

YPF S.A.
Resultados Consolidados
2T 2013



INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2013

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS 6

 2.1 UPSTREAM.....6

 2.2 DOWNSTREAM8

 2.3 CORPORACION.....11

 2.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS11

3. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL11

4. ESTIMACIÓN RESULTADOS RECURRENTE.....12

5. ACTUALIZACIÓN SINIESTRO REFINERÍA LA PLATA.....13

6. TOMA DE CONTROL DE GASA14

7. ACUERDO PARA EL DESARROLLO DE SHALE OIL15

8. TABLAS Y NOTAS16

 8.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO17

 8.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO18

 8.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO.....19

 8.4 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS20

La utilidad operativa recurrente del segundo trimestre de 2013 alcanzó los 2.218 MARS

2T 2012	1T 2013	2T 2013	Var.% 2013/2012	(Cifras no auditadas)	Ene-Jun 2012	Ene-Jun 2013	Var.% 2013/2012
RESULTADOS RECURRENTE (*)							
16.084	18.634	21.941	36,4%	Ingresos Ordinarios (MARS)	30.934	40.575	31,2%
1.870	2.533	2.218	18,6%	Utilidad operativa recurrente (MARS)	4.369	4.751	8,8%
833	1.258	1.091	30,9%	Utilidad neta recurrente (**) (MARS)	2.127	2.349	10,4%
4.118	5.365	5.765	40,0%	EBITDA recurrente (MARS)	8.565	11.130	29,9%
2,12	3,20	2,77	30,9%	Utilidad neta por acción recurrente (ARS/acción)	5,41	5,97	10,4%
1.837	2.643	2.911	58,5%	Resultado integral recurrente (MARS)	3.799	5.554	46,2%
3.412	4.282	6.510	90,8%	Inversiones (***) (MARS)	5.544	10.792	94,7%

Nota: Cifras no auditadas.

EBITDA = Utilidad Neta + intereses netos + impuesto a las ganancias+ impuesto diferido + amortizaciones

(*) No incluye el impacto de la provisión por los reclamos relacionados al arbitraje con AES Uruguiana Emprendimientos S.A. (AESU) y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (TGM).

(**) Atribuible al accionista controlante

(***) No incluye las altas de bienes de uso correspondiente a GASA a la fecha de toma de control por 3.137 MARS

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2013

- Los ingresos ordinarios en el segundo trimestre de 2013 ascendieron a 21.941 MARS, un 36,4% superior al 2T 2012.
- La utilidad operativa recurrente del segundo trimestre del año 2013 fue un 18,6% superior a la de igual período del año 2012, alcanzando 2.218 MARS.
- El EBITDA recurrente del segundo trimestre de 2013 fue 5.765 MARS, lo que representa un incremento del 40,0%.
- La utilidad neta recurrente totalizó 1.091 MARS, un 30,9% superior a la del mismo período del año 2012.
- Las inversiones de bienes de uso en el segundo trimestre del año fueron de 6.510 MARS, lo que representa un aumento del 90,8% respecto de los 3.412 MARS invertidos durante el segundo trimestre de 2012.
- En el segundo trimestre del año, la producción de crudo aumentó un 0,4% respecto del segundo trimestre de 2012, totalizando 228,2 Kbbld, mientras que la producción de gas natural, alcanzó los 33,0 Mm3d, siendo un 3,2% inferior a la del mismo período de 2012. Se destaca la continua reversión de la tendencia declinante de la producción de años anteriores, lo que puede verse al compararse la producción de crudo y gas del trimestre con la del trimestre inmediatamente

anterior, la cual muestra un crecimiento del promedio diario del 0,8% (+1,9 Kbbld) y 5,1% (+1,6 Mm3d) respectivamente.

- En el negocio del downstream, en el segundo trimestre de 2013 y como consecuencia del siniestro en la Refinería de La Plata, los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron 76%, un 15,9% menos que en el segundo trimestre de 2012.

Con el objetivo de reflejar la evolución del negocio neta de eventos no recurrentes y significativos que ocurrieron en el segundo trimestre de 2013, se consideró el criterio de resultados recurrentes, separando el impacto de la provisión contable de 855 MARS respecto a los reclamos relacionados a contratos de exportación y transporte de gas a Brasil discontinuados en 2009 y que tuvieron un laudo parcial emitido por el Tribunal Arbitral de la Cámara de Comercio Internacional, negativo para YPF y que la Compañía seguirá defendiendo.

La utilidad operativa recurrente del segundo trimestre del año 2013 ascendió a 2.218 MARS, siendo la misma un 18,6% superior a la de igual período del año 2012, fundamentalmente debido a que los aumentos de ingresos, medidos tanto en término de volumen como de precio para nuestros principales productos, superaron los aumentos de los costos de producción. Este resultado positivo se produjo no obstante el impacto económico derivado de las consecuencias del temporal sin precedentes que afectó nuestra refinería en La Plata, y por el cual se afectaron tanto activos físicos como así también los márgenes operativos de nuestro segmento downstream.

