

YPF S.A.
Resultados Consolidados
2T 2014



INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2014 .	3
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2014	4
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2014	6
3.1 UPSTREAM.....	6
3.2 DOWNSTREAM	9
3.3 ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS.....	11
3.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS	11
4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL	11
5. TABLAS Y NOTAS	13
5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO	14
5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	15
5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO.....	16
5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DEL NEGOCIO	17
5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DOLARES ESTADOUNIDENSES	18
5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS.....	19

El EBITDA del segundo trimestre de 2014 alcanzó los 10.464 MARS, un 82% superior a la del segundo trimestre del año 2013

2T (*) 2013	1T 2014	2T 2014	Var.% 2014/2013	(Cifras no auditadas)	Ene-Jun (**) 2013	Ene-Jun 2014	Var.% 2014/2013
21.941	30.664	35.330	61,0%	Ingresos Ordinarios (MARS)	40.575	65.994	62,6%
2.218	4.384	5.950	168,2%	Utilidad operativa (MARS)	4.751	10.334	117,5%
1.091	2.881	1.526	39,9%	Utilidad neta (**) (MARS)	2.349	4.407	87,6%
5.765	8.360	10.464	81,5%	EBITDA (MARS)	11.130	18.824	69,1%
2,77	7,34	3,89	40,1%	Utilidad neta por acción (**) (ARS/acción)	5,97	11,23	88,0%
2.911	14.026	2.948	1,3%	Resultado integral (MARS)	5.554	16.974	205,6%
6.510	9.722	10.866	66,9%	Inversiones (***) (MARS)	10.792	20.588	90,8%

EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación de Bienes de Uso + Amortización de Activos Intangibles.

(*) Para el segundo trimestre de 2013 y el acumulado Ene-Jun 2013 se presentan los resultados recurrentes, que no incluyen la provisión por los reclamos relacionados al arbitraje con AESU y TGM. (**) Atribuible al accionista controlante. (***) Las Inversiones del 1T 2014 no incluyen las erogaciones correspondientes a las adquisiciones del Grupo Apache en Argentina y de la participación del 38,45% en la UTE Puesto Hernández.

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2014

- Los ingresos ordinarios en el segundo trimestre de 2014 ascendieron a 35.330 MARS, un 61% superiores al segundo trimestre de 2013.
- La utilidad operativa del presente trimestre totalizó 5.950 MARS, lo cual equivale a un incremento del 168,2% respecto del mismo período del año anterior.
- En el segundo trimestre de 2014 el EBITDA fue 10.464, un 81,5% superior al mismo trimestre de 2013.
- La utilidad neta del segundo trimestre fue 1.526 MARS, un 39,9% superior a la del mismo período del año 2013.
- El flujo de caja operativo en el trimestre ascendió a los 11.430 MARS, superando en 251% a los 3.253 MARS reportados para el segundo trimestre de 2013.
- En el segundo trimestre del año, la producción total de hidrocarburos aumentó 15,5% respecto del mismo trimestre del año 2013, alcanzando 555,8 Kbbpd. La producción de gas natural alcanzó los 43,5 Mm3d, siendo un 31,8% superior a la del mismo período de 2013, mientras que la producción de crudo aumentó un 5,6%, totalizando 240,9 Kbbld.
- En el negocio del Downstream, en el segundo trimestre de 2014 los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron el 91%, un 20% superior al mismo trimestre del año pasado, como

consecuencia de la recuperación parcial en la capacidad de refinación luego del siniestro sufrido en la Refinería La Plata el 2 de abril de 2013.

- Las inversiones de bienes de uso en el segundo trimestre del año fueron de 10.866 MARS, reflejando un incremento del 66,9% respecto de los 6.510 MARS invertidos durante el segundo trimestre del año 2013.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2014

Los ingresos ordinarios del segundo trimestre de 2014 ascendieron a 35.330 MARS, un 61% superiores a los del mismo período del año anterior. Dicho incremento ha sido generado principalmente por el aumento en las ventas en el mercado interno de naftas y gasoil de 7.513 MARS (+59%), de gas natural de 1.860 MARS (+84%), de fuel oil de 1.033 MARS (+397%) y de petroquímicos de 459 MARS (+81%). Por su parte, las exportaciones aumentaron 380 MARS (+12%); esto fue resultado del aumento de los precios medidos en pesos debido a los movimientos en el tipo de cambio, menos la baja de las exportaciones de crudo, que en el segundo trimestre de 2013 habían alcanzado un pico de 1.029 MARS debido al incidente en la Refinería La Plata registrado en dicho período y en el presente trimestre fueron 9 MARS. Se destacan las exportaciones de harinas y aceites que aumentaron 70% totalizando 1.074 MARS y las de fuel oil que alcanzaron los 874 MARS en el presente trimestre (+209%).

