

YPF S.A.
Resultados Consolidados
3T 2014



INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2014.....	3
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2014.....	4
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL TERCER 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	12
5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO	13
5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	14
5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO.....	15
5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DEL NEGOCIO	16
5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DOLARES ESTADOUNIDENSES	17
5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS.....	18

**La utilidad operativa del tercer trimestre de 2014 alcanzó los 8.044 MARS,
un 134% superior al del tercer trimestre del año 2013.**

3T 2013	2T 2014	3T 2014	Var.% 2014/2013	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep (*) 2013	Ene-Sep 2014	Var.% 2014/2013
24.244	35.330	38.209	57,6%	Ingresos Ordinarios (MARS)	64.819	104.203	60,8%
3.444	5.950	8.044	133,6%	Utilidad operativa (MARS)	8.195	18.378	124,3%
1.414	1.526	3.212	127,2%	Utilidad neta (**) (MARS)	3.763	7.619	102,5%
6.581	10.464	13.464	104,6%	EBITDA (MARS)	16.126	32.288	100,2%
3,60	3,89	8,19	127,7%	Utilidad neta por acción (**) (ARS/acción)	9,57	19,43	103,1%
4.573	2.948	5.734	25,4%	Resultado integral (MARS)	10.127	22.708	124,2%
8.028	10.866	13.776	71,6%	Inversiones (***) (MARS)	18.820	34.364	82,6%

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

(*) Para el acumulado Ene-Sep 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 para el acumulado Ene-Sep 2014 no incluyen las altas en los bienes de uso relacionadas a las adquisiciones del Grupo Apache en Argentina, de la participación en la UTE Puesto Hernández, Las Lajas y La Ventana.

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

- Los ingresos ordinarios en el tercer trimestre de 2014 ascendieron a 38.209 MARS, un 57,6% superiores al tercer trimestre de 2013.
- La utilidad operativa del presente trimestre alcanzó los 8.044 MARS, lo que representa un aumento del 133,6% respecto del mismo período del año anterior.
- En el tercer trimestre de 2014 el EBITDA fue 13.464 MARS, un 104,6% superior al mismo trimestre de 2013.
- La utilidad neta del tercer trimestre fue 3.212 MARS, superando en 127,2% a los 1.414 MARS reportados para el tercer trimestre de 2013.
- El flujo de caja operativo en el trimestre ascendió a los 18.249 MARS, un 95,1% superior al del mismo período del año 2013.
- En el tercer trimestre del año, la producción total de hidrocarburos aumentó 15,4% respecto del mismo trimestre del año 2013, alcanzando 573,0 Kbped. La producción de gas natural alcanzó los 44,9 Mm3d, siendo un 26,1% superior a la del mismo período de 2013, mientras que la producción de crudo aumentó un 4,6%, totalizando 246,0 Kbbld.
- En el negocio del Downstream, en el tercer trimestre de 2014, los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron el 94%, un 2,4% superior al mismo trimestre del año pasado.

- Las inversiones de bienes de uso en el tercer trimestre del año fueron 13.776 MARS, reflejando un incremento del 71,6% respecto de los 8.028 MARS invertidos durante el tercer trimestre del año 2013.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2014

Los ingresos ordinarios del tercer trimestre de 2014 ascendieron a 38.209 MARS, un 57,6% superiores a los del mismo período del año anterior. Dicho incremento ha sido generado principalmente por el aumento en el monto de las ventas en el mercado interno: (i) de naftas y gasoil de 8.681 MARS (+64%), (ii) de gas natural de 2.193 MARS (+86%), impulsada por la mayor producción del periodo y la inclusión de las ventas de YSUR por aproximadamente 441 MARS, (iii) de petroquímicos de 416 (+63%), (iv) de fuel oil de 348 MARS (+43%), y, (v) de JP1 de 348 MARS (+85%). Por su parte, las exportaciones aumentaron 576 MARS (+20%), como resultado del aumento de los precios medidos en pesos debido a la devaluación registrada en el periodo. En el trimestre, se destacan las exportaciones de harinas y aceites que totalizaron 983 MARS (+26%), las de jet fuel que alcanzaron los 855 MARS (+49%) y las exportaciones de productos petroquímicos que fueron 704 MARS (+61%).