Los ingresos ordinarios del segundo trimestre de 2013 ascendieron a 21.941 MARS, un 36,4% superior a los del mismo período del año anterior. Dicho incremento ha sido generado principalmente por los aumentos en las ventas de combustibles líquidos en el mercado interno, a partir de mayores volúmenes (14,6% en naftas y 4,4% en gasoil) y mayores precios alcanzados (29,1% en naftas y 22,9% en gasoil). También fue importante el efecto positivo del incremento de ingresos logrado en términos del gas natural por 1.239 MARS, como consecuencia de la entrada en vigencia del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural y la recomposición del precio promedio en pesos de los segmentos GNC e industrias. En materia de exportaciones, se destaca la venta de 1,99 millones de barriles (MBbl) de crudo por 1.029 MARS en el presente trimestre, fundamentalmente a partir de la disponibilidad del mismo y la afectación de la capacidad de procesamiento de nuestra refinería en La Plata según se menciona previamente, mientras que no se habían registrado exportaciones de crudo en 2012.

Los costos de ventas del 2T 2013 fueron superiores en un 36,8% a los del segundo trimestre del año 2012. Las compras aumentaron un 44,0% respecto a las del segundo trimestre de 2012 principalmente como consecuencia del incremento en los volúmenes importados de gasoil, nafta y JP1, ello con el objetivo de mantener satisfecha nuestra demanda a pesar del siniestro sufrido en la refinería de La Plata. Por su parte, el incremento en los otros costos de ventas fue de 31,7%, los cuales se acrecentaron fundamentalmente con motivo de los mayores cargos relacionados a servicios contratados exteriormente y alquileres de equipos e instalaciones; además se destacan los mayores pagos de regalías (originados en un mayor valor en boca de pozo en pesos), mayores amortizaciones vinculadas a las mayores inversiones efectuadas, y, en menor medida, el incremento en los gastos de personal.



La utilidad neta recurrente del período fue de 1.091 MARS, un 30,9% superior a la del mismo período del año 2012.

Las inversiones totales en bienes de uso del trimestre alcanzaron los 6.510 MARS superando en un 90,8% las realizadas en el 2T 2012. Las mayores inversiones han sido producto del incremento de actividades llevadas a cabo en lo que concierne a la actividad de explotación y consecuencia del avance del conjunto de proyectos referentes a nuestro segmento de downstream.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS

2.1 UPSTREAM

2T 2012	1T 2013	2T 2013	Var.% 2013/2012	(Cifras no auditadas)	Ene-Jun 2012	Ene-Jun 2013	Var.% 2013/2012
1.458	1.872	1.443	-1,0%	Utilidad operativa recurrente (*) (MARS)	3.571	3.315	-7,2%
7.517	8.837	10.224	36,0%	Ventas netas (MARS)	15.169	19.061	25,7%
227,3	226,3	228,2	0,4%	Producción crudo (Kbbld)	227,6	227,3	-0,1%
42,0	54,6	45,7	8,8%	Producción NGL (Kbbld)	48,3	50,2	3,9%
34,1	31,4	33,0	-3,2%	Producción gas (Mm3d)	33,3	32,2	-3,3%
483,6	478,3	481,4	-0,5%	Producción total (Kbped)	485,5	479,8	-1,2%
174	76	170	-2,3%	Gastos de exploración (MARS)	288	246	-14,7%
2.434	3.654	5.514	126,6%	Inversiones (MARS)	4.106	9.168	123,3%
1.650	1.841	2.173	31,7%	Amortizaciones (MARS)	3.180	4.014	26,2%
Precios Internacionales							
108,4	112,5	102,6	-5,4%	Brent (**) (USD/bbl)	113,5	107,5	-5,3%
2,4	3,5	4,1	74,2%	Gas Henry Hub (**) (USD/Mmbtu)	2,4	3,8	58,3%
Precios de Realización							
70,4	68,6	71,4	1,4%	Crudo mercado local Promedio período (USD/bbl)	70,1	70,0	-0,1%
1,86	3,80	3,80	104,4%	Precio promedio gas (***) (USD/Mmbtu)	2,26	3,80	68,2%

Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Incluye compañías consolidadas.

(*) No incluye el impacto de la provisión de los reclamos relacionados al arbitraje con AES Uruguaiana Empreidimientos S.A. (AESU) y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (TGM).

(**) Fuente: Reuters

(***) El precio promedio del gas natural del 1T 2013 fue recalculado.

La **utilidad operativa recurrente** del upstream ascendió a 1.443 MARS, un 1% inferior a la del 2T 2012.

Las ventas crecieron un 36% en relación al segundo trimestre de 2012, principalmente por el aumento de 32,9% de las ventas de crudo y gas natural. Las ventas de crudo aumentaron por el incremento de precio del barril de 19,6% en pesos y, en menor medida, por los mayores volúmenes producidos (+0,4%), incluyendo la exportación de 1,99 MBbl de crudo por 1.029 MARS en el presente trimestre, mientras que no se habían registrado exportaciones de crudo en 2012. Se destaca el aumento en los ingresos de gas natural de 116% en relación al 2T 2012, por los motivos anteriormente explicados.

El precio del crudo expresado en dólares en el mercado local en el segundo trimestre de 2013 aumentó un 1,4% hasta los 71,4 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el ingreso promedio fue de 3,80 USD/Mmbtu,

un 104,4% superior al del segundo trimestre de 2012, esencialmente como resultado de la entrada en vigencia del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural el cual permite percibir por la Sociedad 7,5 USD/Mmbtu por el gas adicional inyectado, y por las ventas a los segmentos de GNC e industrias. La producción de crudo y de NGL alcanzó los 228,2 Kbbld y 45,7 Kbbld respectivamente, un 0,4% y un 8,8% superiores a las del segundo trimestre de 2012. En cuanto a la producción de gas natural, en el segundo trimestre de 2013 alcanzó los 33,0 Mm3d, siendo un 3,2% inferior a la del mismo período de 2012. De esta manera, la producción total de hidrocarburos en el segundo trimestre del año 2013 fue de 481,4 Kbped frente a los 483,6 Kbped del mismo período del año anterior. Se destaca la continua reversión de la tendencia declinante de la producción de años anteriores, lo que puede verse al compararse la producción de crudo y gas del trimestre con la del trimestre inmediatamente anterior, la cual muestra un crecimiento del promedio diario del 0,8% (+1,9 Kbbld) y 5,1% (+1,6 Mm3d) respectivamente.