Los costos de ventas del segundo trimestre de 2014 fueron 25.427 MARS, un 53,4% superiores a los del segundo trimestre del año 2013. Las compras aumentaron fundamentalmente por el incremento en el precio expresado en pesos del crudo comprado en el mercado doméstico; se destaca que las importaciones de gasoil y naftas disminuyeron un 8% debido a que los menores volúmenes comprados fueron parcialmente compensados por los mayores precios medidos en pesos de los productos importados. Por su parte, los otros costos de ventas aumentaron fundamentalmente por: (i) el aumento en la depreciación de los bienes de uso de 1.808 MARS vinculado a las mayores inversiones efectuadas, (ii) la mayor actividad y cargos reflejados en contrataciones de obras y servicios de 1.051 MARS, y, (iii) los mayores pagos de regalías de 869 MARS (originados en mayores volúmenes producidos y un mayor valor en boca de pozo en pesos). Además, en relación al siniestro sufrido por nuestra Refinería La Plata en el segundo trimestre de 2013, en el presente trimestre se devengó un recupero de aproximadamente 420 MARS como resarcimiento por la pérdida de beneficios ocasionada.

Los resultados financieros correspondientes al segundo trimestre del año 2014 fueron negativos en 1.082 MARS, en comparación con los 231 MARS positivos correspondientes al mismo período del año 2013. En este orden, se registró una menor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos, generada por la menor depreciación del peso observada durante el segundo trimestre de 2014. A su vez, se registraron mayores resultados financieros negativos producto de un mayor stock de deuda.

El cargo por impuesto a las ganancias en el segundo trimestre de 2014 alcanzó 3.351 MARS, aproximadamente 2.150 MARS superior al cargo correspondiente al segundo trimestre del año 2013, el cual había alcanzado los 1.201 MARS. El mencionado incremento tiene su origen principalmente en el mayor cargo de impuesto a las ganancias corriente por 2.891 MARS (+1.732 MARS), asociado



fundamentalmente a los mayores resultados y en menor medida el cargo por impuesto diferido que aumentó 418 MARS.

La utilidad neta del período fue de 1.526 MARS, un 39,9% superior a la del mismo período del año 2013.

Las inversiones totales en bienes de uso del trimestre alcanzaron los 10.866 MARS superando en un 66,9% las realizadas en el 2T 2013. Las mayores inversiones han sido producto: (i) del incremento de la actividad de explotación, principalmente la perforación de pozos y actividad de workovers y, (ii) del avance del conjunto de proyectos referentes a nuestro segmento de Downstream.



3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2014

3.1 UPSTREAM

2T (*) 2013	1T 2014	2T 2014	Var.% 2014/2013	(Cifras no auditadas)	Ene-Jun (*) 2013	Ene-Jun 2014	Var.% 2013/2012
1.443	3.013	3.305	129,0%	Utilidad operativa (MARS)	3.315	6.318	90,6%
10.224	14.919	16.685	63,2%	Ventas netas (MARS)	19.061	31.604	65,8%
228,2	241,6	240,9	5,6%	Producción crudo (Kbbld)	227,3	241,2	6,1%
45,7	54,0	41,2	-9,8%	Producción NGL (Kbbld)	50,2	47,6	-5,2%
33,0	37,2	43,5	31,8%	Producción gas (Mm3d)	32,2	40,4	25,5%
481,4	529,7	555,8	15,5%	Producción total (Kbped)	479,8	542,8	13,1%
170	197	727	327,6%	Gastos de exploración (MARS)	246	924	276,2%
5.514	8.603	8.672	57,3%	Inversiones (**) (MARS)	9.168	17.275	88,4%
2.173	3.301	3.745	72,3%	Amortizaciones (MARS)	4.014	7.046	75,5%
Precios de Realización							
71,4	66,5	75,5	5,8%	Crudo mercado local Promedio período (***) (USD/bbl)	70,0	71,0	1,4%
3,80	4,27	4,18	9,8%	Precio promedio gas (****) (USD/Mmbtu)	3,73	4,22	13,2%

(*) Para el segundo trimestre de 2013 y el acumulado Ene-Jun 2013 se presentan los resultados recurrentes, que no incluyen la provisión por los reclamos relacionados al arbitraje con AESU y TGM. (**) Las Inversiones del 1T 2014 no incluyen las erogaciones correspondientes a la adquisición del Grupo Apache en Argentina y la participación del 38,45% UTE Puesto Hernández. (***) En el segundo trimestre de 2014 incluye el precio de venta de crudo de YSUR. (****) Los valores fueron recalculados. Además, en el segundo trimestre de 2014 incluye el precio de venta de gas de YSUR.

La **utilidad operativa** del Upstream ascendió a 3.305 MARS, un 129% superior a la del 2T 2013.

En el segundo trimestre de 2014, las ventas crecieron un 63,2% en relación al mismo periodo de 2013, atribuible a mayores ventas de crudo y gas natural. Las ventas de crudo aumentaron un 66,6% (+5.180 MARS) debido al incremento de precio del barril en pesos del 62,2%, y a los mayores volúmenes producidos y transferidos a nuestro segmento de Downstream, efecto que fue solamente parcialmente compensado por la baja de las exportaciones de crudo (-1.020 MARS). Los ingresos de gas natural aumentaron un 82% en relación al segundo trimestre 2013, como resultado de mayores volúmenes producidos y el incremento en el precio promedio de venta.

