos y participadas .....</b>	<b>903</b>	<b>(218)</b>	<b>685</b>
Impuesto sobre beneficios.....	(356)	86	(270)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación .....	27	-	27
<b>Resultado consolidado del periodo.....</b>	<b>574</b>	<b>(132)</b>	<b>442</b>

**RESULTADO ATRIBUIDO A:**

Intereses minoritarios .....	58	(17)	41
<b>ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE .....</b>	<b>516</b>	<b>(115)</b>	<b>401</b>

	SEGUNDO TRIMESTRE 2009			ENERO-JUNIO 2009		
	Total	No recurrentes	Ajustado	Total	No recurrentes	Ajustado
<b>Resultado de explotación.....</b>	<b>643</b>	<b>4</b>	<b>647</b>	<b>1.583</b>	<b>(214)</b>	<b>1.369</b>
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)
<b>Resultado financiero.....</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>(36)</b>	<b>-</b>	<b>(36)</b>
<b>Resultado antes de impuestos y participadas .....</b>	<b>644</b>	<b>4</b>	<b>648</b>	<b>1.547</b>	<b>(214)</b>	<b>1.333</b>
Impuesto sobre beneficios.....	(255)	25	(230)	(611)	111	(500)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación .....	22	-	22	49	-	49
<b>Resultado consolidado del periodo.....</b>	<b>411</b>	<b>29</b>	<b>440</b>	<b>985</b>	<b>(103)</b>	<b>882</b>

**RESULTADO ATRIBUIDO A:**

Intereses minoritarios .....	38	(1)	37	96	(18)	78
<b>ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD DOMINANTE .....</b>	<b>373</b>	<b>30</b>	<b>403</b>	<b>889</b>	<b>(85)</b>	<b>804</b>





**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-JUNIO	
	2T08	1T09	2T09	2008	2009
<b>Upstream</b> .....	<b>1.485</b>	<b>561</b>	<b>661</b>	<b>2.723</b>	<b>1.222</b>
Norteamérica y Brasil .....	129	44	140	230	184
Norte de Africa .....	616	144	132	1.134	276
Resto del Mundo .....	753	393	413	1.380	806
Ajustes .....	(13)	(20)	(24)	(21)	(44)
<b>GNL</b> .....	<b>393</b>	<b>284</b>	<b>269</b>	<b>701</b>	<b>553</b>
<b>Downstream</b> .....	<b>12.245</b>	<b>7.384</b>	<b>7.330</b>	<b>23.801</b>	<b>14.714</b>
Europa .....	11.431	7.133	7.081	22.279	14.214
Resto del Mundo .....	1.570	550	612	2.960	1.162
Ajustes .....	(756)	(299)	(363)	(1.438)	(662)
<b>YPF</b> .....	<b>2.330</b>	<b>2.298</b>	<b>2.045</b>	<b>4.612</b>	<b>4.343</b>
Upstream .....	939	1.325	1.065	1.965	2.390
Downstream .....	1.789	1.604	1.631	3.671	3.235
Corporación .....	68	56	62	123	118
Ajustes .....	(466)	(687)	(713)	(1.147)	(1.400)
<b>Gas Natural SDG</b> .....	<b>963</b>	<b>979</b>	<b>1.052</b>	<b>1.994</b>	<b>2.031</b>
<b>Corporación, otros y ajustes</b> .....	<b>(684)</b>	<b>(214)</b>	<b>(300)</b>	<b>(1.100)</b>	<b>(514)</b>
<b>TOTAL</b> .....	<b>16.732</b>	<b>11.292</b>	<b>11.057</b>	<b>32.731</b>	<b>22.349</b>