Los costos operativos recurrentes, netos de la provisión de 855 MARS previamente mencionada, en el segundo trimestre de 2013 aumentaron un 44,3%, fundamentalmente vinculado a la actualización de tarifas que comenzó en el segundo trimestre de 2012 y la mayor actividad realizada en las contrataciones de obras, reparaciones y mantenimientos; en menor medida también contribuyeron los mayores consumos de materiales e incrementos en gastos de personal. Sin embargo, cabe destacar que dichos costos operativos han continuado estabilizándose, mostrando niveles similares a los de los últimos trimestres. A su vez, se han registrado mayores amortizaciones (513 MARS) como consecuencia del incremento en inversiones, y mayores regalías (316 MARS), fundamentalmente de crudo por un mayor precio denominado en pesos en boca de pozo.

El resultado operativo del trimestre de las compañías controladas del upstream, el cual incluye principalmente a YPF Holdings, YPF International e YPF Servicios Petroleros fue de -30 MARS, en comparación a -151 MARS del segundo trimestre del 2012.

Inversiones

Las inversiones en upstream llegaron a 5.514 MARS en el 2T 2013, superando a las del mismo período del 2012 en un 126,6%.

En cuanto a la actividad de desarrollo, se destacan las inversiones efectuadas en la cuenca neuquina, especialmente en Loma La Lata (convencional y no convencional), Chihuido Sierra Negra y Catriel; por su parte, en la cuenca del Golfo San Jorge, han continuado las inversiones en las áreas de Manantiales Behr y El Trébol, con el objeto de incrementar el factor de recobro. Asimismo, cabe resaltar las actividades realizadas en la provincia de Santa Cruz, primordialmente en las áreas Los Perales, Cañadón de la Escondida y Las Heras, y el progreso en la actividad en los bloques de Mendoza Norte, en la provincia de Mendoza.

En lo que concierne a la actividad exploratoria durante el segundo trimestre del año 2013, en la cuenca neuquina, se han efectuado inversiones fundamentalmente en las áreas de Chihuido de la Sierra Negra, El Manzano, Llananelo R y Puesto Cortadera; a su vez, cabe resaltar las inversiones efectuadas en el área Cerro Piedra- Cerro Guadal Norte, perteneciente a la cuenca del Golfo San Jorge.

2.2 DOWNSTREAM

2T 2012	1T 2013	2T 2013	Var.% 2013/2012	(Cifras no auditadas)	Ene-Jun 2012	Ene-Jun 2013	Var.% 2013/2012
862	1.210	1.210	40,4%	Utilidad operativa (MARS)	1.925	2.420	25,7%
15.906	18.264	20.721	30,3%	Ventas netas (MARS)	30.647	38.985	27,2%
3.872	3.889	3.819	-1,4%	Ventas de productos refinados mercado interno (Km3)	7.492	7.708	2,9%
405	450	265	-34,6%	Exportación productos refinados (Km3)	778	715	-8,1%
199	179	195	-1,9%	Ventas de productos químicos mercado interno (*) (Ktn)	422	374	-11,2%
53	70	86	62,0%	Exportación de productos químicos (Ktn)	130	156	20,1%
289	288	243	-15,9%	Crudo procesado (Kbped)	277	266	-4,0%
90%	90%	76%		Utilización de las refinerías (%)	87%	83%	-4,0%
929	596	925	-0,5%	Inversiones (**) (MARS)	1.350	1.521	12,7%
235	286	313	33,3%	Amortizaciones (MARS)	457	599	31,1%
676	694	740	9,4%	Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (USD/m3)	653	716	9,6%
769	756	802	4,3%	Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (USD/m3)	746	780	4,5%

Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Incluye compañías consolidadas.

(*) No incluye las ventas de fertilizantes.

(**) No incluye las altas de bienes de uso de Metrogas por 3.137 MARS

La **utilidad operativa** del downstream en el segundo trimestre de este año ascendió a 1.210 MARS, un 40,4% superior a la del 2T 2012.

Tal como se mencionó precedentemente, durante el segundo trimestre las actividades se vieron afectadas por las consecuencias del temporal sin precedentes que afectó nuestra refinería en La Plata. Este hecho no sólo determinó la afectación física de ciertos activos de la Sociedad, sino que también impactó en los márgenes operativos vinculados a nuestra actividad de downstream. En este periodo se realizaron esfuerzos muy significativos, tendiendo tanto a mantener satisfecha nuestra demanda, como así también a recomponer en el tiempo inicialmente estimado y comprometido la capacidad de procesamiento de su unidad de topping C, la cual se encuentra totalmente operativa a la fecha de emisión de este documento.