El precio del crudo expresado en dólares en el mercado local en el segundo trimestre de 2014 aumentó un 5,8% hasta los 75,5 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el precio promedio fue de 4,18 USD/Mmbtu, un 9,8% superior al del segundo trimestre de 2013. En ambos productos, en este segundo trimestre comenzó a consolidarse el precio de venta de crudo y gas natural de YSUR, 81,23 USD/bbl y 3,17 USD/Mmbtu, respectivamente.



En el segundo trimestre de 2014, la producción total de hidrocarburos fue 555,8 Kbped, un 15,5% superior a la del mismo trimestre de 2013, la producción de crudo fue 240,9 Kbbld (+5,6%), la producción de gas natural fue 43,5 Mm3d (+31,8%) y la producción de NGL fue 41,2 Kbbld (-9,8%).

Durante la totalidad de este trimestre se consolidó la producción de YSUR, cuyo promedio de producción diaria de hidrocarburos fue de 49,5 Kbped, compuestos por 9,9 Kbbld de crudo, 1,9 Kbbld de NGL y 6 Mm3d de gas natural.

Durante el 2T 2014, en las áreas no convencionales se han producido un total de 23,2 Kbped de hidrocarburos, compuestos por 13,6 Kbbld de crudo, 4,9 Kbbld de NGL y 0,8 Mm3d de gas natural, de los cuales YPF consolida aproximadamente el 50%. En cuanto a la actividad de desarrollo en Loma Campana, se han perforado 50 pozos con objetivo Vaca Muerta, la operación continúa con 21 equipos activos de perforación y 8 de workover.

Por su parte, la producción de crudo del segundo trimestre fue negativamente afectada por el incendio ocurrido el día 21 de marzo en la planta de tratamiento de crudo Cerro Divisadero, ubicada en la provincia de Mendoza. La planta de Cerro Divisadero concentra la producción de 10 yacimientos del área de Malargüe, que totaliza una producción diaria promedio de crudo de aproximadamente 9,2 kbbld y durante el trimestre en curso se pudieron producir 4 kbbld, es decir 5,2 kbbld menos que antes del incidente.

Los costos, en el segundo trimestre de 2014, aumentaron un 52,4% (+4.599 MARS), principalmente por: (i) las mayores amortizaciones (+1.572 MARS) como consecuencia del incremento en inversiones y el incremento del valor de los activos en pesos, (ii) las mayores regalías (+869 MARS), fundamentalmente por el incremento de volúmenes producidos y un mayor precio denominado en pesos en boca de pozo, (iii) el incremento en servicios contratados a terceros (+911 MARS), y, (iv) el aumento en los gastos de exploración (+557 MARS) debido a mayores cargos por el abandono definitivo de pozos de estudio exploratorio en las provincias de La Rioja, Mendoza, Santa Cruz, Chubut y Neuquén como así también a gastos de estudio realizados en las áreas exploratorias que posee YPF Chile. Se destaca que en este trimestre en comparación del segundo trimestre de 2013, los costos erogables unitarios en dólares disminuyeron casi un 18%, debido a la combinación de mayor producción y el impacto de la devaluación del tipo de cambio.

El resultado operativo del trimestre de las compañías controladas del Upstream, el cual incluye principalmente a YSUR, YPF Holdings, YPF International, YPF Energía Eléctrica (solamente lo correspondiente al yacimiento Ramos) e YPF Servicios Petroleros fue de 53 MARS, en comparación a -30 MARS del segundo trimestre del 2013. Cabe aclarar que esta variación se encuentra incluida en la explicación mencionada precedentemente.

Inversiones

Las inversiones en Upstream totalizaron 8.672 MARS en el 2T 2014, superando los 5.514 MARS del mismo período 2013 en un 57,3%.



En la cuenca Neuquina la actividad del 2T 2014 estuvo enfocada principalmente en el desarrollo de los bloques Loma Campana, Aguada Toledo-Sierra Barrosa, Rincón del Mangrullo, Loma La Lata, Chihuido de la Sierra Negra y Cañadón Amarillo. Continúa la actividad de desarrollo en la Cuenca Cuyana, principalmente en el bloque Vizcacheras, mientras que en el Golfo San Jorge, la mayor actividad estuvo centrada en Barranca Baya, Los Perales y Cañadón Yatel, dentro de la provincia de Santa Cruz y Manantiales Behr, El Trébol y Escalante en la provincia de Chubut.

En cuanto a la actividad en tight gas, en el proyecto con el objetivo de desarrollar la formación Lajas, durante el segundo trimestre de 2014, se perforaron y pusieron en producción 12 pozos y la producción promedio de gas natural fue de 3,33 Mm3d.