Los costos de ventas del tercer trimestre de 2014 fueron 26.365 MARS, un 47,5% superiores a los del tercer trimestre del año 2013. Las compras aumentaron fundamentalmente por el incremento en el precio expresado en pesos del crudo comprado a terceros en el mercado doméstico que superó a la baja en los volúmenes comprados debido a la mayor producción propia del periodo (+635 MARS), y, por su parte, las importaciones de gasoil disminuyeron un 7% debido a que la baja del 36% de los volúmenes comprados fueron parcialmente compensados por los mayores precios medidos en pesos del producto importado, mientras que no se han registrado importaciones de nafta en el trimestre, igual situación que en el mismo periodo 2013. Por su parte, los otros costos de ventas aumentaron fundamentalmente por: (i) el aumento en la depreciación de los bienes de uso de 2.183 MARS vinculado al mayor nivel de inversiones realizadas y como consecuencia del incremento en el tipo de cambio del Peso frente al Dólar que afecta el cargo por amortización, (ii) la mayor actividad y cargos reflejados en contrataciones de obras y servicios de 2.023 MARS, impactado también por la inclusión de YSUR, y, (iii) los mayores pagos de regalías de 976 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 505 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

Los gastos de comercialización en el tercer trimestre de 2014 fueron 2.766 MARS, presentando un incremento de 780 MARS comparados con el mismo período de 2013, motivado fundamentalmente por mayores cargos por transporte de productos y a los mayores volúmenes transportados y comercializados, como así también por mayores cargos del impuesto a los créditos y débitos bancarios, todo esto compensado mayormente por menores retenciones a las exportaciones, debido principalmente a los menores volúmenes exportados de crudo. Los gastos de administración del tercer trimestre de 2014 ascendieron a 1.119 MARS, presentando un aumento de 465 MARS en relación al



tercer trimestre de 2013. El aumento fue principalmente debido a incrementos en los gastos de personal y a los mayores costos en contrataciones de servicios informáticos, como así también por la incorporación de YSUR. Los Otros Ingresos (Egresos) Netos, tuvieron una variación positiva de aproximadamente 397 MARS en el tercer trimestre de 2014 con respecto a igual período de 2013. Esto se debió mayormente al ingreso obtenido por la venta a Sinopec del 30% de la participación en la extensión de la concesión del área La Ventana en la provincia de Mendoza, que oportunamente había sido renovada de forma exclusiva.

Los resultados financieros correspondientes al tercer trimestre del año 2014 fueron negativos en 53 MARS, en comparación con los 540 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 tercer trimestre de 2014. A su vez, se registraron mayores resultados financieros negativos producto de un mayor devengamiento de intereses correspondiente a la deuda financiera.

El cargo por impuesto a las ganancias en el tercer trimestre de 2014 alcanzó 4.810 MARS, aproximadamente 2.299 MARS superior al cargo correspondiente al tercer trimestre del año 2013, el cual había alcanzado los 2.511 MARS. El mencionado incremento tiene su origen principalmente en el mayor cargo de impuesto a las ganancias corriente por 2.931 MARS (+1.893 MARS), asociado fundamentalmente a los mayores resultados y en menor medida el cargo por impuesto diferido que aumentó 406 MARS.

La utilidad neta del período fue de 3.212 MARS, un 127,2% superior a la del mismo período del año 2013.

Las inversiones totales en bienes de uso del trimestre alcanzaron los 13.776 MARS superando en un 71,6% las realizadas en el tercer trimestre de 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 TERCER TRIMESTRE DE 2014

3.1 UPSTREAM

3T 2013	2T 2014	3T 2014	Var.% 2014/2013	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep (*) 2013	Ene-Sep 2014	Var.% 2013/2012
2.135	3.305	4.463	109,0%	Utilidad operativa (MARS)	5.450	10.781	97,8%
10.963	16.685	19.357	76,6%	Ventas netas (MARS)	30.024	50.961	69,7%
235,1	240,9	246,0	4,6%	Producción crudo (Kbbld)	229,9	242,8	5,6%
37,7	41,2	44,6	18,3%	Producción NGL (Kbbld)	46,0	46,5	1,1%
35,6	43,5	44,9	26,1%	Producción gas (Mm3d)	33,3	41,9	25,8%
496,5	555,8	573,0	15,4%	Producción total (Kbped)	485,4	553,0	13,9%
279	727	306	9,5%	Gastos de exploración (MARS)	525	1.230	134,3%
6.642	8.672	11.120	67,4%	Inversiones (**) (MARS)	15.810	28.395	79,6%
2.675	3.745	4.618	72,6%	Amortizaciones (MARS)	6.689	11.664	74,4%
Precios de Realización							
70,8	75,5	76,1	7,5%	Crudo mercado local Promedio período (***) (USD/bbl)	70,3	72,7	3,5%
3,89	4,18	4,28	10,0%	Precio promedio gas (****) (USD/Mmbtu)	3,79	4,24	12,0%