El mayor resultado del trimestre se vio favorecido por las mayores ventas netas, las cuales han ascendido un 30,3% en relación al segundo trimestre del año 2012. El mencionado aumento se ha debido primordialmente a los mayores precios promedios en pesos alcanzados en naftas (+29,1%) y en



gasoil (+22,9%), lo cual representó un mayor ingreso de 2.225 MARS; y, también, a los mayores volúmenes comercializados de dichos productos en comparación al segundo trimestre de 2012, con un aumento de 14,6% en el caso de las naftas (510 MARS) y un incremento de 4,4% en el caso del gas oil (497 MARS). Por su parte, cabe mencionar los incrementos registrados en los volúmenes exportados de harinas y aceites (641 MARS). Estos incrementos compensaron el impacto de la baja en ventas de fuel oil en el trimestre (-360 MARS), fundamentalmente a partir de la afectación de la capacidad de procesamiento de nuestra refinería en La Plata según se menciona previamente.

Las ventas de productos petroquímicos en el mercado interno fueron superiores en 114 MARS con respecto al segundo trimestre de 2012: se comercializaron menores volúmenes de metanol, aunque con mejores precios, efecto que fue compensado con mayores volúmenes y mejores precios de aromáticos y alcoholes. En cuanto a las exportaciones de petroquímicos, se registraron mayores volúmenes de metanol, alcoholes y solventes, con un efecto positivo en los ingresos por ventas de aproximadamente 127 MARS.

En cuanto a los costos operativos (+29,6%), se destacan los mayores volúmenes importados de combustibles (naftas, gasoil y JP1), con el objetivo de mantener el nivel de satisfacción de la demanda, habiéndose efectuado estas últimas a mayores precios en pesos (levemente inferiores en dólares) con respecto al mismo período del año 2012, y resultando la mayor importación de estos productos en un efecto negativo conjunto de 1.133 MARS millones. También aumentaron las compras de combustibles en el mercado local, principalmente biocombustibles (FAME y bioetanol), lo que representó un incremento de aproximadamente 460 MARS. Al mismo tiempo, se han registrado incrementos en las tarifas de servicios de reparación y mantenimientos y mayores tarifas de transporte de crudo y uso de instalaciones portuarias.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 243 Kbped, un 15,9% inferior al del segundo trimestre del 2012. Esta disminución se debió prácticamente en su totalidad a la afectación en la capacidad de refinación que sufrió la Refinería La Plata por el siniestro que se describió anteriormente, mereciendo destacarse que los otros dos complejos de refinación de la Sociedad, Luján de Cuyo y Plaza Huincul, funcionaron al 98% y 99% de su capacidad, respectivamente, durante el segundo trimestre de 2013.

El resultado operativo del trimestre de las compañías controladas del downstream, el cual incluye principalmente a OPESSA, ELERAN, YPF Inversora Energética e YPF Brasil, ascendió a 48 MARS, en comparación con 51 MARS del segundo trimestre de 2012. Se destaca durante el segundo trimestre de 2013 la toma de control de GASA, controlante de Metrogas, no obstante la consolidación de esta sociedad no resulta en ingresos y costos significativos (para mayor información ver sección 6).

Inversiones

Las inversiones del downstream del trimestre alcanzaron 925 MARS, manteniendo niveles similares a los del mismo período del 2012. Se destaca el avance del conjunto de proyectos plurianuales que tienen por objeto incrementar la capacidad de producción de naftas y gasoil, así como la calidad de dichos productos: fundamentalmente los proyectos de implementación de la unidad de Coque en el complejo



La Plata, las actividades desarrolladas en relación al reformador catalítico continuo en el complejo químico de Ensenada y las unidades para hidrogenación de combustibles del Complejo Luján de Cuyo. Estas obras de los Complejos industriales, se complementan con mejoras en nuestras instalaciones logísticas, para el almacenaje y despacho de dichos combustibles.



2.3 CORPORACION

Este segmento incluye fundamentalmente los gastos de funcionamiento de la Corporación y las demás actividades no imputadas a los negocios previamente mencionados.

Los gastos netos del segundo trimestre ascendieron a 435 MARS, siendo estos inferiores a los del mismo período de 2012 en 15 MARS. Los resultados del segmento fueron positivamente afectados por los mejores resultados registrados en el segundo trimestre de 2013 por nuestra compañía controlada A-Evangelista S.A., como así también por el efecto de la redistribución de ciertos costos corporativos a los negocios.

2.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

El resultado de las compañías no controladas mostró una variación positiva de 144 MARS en relación al resultado obtenido en el segundo trimestre de 2012, Los principales resultados que aportaron a la variación positiva antes mencionada provienen de la registración de los efectos de la toma de control de GASA (es decir, los resultados acumulados hasta dicho momento), y del menor resultado negativo de Mega.

3. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

En relación al cierre de Marzo del año 2013, YPF (excluyendo la reciente consolidación de GASA / Metrogas), incrementó la deuda financiera de 18.538 MARS a 23.130 MARS, cuya principal causa fue la emisión de Obligaciones Negociables del trimestre. También aumentó 642 MARS (+15%) el efectivo y equivalentes registrados al final del segundo trimestre de 2013, alcanzando los 4.957 MARS. El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del segundo trimestre de 2013 fue de 18,52%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 5,20%.

Al final del periodo en análisis, la controlada GASA / Metrogas registraba 183 MARS de efectivos y equivalentes y 943 MARS de deuda financiera.