En lo que concierne a la actividad exploratoria durante el segundo trimestre del año 2014, en la cuenca neuquina se han efectuado inversiones fundamentalmente en las áreas de Bajo del Piche, Bajo del Toro, Cañadón Amarillo, Cerro Arena, Cerro Partido, Filo Morado, Loma La Lata, Los Candeleros y Paso de las Bardas. A su vez cabe resaltar las inversiones efectuadas en las áreas Los Perales y Manantiales Behr, perteneciente a la cuenca del Golfo San Jorge. En el transcurso del año se han finalizado 18 pozos exploratorios y 3 workovers.

3.2 DOWNSTREAM

2T 2013	1T 2014	2T 2014	Var.% 2T14 / 2T13	(Cifras no auditadas)	Ene-Jun 2013	Ene-Jun 2014	Var.% 2014 / 2013
1.210	2.453	2.921	141,4%	Utilidad operativa (MARS)	2.420	5.374	122,1%
20.721	29.571	33.079	59,6%	Ventas netas (MARS)	38.985	62.650	60,7%
3.819	3.999	4.087	7,0%	Ventas de productos refinados mercado interno (Km3)	7.708	8.086	4,9%
265	455	375	41,5%	Exportación productos refinados (Km3)	715	829	15,9%
195	185	216	10,8%	Ventas de productos químicos mercado interno (*) (Ktn)	374	401	7,1%
86	57	55	-36,2%	Exportación de productos químicos (*) (Ktn)	156	112	-28,3%
243	275	292	20,0%	Crudo procesado (Kbped)	266	284	6,8%
76%	86%	91%	20,0%	Utilización de las refinerías (%)	83%	89%	6,8%
925	999	1.833	98,2%	Inversiones (MARS)	1.521	2.832	86,2%
313	547	589	88,0%	Amortizaciones (MARS)	599	1.136	89,6%
740	707	774	4,6%	Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (USD/m3)	716	739	3,3%
802	742	811	1,1%	Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (*) (USD/m3)	780	777	-0,3%

(*) No incluye las ventas de fertilizantes.

La **utilidad operativa** del Downstream en el segundo trimestre de este año 2014 ascendió a 2.921 MARS, un 141,4% superior a los 1.210 MARS alcanzados en el segundo trimestre de 2013.

Las ventas netas crecieron un 59,6% en relación al segundo trimestre del año 2013, primordialmente por los mayores precios promedio en pesos alcanzados en naftas y en gasoil, lo cual representó un mayor ingreso de 2.522 MARS y 4.684 MARS respectivamente. También aumentaron los volúmenes comercializados de naftas un 6,2% (+356 MARS) en comparación al segundo trimestre de 2013, mientras que los volúmenes vendidos de gasoil registraron un leve baja del 0,7%, esto último casi sin efectos en la facturación debido a la mejora en el mix de productos vendidos. Por su parte, en el mismo periodo, cabe mencionar el incremento en las ventas de fuel oil, tanto en el mercado local como internacional, que alcanzaron los 2.167 MARS (+1.625 MARS), y los incrementos registrados en las exportaciones de harinas y aceites de 1.074 MARS (+440 MARS), de jet fuel de 772 MARS (+266 MARS), y de LPG de 114 MARS (+32 MARS). A su vez, las ventas en el mercado local e internacional de productos petroquímicos alcanzaron los 1.475 MARS (+276 MARS), un aumento explicado en su totalidad por el incremento de precios denominados en pesos de los productos comercializados.



Los costos se incrementaron un 54,6% (+10.647 MARS) en relación al mismo periodo del año anterior. Se destacan: (i) el aumento del crudo transferido desde el Upstream (+5.714 MARS) y de las compras de crudo a otros productores (+1.026 MARS), (ii) el incremento en los precios y volúmenes de biocombustibles comprados (+695 MARS), y (iii) el aumento en las amortizaciones (+276 MARS). Por su parte, las importaciones de gasoil y naftas disminuyeron un 8% en relación al 2T 2013, de 2.517 MARS a 2.305 MARS; la baja en los volúmenes importados de naftas de -52% (94 Km³) y de gasoil de -34% (275 Km³) se vio parcialmente compensada por los mayores precios medidos en pesos.

En relación al siniestro sufrido por nuestra Refinería La Plata en el segundo trimestre de 2013, en el presente trimestre se devengó un recuperó de aproximadamente 420 MARS como resarcimiento por la pérdida de beneficios ocasionada. Este importe fue registrado mayoritariamente como un menor costo de ventas, teniendo como premisa que de no haber ocurrido el incidente en la mencionada refinería se hubiesen importado menores volúmenes de productos refinados.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 292 Kbped, un 20% superior al del segundo trimestre del 2013, evidenciando una excelente recuperación en la capacidad de refinación luego del siniestro sufrido en la Refinería La Plata el pasado 2 de abril de 2013 y a la culminación de tareas de mantenimiento en la Refinería de Luján de Cuyo las cuales finalizaron el día 15 de abril de 2014.