**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-JUNIO	
	2T08	1T09	2T09	2008	2009
<b>Upstream</b> .....	<b>751</b>	<b>185</b>	<b>140</b>	<b>1.327</b>	<b>325</b>
Norteamérica y Brasil .....	32	1	(9)	32	(8)
Norte de África .....	446	89	69	784	158
Resto del Mundo .....	273	95	80	511	175
<b>GNL</b> .....	<b>18</b>	<b>11</b>	<b>23</b>	<b>50</b>	<b>34</b>
<b>Downstream</b> .....	<b>643</b>	<b>293</b>	<b>272</b>	<b>1.125</b>	<b>565</b>
Europa .....	594	246	232	1.076	478
Resto del Mundo .....	49	47	40	49	87
<b>YPF</b> .....	<b>279</b>	<b>323</b>	<b>129</b>	<b>644</b>	<b>452</b>
Upstream .....	130	354	146	297	500
Downstream .....	218	(1)	18	443	17
Corporación .....	(69)	(30)	(35)	(96)	(65)
<b>Gas Natural SDG</b> .....	<b>130</b>	<b>169</b>	<b>165</b>	<b>287</b>	<b>334</b>
<b>Corporación, otros y ajustes</b> .....	<b>75</b>	<b>(41)</b>	<b>(86)</b>	<b>69</b>	<b>(127)</b>
<b>TOTAL</b> .....	<b>1.896</b>	<b>940</b>	<b>643</b>	<b>3.502</b>	<b>1.583</b>



**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-JUNIO	
	2T08	1T09	2T09	2008	2009
<b>Upstream</b> .....	<b>913</b>	<b>310</b>	<b>323</b>	<b>1.666</b>	<b>633</b>
Norteamérica y Brasil .....	55	10	54	107	64
Norte de África .....	473	110	95	829	205
Resto del Mundo .....	385	190	174	730	364
<b>GNL</b> .....	<b>35</b>	<b>29</b>	<b>44</b>	<b>75</b>	<b>73</b>
<b>Downstream</b> .....	<b>816</b>	<b>426</b>	<b>423</b>	<b>1.525</b>	<b>849</b>
Europa .....	741	370	371	1.423	741
Resto del Mundo .....	75	56	52	102	108
<b>YPF</b> .....	<b>618</b>	<b>529</b>	<b>545</b>	<b>1.374</b>	<b>1.074</b>
Upstream .....	380	503	503	887	1.006
Downstream .....	258	45	64	517	109
Corporación .....	(20)	(19)	(22)	(30)	(41)
<b>Gas Natural SDG</b> .....	<b>203</b>	<b>235</b>	<b>285</b>	<b>433</b>	<b>520</b>
<b>Corporación, otros y ajustes</b> .....	<b>(91)</b>	<b>(86)</b>	<b>(75)</b>	<b>(157)</b>	<b>(161)</b>
<b>TOTAL</b> .....	<b>2.494</b>	<b>1.443</b>	<b>1.545</b>	<b>4.916</b>	<b>2.988</b>



**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-JUNIO	
	2T08	1T09	2T09	2008	2009
<b>Upstream</b> .....	<b>240</b>	<b>314</b>	<b>338</b>	<b>482</b>	<b>652</b>
Norteamérica y Brasil .....	116	84	165	226	249
Norte de África .....	53	86	58	97	144
Resto del Mundo .....	71	144	115	159	259
 <b>GNL</b> .....	 <b>67</b>	 <b>30</b>	 <b>40</b>	 <b>145</b>	 <b>70</b>
 <b>Downstream</b> .....	 <b>315</b>	 <b>325</b>	 <b>427</b>	 <b>630</b>	 <b>752</b>
Europa .....	293	316	422	592	738
Resto del Mundo .....	22	9	5	38	14
 <b>YPF</b> .....	 <b>316</b>	 <b>236</b>	 <b>201</b>	 <b>566</b>	 <b>437</b>
Upstream .....	247	198	160	470	358
Downstream .....	45	27	32	62	59
Corporación .....	24	11	9	34	20
 <b>Gas Natural SDG</b> .....	 <b>72</b>	 <b>1.963</b>	 <b>2.600</b>	 <b>126</b>	 <b>4.563</b>
 <b>Corporación, otros y ajustes</b> .....	 <b>49</b>	 <b>56</b>	 <b>-</b>	 <b>90</b>	 <b>56</b>
 <b>TOTAL</b> .....	 <b>1.059</b>	 <b>2.924</b>	 <b>3.606</b>	 <b>2.039</b>	 <b>6.530</b>