A continuación se detallan las emisiones de Obligaciones Negociables de YPF desde el cierre del trimestre anterior a la fecha:

ON	Monto	Tasa de Interés	Madurez
Clase XVI (2T 2013)	300 MARS	19%	12 meses
Clase XVII (2T 2013)	2.250 MARS	BADLAR+225bps	84 meses
Clase XVIII (2T 2013)	61 MUSD	0,1%	24 meses
Clase XIX (2T 2013)	89 MUSD	1,29%	48 meses
Clase XX (2T 2013)	1.265 MARS	BADLAR+225bps	84 meses
Clase XXI (3T 2013)	100 MARS	19%	12 meses
Clase XXII (3T 2013)	91,5 MUSD	3,5%	84 meses

4. ESTIMACIÓN RESULTADOS RECURRENTE

Con el objetivo de reflejar la evolución del negocio neta de eventos no recurrentes y significativos que ocurrieron en el segundo trimestre de 2013, se consideró el criterio de resultados recurrentes, separando el impacto de la provisión contable de 855 MARS respecto a los valores objeto de los reclamos relacionados a contratos de exportación y transporte de gas a Brasil discontinuados en 2009 y que tuvieran un laudo parcial emitido por el Tribunal Arbitral de la Cámara de Comercio Internacional, negativo para YPF y que la Compañía seguirá defendiendo:

ESTIMACIÓN RESULTADOS RECURRENTE	
(Cifras no auditadas)	2T 2013
Utilidad operativa (MARS)	1.363
Eventos puntuales y significativos del trimestre (MARS)	855
Utilidad operativa recurrente (MARS)	2.218
Utilidad neta (MARS)	535
Eventos puntuales y significativos del trimestre neto de impuesto a las ganancias (MARS)	556
Utilidad neta recurrente (MARS)	1.091
EBITDA (MARS)	4.910
Eventos puntuales y significativos del trimestre (MARS)	855
EBITDA recurrente (MARS)	5.765
Resultado Integral (MARS)	2.355
Eventos puntuales y significativos del trimestre neto de impuesto a las ganancias (MARS)	556
Resultado Integral Recurrente (MARS)	2.911

(*) Atribuible al accionista controlante

Con fecha 24 de mayo de 2013, YPF ha sido notificada del laudo parcial dictado por mayoría en el Arbitraje CCI "YPF c/AESU y TGM", mediante el cual se hace responsable a YPF por la rescisión ocurrida en el año 2009 de los contratos de exportación de gas y de transporte suscriptos con AES Uruguiana Emprendimientos S.A. ("AESU") y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. ("TGM"). Dicho laudo sólo decide sobre la responsabilidad de las partes, quedando la determinación de los daños que pudieran existir, sujeta a un nuevo procedimiento arbitral ante el mismo Tribunal. Por otra parte, el Tribunal rechazó la procedencia del reclamo de AESU y Companhia do Gas do Estado do Rio Grande do Sul ("Sulgás") del DOP por los años 2007 y 2008 por un valor de US\$ 28 millones y del 2006 por US\$ 2,4 millones. Con fecha 31 de mayo de 2013 la Sociedad interpuso ante el Tribunal Arbitral un Recurso de Nulidad, efectuando además diversas presentaciones con el objeto de resguardar sus derechos. No obstante haber interpuesto el recurso antes mencionado, considerando la información disponible a la fecha, el tiempo estimado que resta hasta la finalización del proceso, los resultados de las evidencias adicionales que se presenten en la continuación del litigio y, las disposiciones del laudo parcial, YPF ha provisionado su mejor estimación, respecto a los valores objeto de los reclamos.

5. ACTUALIZACIÓN SINIESTRO REFINERÍA LA PLATA

El 2 de abril de 2013 nuestras instalaciones en la refinería La Plata fueron afectadas por un fuerte temporal sin precedentes, el cual determinó el incendio y consecuente afectación de las unidades de Coke A y Topping C en dicha refinería. El incidente mencionado afectó en forma temporal la capacidad de procesamiento de crudo de la Refinería, la cual debió ser parada en su totalidad. Durante los 7 días posteriores al suceso logró restablecer a aproximadamente 100 kbbl/d la capacidad de procesamiento mediante la puesta en marcha de dos unidades de destilación (Topping IV y Topping D). En los últimos días de mayo se volvió a poner en marcha la unidad de Topping C y de esta manera quedó configurada y funcionando a niveles de aproximadamente 150 kbbl/d. Este hecho no sólo determinó la afectación física de ciertos activos de la Sociedad, sino que también impactó en los márgenes operativos vinculados a nuestra actividad de downstream. Asimismo, se espera en el año 2015 la puesta en marcha del proyecto de nuevo Coke A, el cual reemplazará a la antigua unidad la cual ha quedado en desuso a partir del incidente mencionado. Adicionalmente, y con relación al evento mencionado, YPF se encuentra en proceso de gestión del reclamo correspondiente ante la entidad aseguradora con la que contrata, ya que la Compañía estaba adecuadamente asegurada tanto contra daño material como pérdida de beneficios.



6. TOMA DE CONTROL DE GASA

Con fecha 3 de mayo de 2013, YPF a través de la sociedad controlada YPF Inversora Energética S.A. tomó el control de Gas Argentino S.A. ("GASA"), sociedad esta última controlante de Metrogas, mediante la adquisición de acciones representativas del 54,67% del capital de GASA. Previo a dicha adquisición la Sociedad a través de su participación en YPF Inversora poseía 45,33% del capital social de GASA.

GASA es la sociedad controlante de Metrogas, empresa adjudicataria de la licencia para la distribución de gas natural en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y sur del conurbano de la Provincia de Buenos Aires.