El resultado operativo del trimestre de las compañías controladas del Downstream, el cual incluye principalmente a Opressa, YPF Inversora Energética (controlante de GASA y Metrogas), YPF Brasil, YPF Chile e YPF Energía Eléctrica (no incluye lo correspondiente al yacimiento Ramos), fue de 223 MARS en comparación con los 48 MARS del segundo trimestre de 2013. Cabe aclarar que esta variación se encuentra incluida en la explicación mencionada precedentemente.

Inversiones

Las inversiones de Downstream del segundo trimestre del 2014 alcanzaron los 1.833 MARS, superando en un 98,2% a las del mismo período del 2013. Continúa la ejecutoria de proyectos plurianuales y el desarrollo de ingenierías de nuevas unidades, que tienen por objeto incrementar la capacidad de producción de naftas y gasoil, así como la mejora de la calidad de dichos productos. Se destacan la unidad de Coque y una nueva unidad de Alquiliación en el complejo La Plata, y nuevas unidades de Hidrogenación de Naftas de Coque en La Plata y Mendoza, así como las obras tendientes a mejorar nuestras instalaciones logísticas y proyectos orientados a la mejora en el desempeño de seguridad y medio ambiente.



3.3 ADMINISTRACION CENTRAL Y OTROS

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

El resultado operativo de la corporación en el segundo trimestre del año ascendió a -365 MARS, siendo este inferior a los -303 MARS del mismo período 2013 en 62 MARS. Los mayores costos en la corporación se vieron impulsados por incremento de salarios y cargas sociales y otros gastos corporativos, lo cual compensó los mejores resultados registrados en nuestras sociedades controladas AESA e YPF Tecnología.

Por su parte, los ajustes de consolidación, que corresponden a la eliminación de los resultados entre los distintos segmentos de negocios que no han trascendido a terceros, tuvieron una magnitud de 89 MARS en 2T 2014 y de -132 MARS en 2T 2013.

3.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

El resultado de las compañías no controladas en el segundo trimestre del año mostró un resultado de 26 MARS, habiendo sido 133 MARS el resultado obtenido en el segundo trimestre del año anterior. Dicha variación surge principalmente por los menores resultados de Central Dock Sud.

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el segundo trimestre del año 2014, la generación de caja alcanzó los 11.430 MARS, un 251% mayor a la del mismo período del año anterior (+8.177 MARS), principalmente por la mayor utilidad antes de impuestos (+3.167 MARS), la reducción de créditos y anticipos (+3.292 MARS) y las mayores depreciaciones y amortizaciones (+1.929 MARS). A su vez, en relación al cierre del primer trimestre del año, el efectivo y equivalentes de la compañía aumentó en 8.339 MARS hasta los 11.448 MARS al final del segundo trimestre del 2014, principalmente debido a la generación de caja del trimestre y a la emisión de la Obligación Negociable Clase XXVIII por 1.000 MUSD en el mercado de capitales internacional. La deuda financiera neta reportó una baja de 818 MARS (-2,3%), alcanzando los 34.743 MARS para al final del segundo trimestre 2014.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del segundo trimestre de 2014 fue de 28,04%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 6,76%.

El día 10 de julio de 2014 se realizó el pago de dividendos de 1,18 ARS/Acción, cumpliendo con lo definido en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 30 de abril de 2014 que estipulaba su distribución en un plazo que no debía exceder el del cierre del presente ejercicio.



A continuación se detallan las emisiones de Obligaciones Negociables de YPF realizadas durante el segundo trimestre:

ON	Monto	Tasa de interés	Madurez
Clase XXVI (4T 2013) (*)	587 MUSD	8,875%	60 meses
Clase XXVIII (2T 2014)	1.000 MUSD	8,75%	120 meses
Clase XXXI (2T 2014)	201 MARS	20% + Margen	12 meses
Clase XXXII (2T 2014)	465 MARS	BADLAR + 3,20%	21 meses
Clase XXXIII (2T 2014)	66 MUSD	2,00%	33 meses

(*) El día 2 de abril de 2014 YPF S.A. anunció los resultados de su oferta de canje de sus Obligaciones Negociables de Mediano Plazo al 10% (Clase C) con vencimiento en 2028 por Obligaciones Negociables No Subordinadas con vencimiento en 2018, canjeándose finalmente 87 MUSD