**BALANCE DE SITUACIÓN COMPARATIVO DE REPSOL YPF**

(Millones de Euros)

(Cifras no auditadas)

Elaborado de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera

	DICIEMBRE	JUNIO
	2008	2009
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>		
Fondo de Comercio .....	2.851	4.639
Otro inmovilizado intangible .....	1.228	2.467
Inmovilizado material .....	25.737	32.045
Inversiones inmobiliarias .....	31	30
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación .....	525	531
Activos financieros no corrientes:		
Instrumentos financieros no corrientes .....	1.585	1.663
Otros .....	881	360
Activos por impuestos diferidos .....	1.463	1.654
Otros activos no corrientes.....	276	345
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>		
Activos no corrientes mantenidos para la venta (*) .....	1.251	1.331
Existencias .....	3.584	4.095
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar .....	6.632	7.290
Otros activos financieros corrientes .....	494	286
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes .....	2.891	2.362
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>49.429</b>	<b>59.098</b>
<b>PATRIMONIO NETO TOTAL</b>		
Atribuido a la sociedad dominante .....	20.100	20.053
Atribuido a los intereses minoritarios .....	1.170	1.770
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>		
Subvenciones.....	108	243
Provisiones no corrientes .....	2.710	3.019
Pasivos financieros no corrientes .....	10.315	14.206
Pasivos por impuesto diferido .....	2.554	3.431
Otros pasivos no corrientes:		
Deuda no corriente por arrendamiento financiero .....	721	1.536
Otros .....	730	1.197
<b>PASIVO CORRIENTE</b>		
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta (*) ...	601	593
Provisiones corrientes .....	437	186
Pasivos financieros corrientes .....	1.788	4.102
Acreeedores comerciales y otras cuentas a pagar:		
Deuda corriente por arrendamiento financiero .....	31	137
Otros acreedores comerciales y otras cuentas a pagar .....	8.164	8.625
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>49.429</b>	<b>59.098</b>

(\*) 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

	<b>ENERO-JUNIO</b>	
	<b>2008</b>	<b>2009</b>
<b>I. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACION</b>		
Resultado antes de impuestos y participadas	3.443	1.547
Ajustes al resultado:		
Amortización del inmovilizado	1.423	1.654
Otros ajustes del resultado (netos)	50	(213)
<b>EBITDA</b>	<b>4.916</b>	<b>2.988</b>
Cambios en el capital corriente	(1.357)	(144)
Cobros de dividendos	52	41
Cobros/(pagos) por impuesto de beneficios	(1.313)	(479)
Otros cobros/(pagos) de actividades de explotación	(223)	(172)
<b>OTROS FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE EXPLOTACION</b>	<b>(1.484)</b>	<b>(610)</b>
	<b>2.075</b>	<b>2.234</b>
<b>II. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>		
Pagos por inversiones		
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio	(85)	(4.455)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	(1.929)	(2.061)
Otros activos financieros	(25)	(14)
<b>Total Inversiones</b>	<b>(2.039)</b>	<b>(6.530)</b>
Cobros por desinversiones	922	465
Otros flujos de efectivo	(103)	71
	<b>(1.220)</b>	<b>(5.994)</b>
<b>III. FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>		
Cobros/(pagos) por instrumentos de patrimonio	(110)	-
Cobros por emisión de pasivos financieros	1.309	6.134
Pagos por devolución y amortización de pasivos financieros	(758)	(2.196)
Pagos por dividendos	(885)	(747)
Pagos de intereses	(308)	(353)
Otros cobros/(pagos) de actividades de financiación	26	404
	<b>(726)</b>	<b>3.242</b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO</b>	<b>2.585</b>	<b>2.891</b>
<b>Saldo neto de flujos de efectivo (I, II y III)</b>	<b>129</b>	<b>(518)</b>
<b>Efecto de las variaciones en los tipos de cambio</b>	<b>(39)</b>	<b>(11)</b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO</b>	<b>2.675</b>	<b>2.362</b>



TABLAS

PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS DEL  
2º TRIMESTRE DE 2009