GASA posee el 70% del capital accionario de Metrogas mediante la tenencia de la totalidad de las acciones clase "A" representativas del 51% de capital, más un 19% en acciones clase "B".

MetroGAS brinda el servicio de distribución a aproximadamente 2,2 millones de clientes dentro de su área de servicio (Capital Federal y once municipalidades del sur del Gran Buenos Aires).

El precio de la operación mencionada (adquisición de acciones representativas del 54,67% del capital de GASA) ascendió a 9,7 MUSD.

A continuación se detallan los valores razonables correspondientes a los principales activos y pasivos de la sociedad adquirida (valores al 100% de participación), los cuales han sido incorporados en el balance de la Sociedad a partir de la fecha de toma de control:

Efectivo y equivalentes de efectivo (MARS)	143
Créditos por ventas (MARS)	318
Otros créditos y anticipos y propiedades de inversión (MARS)	23
Bienes de uso (MARS)	1.788
Provisiones (MARS)	104
Préstamos (MARS)	879
Cuentas por pagar (MARS)	461
Cargas Sociales y Otras cargas fiscales (MARS)	102
Pasivo por Impuesto diferido (MARS)	328
Impuesto a las ganancias a pagar (MARS)	12

Adicionalmente, la participación de terceros en sociedades controladas ascendía a la suma de 178 a la fecha de la adquisición, y correspondiente a la participación del 30% sobre el capital de Metrogas, sociedad esta última controlada por GASA.

En forma previa a la adquisición, el valor de la participación en GASA ascendía a cero. Como consecuencia de la adquisición, la valuación de dicha participación a valor razonable a la fecha de la adquisición generó una ganancia de aproximadamente 136 MARS, que ha sido registrada en la línea "Resultado de las inversiones en sociedades".



7. ACUERDO PARA EL DESARROLLO DE SHALE OIL

Con fecha 16 de julio de 2013 la Sociedad y subsidiarias de Chevron Corporation han firmado un Acuerdo con el objetivo de la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia del Neuquén. El Acuerdo contempla un desembolso, sujeto a ciertas condiciones, de hasta 1.240 millones de dólares por parte de Chevron para una primera fase de trabajo que desarrolla unos 20 km² (4.942 acres) de los 395 km² (97.607 acres) correspondientes al área afectada al proyecto, ubicada en la mencionada provincia y que incluye las áreas Loma La Lata Norte y Loma Campana. Este primer proyecto piloto contempla la perforación de más de 100 pozos.

Conjuntamente con lo ya invertido por la Sociedad en la mencionada área, este nuevo aporte comprendería una inversión total de 1.500 millones de dólares en el proyecto piloto, donde ya se encuentran operando 15 equipos de perforación y se extraen más de 10 mil barriles equivalentes de petróleo diarios.

Tras la firma del Acuerdo y una vez cumplidas determinadas condiciones precedentes, Chevron hará el desembolso inicial de 300 millones de dólares (el cual contará con una garantía de YPF por los siguientes 90 días hasta la instrumentación de todos los documentos complementarios para el resto de la financiación de Chevron, incluyendo la contribución de YPF del 50% de los derechos en el área del proyecto).

En una segunda etapa, luego de finalizado el proyecto piloto, ambas empresas estiman continuar con el desarrollo total del Área compartiendo las inversiones al 50%.

Asimismo, el Acuerdo contempla, de manera no vinculante, la posterior definición de términos y condiciones para la exploración conjunta de hidrocarburos no convencionales en las provincias del Neuquén y Mendoza.

8. TABLAS Y NOTAS
Resultados 2° TRIMESTRE 2013

8.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO
YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS
 (Cifras no auditadas expresadas en millones de pesos)

2T 2012	1T 2013	2T 2013	Var.% 2013/2012		Ene-Jun 2012	Ene-Jun 2013	Var.% 2013/2012
16.084	18.634	21.941	36,4%	Ingresos Ordinarios	30.934	40.575	31,2%
(12.112)	(13.938)	(16.573)	36,8%	Costos de Ventas	(22.526)	(30.511)	35,4%
3.972	4.696	5.368	35,1%	Utilidad bruta	8.408	10.064	19,7%
(1.432)	(1.481)	(2.088)	45,8%	Gastos de comercialización	(2.660)	(3.569)	34,2%
(529)	(549)	(686)	29,6%	Gastos de administración	(1.008)	(1.235)	22,5%
(174)	(76)	(170)	-2,3%	Gastos de exploración	(288)	(246)	-14,7%
33	(57)	(1.061)	-3316,3%	Otros gastos	(83)	(1.118)	1246,4%
1.870	2.533	1.363	-27,1%	Utilidad operativa	4.369	3.896	-10,8%
(11)	(0)	133	1312,6%	Resultado de las inversiones en sociedades	(8)	133	1765,1%
59	195	231	292,3%	Resultados financieros	(96)	426	543,8%
(673)	(844)	(1.159)	72,2%	Impuesto a las ganancias corriente	(1.581)	(2.003)	26,7%
(412)	(626)	(42)	-89,7%	Impuesto a las ganancias diferido	(557)	(668)	20,0%
-	-	(9)		Utilidad neta atribuible al interes no controlante	-	(9)	
833	1.258	535	-35,8%	Utilidad neta del período (**)	2.127	1.793	-15,7%
2,12	3,20	1,36	-35,8%	Utilidad neta por acción básico y diluida	5,41	4,56	-15,7%
1.004	1.385	1.829	82,2%	Otros Resultados integrales	1.672	3.214	92,2%
1.837	2.643	2.355	28,2%	Resultado integral total del período	3.799	4.998	31,6%
4.118	5.365	4.910	19,2%	EBITDA (*)	8.565	10.275	20,0%