5. TABLAS Y NOTAS
Resultados 2° TRIMESTRE 2014

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

2T 2013	1T 2014	2T 2014	Var.% 2T14 / 2T13		Ene-Jun 2013	Ene-Jun 2014	Var.% 2014 / 2013
21.941	30.664	35.330	61,0%	Ingresos Ordinarios	40.575	65.994	62,6%
(16.573)	(23.016)	(25.427)	53,4%	Costos de Ventas	(30.511)	(48.443)	58,8%
5.368	7.648	9.903	84,5%	Utilidad bruta	10.064	17.551	74,4%
(2.088)	(2.204)	(2.317)	11,0%	Gastos de comercialización	(3.569)	(4.521)	26,7%
(686)	(817)	(1.180)	72,0%	Gastos de administración	(1.235)	(1.997)	61,7%
(170)	(197)	(727)	327,6%	Gastos de exploración	(246)	(924)	275,6%
(1.061)	(46)	271	-125,5%	Otros gastos	(1.118)	225	-120,1%
1.363	4.384	5.950	336,5%	Utilidad operativa	3.896	10.334	165,2%
133	(3)	26	-80,5%	Resultado de las inversiones en sociedades	133	23	-82,7%
				Resultados financieros:			
(221)	(1.124)	102	-146,2%	Generados por activos	(268)	(1.022)	281,3%
177	280	318	79,7%	Intereses	316	598	89,2%
(398)	(1.404)	(216)	-45,7%	Diferencias de cambio	(584)	(1.620)	177,4%
452	5.707	(1.184)	-361,9%	Generados por pasivos	694	4.523	551,7%
(817)	(1.568)	(1.943)	137,8%	Intereses	(1.425)	(3.511)	146,4%
1.269	7.275	759	-40,2%	Diferencias de cambio	2.119	8.034	279,1%
1.727	8.964	4.894	183,4%	Utilidad neta antes de imp. a las ganancias	4.455	13.858	211,1%
(1.159)	(139)	(2.891)	149,4%	Impuesto a las ganancias corriente	(2.003)	(3.030)	51,3%
(42)	(6.038)	(460)	995,2%	Impuesto a las ganancias diferido	(668)	(6.498)	872,8%
(9)	(94)	17		Utilidad neta atribuible al interes no controlante	(9)	(77)	
535	2.881	1.526	185,2%	Utilidad neta del periodo (*)	1.793	4.407	145,8%
1,36	7,34	3,89	185,5%	Utilidad neta por acción básico y diluida (*)	4,56	11,23	146,2%
1.829	11.239	1.405	-23,2%	Otros Resultados integrales	3.214	12.644	293,4%
2.355	14.026	2.948	25,2%	Resultado integral total del periodo	4.998	16.974	239,6%
3.948	8.360	10.464	165,0%	EBITDA (**)	8.690	18.824	116,6%

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

(*) Atribuible al accionista controlante

(**) EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación de bienes de uso + Amortización de activos intangibles

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

	<u>31/12/2013</u>	<u>30/06/2014</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	2.446	4.610
Bienes de uso	93.496	132.352
Inversiones en sociedades	2.124	2.510
Activos por impuesto diferido	34	98
Otros créditos y anticipos	2.927	2.271
Créditos por ventas	54	18
Total del activo no corriente	<u>101.081</u>	<u>141.859</u>
Activo Corriente		
Bienes de cambio	9.881	11.977
Otros créditos y anticipos	6.506	7.847
Créditos por ventas	7.414	11.891
Activos disponibles para la venta	-	1.576
Efectivo y equivalentes de efectivo	10.713	11.448
Total del activo corriente	<u>34.514</u>	<u>44.739</u>
Total del activo	<u>135.595</u>	<u>186.598</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.600	10.575
Reservas y resultados no asignados	37.416	54.003
Interés no controlante	224	147
Total Patrimonio Neto	<u>48.240</u>	<u>64.725</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	19.172	23.421
Pasivos por impuesto diferido	11.459	19.294
Otras cargas fiscales	362	344
Remuneraciones y cargas sociales	8	-
Préstamos	23.076	35.296
Cuentas por pagar	470	621
Total del pasivo no corriente	<u>54.547</u>	<u>78.976</u>
Pasivo Corriente		
Provisiones	1.396	1.561
Impuesto a las ganancias a pagar	122	1.395
Otras cargas fiscales	1.045	2.074
Remuneraciones y cargas sociales	1.119	1.186
Préstamos	8.814	10.895
Cuentas por pagar	20.312	25.322
Dividendos a pagar	-	464
Total del pasivo corriente	<u>32.808</u>	<u>42.897</u>
Total del pasivo	<u>87.355</u>	<u>121.873</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>135.595</u>	<u>186.598</u>