**MAGNITUDES DE UPSTREAM**

	Unidad	2008			2009			% Variación 09 / 08
		1º Tr.	2º Tr.	Acum	1º Tr.	2º Tr.	Acum	
<b>PRODUCCION DE HIDROCARBUROS</b>	<b>K Bep/día</b>	<b>333</b>	<b>336</b>	<b>335</b>	<b>317</b>	<b>340</b>	<b>329</b>	<b>-1,8%</b>
<b>Producción de Líquidos</b>	<b>K Bep/día</b>	<b>131</b>	<b>131</b>	<b>131</b>	<b>113</b>	<b>132</b>	<b>123</b>	<b>-6,1%</b>
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	15	15	15	12	31	22	42,5%
Norte de África	K Bep/día	55	55	55	40	39	40	-28,1%
Resto del Mundo	K Bep/día	61	60	61	61	62	62	1,7%
<b>Producción de Gas Natural</b>	<b>K Bep/día</b>	<b>202</b>	<b>206</b>	<b>204</b>	<b>204</b>	<b>208</b>	<b>206</b>	<b>0,9%</b>
Norteamérica y Brasil	K Bep/día	1	1	1	1	2	1	50,6%
Norte de África	K Bep/día	10	9	9	14	13	14	43,3%
Resto del Mundo	K Bep/día	192	196	194	189	193	191	-1,4%





**MAGNITUDES DE DOWNSTREAM**

	Unidad	2008			2009			% Variación 09 / 08
		1º Tr.	2º Tr.	Acum.	1º Tr.	2º Tr.	Acum.	
<b>CRUDO PROCESADO</b>	M tep	10,1	10,0	20,1	9,2	8,1	17,2	-14,2%
Europa	M tep	8,5	8,4	16,8	8,2	7,1	15,3	-9,5%
Resto del Mundo	M tep	1,7	1,6	3,2	1,0	1,0	2,0	-39,0%
<b>VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS</b>	Kt	11.072	10.865	21.937	9.492	9.359	18.851	-14,1%
<b>Ventas Europa</b>	Kt	9.064	8.915	17.979	8.522	8.279	16.801	-6,6%
<b>Marketing Propio</b>	Kt	5.906	5.640	11.546	5.256	5.344	10.600	-8,2%
Productos claros	Kt	4.865	4.685	9.550	4.386	4.416	8.802	-7,8%
Otros productos	Kt	1.041	955	1.996	870	928	1.798	-9,9%
<b>Resto Ventas Mercado Nacional</b>	Kt	1.688	1.675	3.363	1.786	1.560	3.346	-0,5%
Productos claros	Kt	1.227	1.179	2.406	1.278	1.064	2.342	-2,7%
Otros productos	Kt	461	496	957	508	496	1.004	4,9%
<b>Exportaciones</b>	Kt	1.470	1.600	3.070	1.480	1.375	2.855	-7,0%
Productos claros	Kt	408	454	862	527	549	1.076	24,8%
Otros productos	Kt	1.062	1.146	2.208	953	826	1.779	-19,4%
<b>Ventas Resto del Mundo</b>	Kt	2.008	1.950	3.958	970	1.080	2.050	-48,2%
<b>Marketing Propio</b>	Kt	789	812	1.601	413	474	887	-44,6%
Productos claros	Kt	667	644	1.311	349	375	724	-44,8%
Otros productos	Kt	122	168	290	64	99	163	-43,8%
<b>Resto Ventas Mercado Nacional</b>	Kt	782	826	1.608	330	375	705	-56,2%
Productos claros	Kt	591	589	1.180	250	264	514	-56,4%
Otros productos	Kt	191	237	428	80	111	191	-55,4%
<b>Exportaciones</b>	Kt	437	312	749	227	231	458	-38,9%
Productos claros	Kt	105	58	163	73	131	204	25,2%
Otros productos	Kt	332	254	586	154	100	254	-56,7%
<b>QUÍMICA</b>								
<b>VENTAS PROD. PETROQUÍMICOS</b>	Kt	793	701	1.494	458	707	1.165	-22,0%
<b>Europa</b>	Kt	711	624	1.335	412	577	989	-25,9%
Básica	Kt	183	170	352	74	173	247	-29,8%
Derivada	Kt	529	454	983	338	404	742	-24,5%
<b>Resto del Mundo</b>	Kt	82	77	159	46	130	176	10,3%
Básica	Kt	15	17	32	0	25	25	-23,5%
Derivada	Kt	67	60	127	46	106	151	18,9%
<b>GLP</b>								
<b>GLP comercializado</b>	Kt	917	756	1.673	871	713	1.584	-5,3%
Europa	Kt	602	387	990	577	372	949	-4,2%
Resto del Mundo	Kt	314	369	683	294	341	635	-7,0%