Nota: Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

(*) EBITDA = Utilidad Neta + intereses netos + impuesto a las ganancias + impuesto diferido + amortizaciones

(**) Atribuible al accionista controlante

8.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO
YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS
 (Cifras no auditadas expresadas en millones de pesos)

	<u>31/12/2012</u>	<u>30/06/2013</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	1.492	1.797
Bienes de uso	56.971	69.251
Inversiones en sociedades	1.914	1.906
Activos por impuesto diferido	48	77
Otros créditos y anticipos	1.161	1.396
Créditos por ventas	15	26
Total del activo no corriente	<u>61.601</u>	<u>74.453</u>
Activo Corriente		
Bienes de cambio	6.922	8.336
Otros créditos y anticipos	2.635	3.579
Créditos por ventas	4.044	6.984
Efectivo y equivalentes de efectivo	4.747	5.140
Total del activo corriente	<u>18.348</u>	<u>24.039</u>
Total del activo	<u>79.949</u>	<u>98.492</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.674	10.698
Reservas y resultados no asignados	20.586	25.593
Interés no controlante	-	169
Total Patrimonio Neto	<u>31.260</u>	<u>36.460</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	10.663	12.810
Pasivos por impuesto diferido	4.685	5.709
Otras cargas fiscales	101	102
Remuneraciones y cargas sociales	48	7
Préstamos	12.100	18.845
Cuentas por pagar	162	171
Total del pasivo no corriente	<u>27.759</u>	<u>37.644</u>
Pasivo Corriente		
Provisiones	820	852
Impuesto a las ganancias a pagar	541	780
Otras cargas fiscales	920	1.230
Remuneraciones y cargas sociales	789	739
Préstamos	5.004	5.228
Cuentas por pagar	12.856	15.559
Total del pasivo corriente	<u>20.930</u>	<u>24.388</u>
Total del pasivo	<u>48.689</u>	<u>62.032</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>79.949</u>	<u>98.492</u>

Nota: Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

8.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO
YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS
 (Cifras no auditadas expresadas en millones de pesos)

Abr-Jun 2012	Ene-Mar 2013	Abr-Jun 2013		Ene-Jun 2012	Ene-Jun 2013
			Flujos de Efectivo de las operaciones		
833	1.258	526	Utilidad neta consolidado del período	2.127	1.784
11	0	(133)	Resultados de las inversiones en sociedades	8	(133)
1.925	2.168	2.534	Depreciación de bienes de uso	3.715	4.701
34	41	52	Amortización de activos intangibles	65	93
311	425	666	Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	520	1.091
224	416	1.311	Aumento neto de provisiones incluidas en el pasivo	784	1.727
-	-	-	Aumento de provisiones de bienes de uso	-	-
(23)	(1.277)	(2.060)	Cambios en activos y pasivos	401	(3.337)
130	-	121	Dividendos cobrados	130	121
474	739	237	Cargo neto de pagos de impuesto a las ganancias	1.327	976
3.919	3.770	3.253	Flujos de Efectivo de las Operaciones	9.077	7.023
-	-	-	Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	-	-
-	-	-	Pagos por inversiones:	-	-
(3.490)	(4.744)	(5.993)	Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(7.308)	(10.737)
-	-	(36)	Adquisición de inversiones no corrientes	-	(36)
(3.490)	(4.744)	(6.029)	Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(7.308)	(10.773)
-	-	-	Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	-	-
(8.059)	(1.956)	(1.625)	Pago de préstamos	(15.688)	(3.581)
(199)	(531)	(570)	Pago de intereses	(384)	(1.101)
7.379	3.010	5.617	Préstamos obtenidos	13.630	8.627
-	-	-	Dividendos Pagados	-	-
(879)	523	3.422	Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	(2.442)	3.945
8	19	36	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	21	55
(442)	(432)	682	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	(652)	250
902	4.747	4.315	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	1.112	4.747
-	-	143	Efectivo al inicio del ejercicio por la incorporación de GASA	-	143
460	4.315	5.140	Efectivo y equivalentes al cierre del período	460	5.140
(442)	(432)	682	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	(652)	250
			COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	-	-
302	718	443	Caja y Bancos	302	443
158	3.597	4.697	Otros Activos Financieros	158	4.697
460	4.315	5.140	TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	460	5.140

Nota: Datos según Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

8.4 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS (Cifras no auditadas)