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

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

2T 2013	1T 2014	2T 2014		Ene-Jun 2013	Ene-Jun 2014
			Flujos de Efectivo de las operaciones		
526	2.787	1.543	Utilidad neta consolidado del período	1.784	4.330
(133)	3	(26)	Resultados de las inversiones en sociedades	(133)	(23)
2.533	3.903	4.414	Depreciación de bienes de uso	4.701	8.317
52	73	100	Amortización de activos intangibles	93	173
666	1.015	788	Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	1.091	1.803
1.410	604	939	Aumento neto de provisiones	1.826	1.543
(36)	-	(53)	Recompra de acciones propias en cartera	(36)	(53)
			Cambios en activos y pasivos:		
(1.018)	(1.996)	(1.447)	Créditos por ventas	(2.483)	(3.443)
(978)	(3.052)	2.314	Otros créditos y anticipos	(1.041)	(738)
(1.072)	(1.660)	(381)	Bienes de cambio	(1.414)	(2.041)
1.286	(1.144)	1.484	Cuentas por pagar	1.491	340
(145)	1.598	(674)	Otras cargas fiscales	246	924
(4)	(196)	208	Remuneraciones y cargas sociales	(128)	12
(152)	(744)	(410)	Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(274)	(1.154)
(62)	143	558	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	181	701
121	-	215	Dividendos cobrados	121	215
22	14	14	Plan de beneficios en acciones	22	28
-	(741)	(386)	Seguros devengados	-	(1.127)
-	-	591	Cobro de seguros por pérdida de beneficio	-	591
237	6.108	1.639	Cargo neto de pagos de impuesto a las ganancias	976	7.747
1.201	6.177	3.351	Cargo por impuesto a las ganancias	2.671	9.528
(964)	(69)	(1.712)	Pagos de impuesto a las ganancias	(1.695)	(1.781)
3.253	6.715	11.430	Flujos de Efectivo de las Operaciones	7.023	18.145
			Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
			Pagos por inversiones:		
(5.993)	(11.817)	(10.335)	Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(10.737)	(22.152)
-	(85)	-	Aportes de capital en inversiones en sociedades	-	(85)
-	1.531	180	Anticipos recibidos por venta de bienes de uso	-	1.711
-	(326)	(186)	Adquisición de participación en UTEs	-	(512)
107	(6.102)	(1)	Adquisición de subsidiarias neta de fondos adquiridos	107	(6.103)
-	608	1.210	Cobro de seguros por daño material	-	1.818
(5.886)	(16.191)	(9.132)	Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(10.630)	(25.323)
			Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación		
(1.625)	(2.143)	(3.839)	Pago de préstamos	(3.581)	(5.982)
(570)	(939)	(1.360)	Pago de intereses	(1.101)	(2.299)
5.617	4.252	10.949	Préstamos obtenidos	8.627	15.201
3.422	1.170	5.750	Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	3.945	6.920
36	702	291	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	55	993
825	(7.604)	8.339	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	393	735
4.315	10.713	3.109	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	4.747	10.713
5.140	3.109	11.448	Efectivo y equivalentes al cierre del período	5.140	11.448
825	(7.604)	8.339	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	393	735
			COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO		
443	1.325	6.202	Caja y Bancos	443	6.202
4.697	1.784	5.246	Otros Activos Financieros	4.697	5.246
5.140	3.109	11.448	TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	5.140	11.448

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

5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO
YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS
 (Cifras no auditadas expresadas en millones de pesos)

2T 2014	Upstream	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	2.365	32.713	252	-	35.330
Ingresos intersegmentos	14.320	366	1.339	-16.025	-
Ingresos ordinarios	16.685	33.079	1.591	-16.025	35.330
Utilidad operativa	3.305	2.921	-365	89	5.950
Resultado de inversiones en sociedades	-1	27	-	-	26
Depreciación de bienes de uso	3.745	589	80	-	4.414
Inversión de bienes de uso	8.672	1.833	361	-	10.866
Activos	106.989	64.959	17.446	-2.796	186.598

2T 2013	Upstream	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	1.281	20.398	262	-	21.941
Ingresos intersegmentos	8.943	323	516	-9.782	-
Ingresos ordinarios	10.224	20.721	778	-9.782	21.941
Utilidad operativa	588	1.210	-303	-132	1.363
Resultado de inversiones en sociedades	-	133	-	-	133
Depreciación de bienes de uso	2.173	313	47	-	2.533
Inversión de bienes de uso	5.514	925	71	-	6.510
Activos	50.636	40.291	8.867	-1.302	98.492

5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DOLARES ESTADOUNIDENSES (Cifras no auditadas)

<i>Millones de USD</i>	2013	2014	2014	Var	2013	2014	Var
	2T (*)	1T	2T	2T 14 / 2T 13	Ene - Jun (*)	Ene - Jun	2014 / 2013
ESTADO DE RESULTADOS							
Ingresos Ordinarios	4.203	4.040	4.413	5,0%	7.911	8.430	6,6%
Costos de Ventas	-3.175	-3.032	-3.176	0,0%	-5.949	-6.188	4,0%
Utilidad bruta	1.028	1.008	1.237	20,3%	1.962	2.242	14,3%
Gastos de comercialización	-400	-290	-289	-27,6%	-696	-578	-17,0%
Gastos de administración	-131	-108	-147	12,2%	-241	-255	5,9%
Gastos de exploración	-33	-26	-91	178,8%	-48	-118	146,1%
Otros gastos	-203	-6	34	-116,7%	-218	29	-113,2%
Utilidad operativa	425	578	743	74,9%	926	1.320	42,5%
Depreciación de bienes de uso	485	514	551	13,6%	917	1.062	15,9%
Amortización de activos intangibles	10	10	12	25,4%	18	22	21,9%
EBITDA	920	1.101	1.307	42,0%	1.861	2.405	29,2%
UPSTREAM							
Ventas netas	1.959	1.966	2.084	6,4%	3.716	4.037	8,6%
Utilidad operativa	276	397	413	49,3%	646	807	24,9%
Amortizaciones	416	435	468	12,4%	783	900	15,0%
Inversiones	1.056	1.133	1.083	2,5%	1.788	2.207	23,4%
DOWNSTREAM							
Ventas netas	3.970	3.896	4.132	4,1%	7.601	8.003	5,3%
Utilidad operativa	232	323	365	57,4%	472	686	45,5%
Amortizaciones	60	72	74	22,6%	117	145	24,2%
Inversiones	177	132	229	29,2%	297	362	22,0%
ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS							
Utilidad operativa	-58	-47	-46	-21,5%	-154	-92	-40,4%
Inversiones	14	16	45	231,5%	20	61	206,0%
AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN							
Utilidad operativa	-25	-96	11	-144,0%	-38	-82	115,8%
Tipo de cambio promedio del periodo	5,22	7,59	8,01		5,13	7,83	