**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.	Acum	1º Tr.	2º Tr.	Acum	
<b>UPSTREAM</b>								
<b>PRODUCCION DE HIDROCARBUROS</b>	<b>K Bep/día</b>	<b>632</b>	<b>592</b>	<b>612</b>	<b>601</b>	<b>598</b>	<b>599</b>	<b>-2,1%</b>
<b>Producción de Líquidos</b>	<b>K Bep/día</b>	<b>329</b>	<b>288</b>	<b>308</b>	<b>323</b>	<b>310</b>	<b>316</b>	<b>2,6%</b>
Argentina	K Bep/día	329	288	308	320	307	314	1,8%
Resto del Mundo	K Bep/día	0	0	0	3	2	3	-
<b>Producción de Gas Natural</b>	<b>K Bep/día</b>	<b>303</b>	<b>304</b>	<b>304</b>	<b>278</b>	<b>288</b>	<b>283</b>	<b>-6,9%</b>
Argentina	K Bep/día	303	304	304	277	288	282	-7,0%
Resto del Mundo	K Bep/día	0	0	0	1	0	1	116,9%
<b>DOWNSTREAM</b>								
<b>CRUDO PROCESADO</b>	<b>M tep</b>	<b>4,2</b>	<b>4,2</b>	<b>8,4</b>	<b>4,0</b>	<b>4,2</b>	<b>8,2</b>	<b>-2,4%</b>
<b>VENTAS DE PROD.PETROLÍFEROS (*)</b>	<b>Kt</b>	<b>3.705</b>	<b>3.783</b>	<b>7.488</b>	<b>3.539</b>	<b>3.689</b>	<b>7.228</b>	<b>-3,5%</b>
<b>Marketing Propio</b>	<b>Kt</b>	<b>2.622</b>	<b>2.943</b>	<b>5.565</b>	<b>2.684</b>	<b>2.829</b>	<b>5.513</b>	<b>-0,9%</b>
Productos claros	Kt	2.143	2.135	4.278	2.213	2.157	4.370	2,2%
Otros productos	Kt	479	808	1.287	472	671	1.143	-11,2%
<b>Resto Ventas Mercado Nacional</b>	<b>Kt</b>	<b>302</b>	<b>314</b>	<b>616</b>	<b>316</b>	<b>324</b>	<b>640</b>	<b>4,0%</b>
Productos claros	Kt	231	257	488	208	205	413	-15,3%
Otros productos	Kt	71	57	128	108	119	227	77,3%
<b>Exportaciones</b>	<b>Kt</b>	<b>781</b>	<b>526</b>	<b>1.307</b>	<b>539</b>	<b>536</b>	<b>1.075</b>	<b>-17,8%</b>
Productos claros	Kt	220	183	403	186	168	354	-12,3%
Otros productos	Kt	561	343	904	353	368	721	-20,2%
<b>QUÍMICA</b>								
<b>VENTAS PROD. PETROQUIMICOS</b>	<b>Kt</b>	<b>406</b>	<b>377</b>	<b>783</b>	<b>270</b>	<b>346</b>	<b>615</b>	<b>-21,5%</b>
Básica	Kt	48	49	97	43	46	89	-8,0%
Derivada	Kt	359	328	687	226	300	526	-23,4%
<b>GLP</b>								
<b>GLP comercializado</b>	<b>Kt</b>	<b>114</b>	<b>78</b>	<b>192</b>	<b>113</b>	<b>109</b>	<b>223</b>	<b>16,2%</b>

**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.