	Unidad	2012					2013		
		1T	2T *	3T *	4T	Acum. 4T 2012	1T	2T	Acum. 2T 2013
Upstream									
Producción de crudo	Kbbl	20.738	20.683	21.095	20.715	83.231	20.365	20.770	41.135
Producción de NGL	Kbbl	4.975	3.818	3.722	4.892	17.407	4.918	4.162	9.080
Producción de gas	Mm3	2.964	3.101	3.194	2.962	12.221	2.824	3.001	5.825
PRODUCCION TOTAL	Kbpe	44.352	44.005	44.903	44.239	177.499	43.045	43.806	86.851
Downstream									
Ventas de productos refinados									
Mercado interno									
Motonaftas	Km3	1.029	925	1.053	1.126	4.133	1.159	1.060	2.219
Gasoil	Km3	1.910	1.971	2.075	2.073	8.029	1.946	2.057	4.004
JP1 y Kerosene	Km3	109	107	112	116	444	108	111	219
Fuel Oil	Km3	8	229	332	193	762	129	100	228
LPG	Km3	196	266	252	158	872	168	220	388
Otros**	Km3	369	374	391	371	1.505	379	270	649
Total mercado interno	Km3	3.621	3.872	4.215	4.037	15.745	3.889	3.819	7.708
Exportación									
Nafta Virgen	Km3	37	109	7	32	185	0	0	0
JP1 y Kerosene	Km3	139	125	130	131	525	131	121	252
LPG	Km3	8	17	28	117	170	123	36	159
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	175	142	160	162	639	186	98	284
Otros**	Km3	14	12	19	8	53	10	10	20
Total Exportación	Km3	373	405	344	450	1.572	450	265	715
Total ventas productos refinados	Km3	3.994	4.277	4.559	4.487	17.317	4.339	4.084	8.423
Ventas de productos químicos									
Mercado interno									
Fertilizantes	Ktn	18	56	61	70	205	24	27	51
Metanol	Ktn	80	77	63	48	268	49	57	106
Otros	Ktn	143	122	126	151	542	130	138	268
Total mercado interno	Ktn	241	255	250	269	1.015	203	222	425
Exportación									
Metanol	Ktn	0	0	0	41	41	8	22	30
Otros	Ktn	77	53	78	85	293	62	64	126
Total exportación	Ktn	77	53	78	126	334	70	86	156
Total ventas productos químicos	Ktn	318	308	328	395	1.349	273	308	581
Ventas de otros productos									
Granos, harinas y aceites									
Mercado interno	Ktn	157	260	165	89	671	39	30	69
Exportación	Ktn	1	3	41	60	105	87	239	326
Total granos, harinas y aceites	Ktn	158	263	206	149	776	126	269	395

*La producción del segundo y tercer trimestre de 2012 fue recalculada a partir del cierre anual de reservas.

** Incluye principalmente ventas de aceites y bases lubricantes, grasas, asfaltos y carbón residual, entre otros.



Este documento contiene ciertas afirmaciones que YPF considera constituyen estimaciones sobre las perspectivas de la compañía (“forward-looking statements”) tal como se definen en la Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 (“Private Securities Litigation Reform Act of 1995”).

Dichas afirmaciones pueden incluir declaraciones sobre las intenciones, creencias, planes, expectativas reinantes u objetivos a la fecha de hoy por parte de YPF y su gerencia, incluyendo estimaciones con respecto a tendencias que afecten la futura situación financiera de YPF, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, sus resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volumen de producción, comercialización y reservas, así como con respecto a gastos futuros de capital, inversiones planificados por YPF y expansión y de otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos. Estas declaraciones pueden incluir supuestos sobre futuras condiciones económicas y otras, el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio. Estas declaraciones no constituyen garantías de qué resultados futuros, precios, márgenes, tasas de cambio u otros eventos se concretarán y las mismas están sujetas a riesgos importantes, incertidumbres, cambios en circunstancias y otros factores que pueden estar fuera del control de YPF o que pueden ser difíciles de predecir.

En el futuro, la situación financiera, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volúmenes de producción y comercialización, reservas, gastos de capital e inversiones de YPF y expansión y otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos, así como futuras condiciones económicas y otras como el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio podrían variar sustancialmente en comparación a aquellas contenidas expresa o implícitamente en dichas estimaciones. Factores importantes que pudieran causar esas diferencias incluyen pero no se limitan a fluctuaciones en el precio del petróleo y sus derivados, niveles de oferta y demanda, tasa de cambio de divisas, resultados de exploración, perforación y producción, cambios en estimaciones de reservas, éxito en asociaciones con terceros, pérdida de participación en el mercado, competencia, riesgos medioambientales, físicos y de negocios en mercados emergentes, modificaciones legislativas, fiscales, legales y regulatorias, condiciones financieras y económicas en varios países y regiones, riesgos políticos, guerras, actos de terrorismo, desastres naturales, retrasos de proyectos o aprobaciones, así como otros factores descritos en la documentación presentada por YPF y sus empresas afiliadas ante la Comisión Nacional de Valores en Argentina y la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y, particularmente, aquellos factores descritos en el Ítem 3 titulada “Key information– Risk Factors” y el Ítem 5 titulada “Operating and Financial Review and Prospects” del Informe Anual de YPF en Formato 20-F para el año fiscal finalizado el 31 de Diciembre de 2012, registrado ante la Securities and Exchange Commission. En vista de lo mencionado anteriormente, las estimaciones incluidas en este documento pueden no ocurrir.

Excepto por requerimientos legales, YPF no se compromete a actualizar o revisar públicamente dichas estimaciones aún en el caso en que eventos o cambios futuros indiquen claramente que las proyecciones o las situaciones contenidas expresa o implícitamente en dichas estimaciones no se concretarán.

Este material no constituye una oferta de venta de bonos, acciones o ADRs de YPF S.A en Estados Unidos u otros lugares.

La información contenida en este documento ha sido preparada para ayudar a las partes interesadas en realizar sus propias evaluaciones de YPF.

Relación con Inversores

E-mail: inversoresypf@ypf.com

Website: www.ypf.com

Macacha Güemes 515

C1106BKK Buenos Aires (Argentina)

Tel: 54 11 5441 1215

Fax: 54 11 5441 2113