NOTA: El cálculo de las magnitudes financieras expresadas en dólares estadounidenses es derivado del cálculo de los resultados expresados en pesos argentinos dividido el tipo de cambio promedio de cada periodo.

(*) Para estos periodos se presentan los resultados recurrentes, que no incluye el impacto de la provisión por los reclamos relacionados al arbitraje con AES Uruguaiana Emprendimientos S.A. (AESU) y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (TGM).

5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS (Cifras no auditadas)

	Unidad	2013					2014		
		1T	2T	3T	4T	Acum. 4T 2013	1T	2T	Acum. 2T 2014
Upstream									
Producción de crudo	Kbbl	20.365	20.770	21.625	22.019	84.780	21.742	21.918	43.660
Producción de NGL	Kbbl	4.918	4.162	3.471	5.033	17.584	4.858	3.751	8.608
Producción de gas	Mm3	2.824	3.001	3.272	3.262	12.359	3.350	3.960	7.311
PRODUCCION TOTAL	Kbpe	43.045	43.806	45.675	47.568	180.094	47.672	50.577	98.249
Henry Hub	US\$/mbtu	3,48	4,09	3,58	3,60	3,69	4,94	4,67	4,80
Brent	US\$/bbl	112,48	102,58	110,27	109,21	108,63	108,17	109,70	108,93
Downstream									
Ventas de productos refinados									
Mercado interno									
Motonaftas	Km3	1.159	1.060	1.121	1.206	4.545	1.229	1.126	2.355
Gasoil	Km3	1.946	2.057	2.048	2.047	8.098	1.920	2.043	3.962
JP1 y Kerosene	Km3	108	111	112	118	449	124	108	232
Fuel Oil	Km3	129	100	293	239	760	294	297	591
LPG	Km3	168	220	265	144	796	146	210	356
Otros (*)	Km3	379	270	350	340	1.338	286	304	590
Total mercado interno	Km3	3.889	3.819	4.188	4.094	15.988	3.999	4.087	8.086
Exportación									
Nafta Virgen	Km3	0	0	0	0	0	0	0	0
JP1 y Kerosene	Km3	131	121	127	126	505	129	116	246
LPG	Km3	123	36	30	104	293	124	35	159
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	186	98	189	191	664	194	205	398
Otros (*)	Km3	10	10	9	11	39	8	18	26
Total Exportación	Km3	450	265	355	432	1.502	455	375	829
Total ventas productos refinados	Km3	4.339	4.084	4.542	4.526	17.490	4.454	4.462	8.916
Ventas de productos químicos									
Mercado interno									
Fertilizantes	Ktn	24	27	68	105	224	32	39	71
Metanol	Ktn	49	57	64	66	236	47	73	120
Otros	Ktn	130	138	143	132	543	138	143	281
Total mercado interno	Ktn	203	222	276	303	1.003	217	255	472
Exportación									
Metanol	Ktn	8	22	1	10	41	33	22	55
Otros	Ktn	62	64	75	39	240	24	33	57
Total exportación	Ktn	70	86	76	49	281	57	55	112
Total ventas productos químicos	Ktn	273	308	352	352	1.284	274	310	584
Ventas de otros productos									
Granos, harinas y aceites									
Mercado interno	Ktn	39	30	24	31	124	20	22	42
Exportación	Ktn	87	239	284	159	769	85	251	336
Total granos, harinas y aceites	Ktn	126	269	308	190	893	105	273	378
Principales volúmenes importados									
Naftas y Jet Fuel	Km3	94	198	0	0	292	179	94	274
Gasoil	Km3	183	420	296	351	1.250	473	275	748

(*) 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 legislativos, fiscales, legales y regulatorios, 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 2013, registrado ante la Securities and Exchange Commission. En vista de lo mencionado anteriormente, las estimaciones incluidas en este documento pueden no ocurrir.

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: inversores.ypf.com

Macacha Güemes 515

C1106BKK Buenos Aires (Argentina)

Tel: 54 11 5441 1215

Fax: 54 11 5441 2113