(*) Para el acumulado Ene-Sep 2013 se presentan los resultados recurrentes, que no incluyen la provisión por los reclamos relacionados al arbitraje con AESU y TGM. (**) Las Inversiones para el acumulado Ene-Sep 2014 no incluyen las altas en los bienes de uso relacionadas a las adquisiciones del Grupo Apache en Argentina, de la participación en la UTE Puesto Hernández, Las Lajas y La Ventana. (***) En el segundo y tercer trimestre de 2014 incluye el precio de venta de crudo de YSUR. (****) Los valores del 3T 2013 y acumulados Ene-Sep 2013 fueron recalculados. Además, en el segundo y tercer trimestre de 2014 incluye el precio de venta de gas de YSUR.

La **utilidad operativa** del Upstream ascendió a 4.463 MARS, un 109% superior a la del 3T 2013.

En el tercer trimestre de 2014, las ventas crecieron un 76,6% en relación al mismo periodo de 2013, atribuible a mayores ventas de crudo y gas natural. Las ventas de crudo aumentaron un 71,8% (+6.319 MARS) debido al incremento de precio del barril en pesos del 55%, y a los mayores volúmenes producidos y transferidos a nuestro segmento de Downstream, efecto que fue parcialmente compensado por la baja de las exportaciones de crudo (-181 MARS). Los ingresos de gas natural aumentaron un 85% en relación al tercer 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 tercer trimestre de 2014 aumentó un 7,5% hasta los 76,1 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el precio promedio fue de 4,28 USD/Mmbtu, un 10% superior al del tercer trimestre de 2013. En ambos productos, se consolida el precio de venta de crudo y gas natural de YSUR, 82,2 USD/bbl y 3,10 USD/Mmbtu, respectivamente.



En el tercer trimestre de 2014, la producción total de hidrocarburos alcanzó los 573,0 Kbped, un 15,4% superior a la del mismo trimestre de 2013, la producción de crudo fue 246,0 Kbbld (+4,6%), la producción de gas natural fue 44,9 Mm3d (+26,1%) y la producción de NGL fue 44,6 Kbbld (+18,3%).

La producción diaria de hidrocarburos consolidada de YSUR fue de 48,9 Kbped, compuestos por 9,5 Kbbld de crudo, 2,1 Kbbld de NGL y 5,9 Mm3d de gas natural.

Durante el tercer trimestre de 2014, en las áreas no convencionales se han producido un total de 31,9 Kbped de hidrocarburos, compuestos por 18,9 Kbbld de crudo, 6,0 Kbbld de NGL y 1,1 Mm3d de gas natural, de los cuales YPF consolida aproximadamente el 50%. En cuanto a la actividad de desarrollo, se han puesto en producción 40 pozos con objetivo Vaca Muerta, alcanzando un total a la fecha de casi 270 pozos. La operación cuenta con 23 equipos activos de perforación y 8 de workover.

En cuanto a la actividad en tight gas: (i) en el proyecto con el objetivo de desarrollar la formación Lajas, durante el tercer trimestre de 2014, se perforaron y pusieron en producción 12 pozos y la producción promedio de gas natural fue de 4,10 Mm3d, y, (ii) en el proyecto con el objetivo de desarrollar la formación Mulichinco en el área de Rincón del Mangrullo se alcanzó una producción de gas natural de 0,73 Mm3d neta para YPF.

Por su parte, se continúa trabajando en la recuperación de la producción del área de Malargüe, afectada en marzo de este año por el incidente ocurrido en la planta de Cerro Divisadero, ubicada en la provincia de Mendoza. Durante el tercer trimestre de 2014, la producción de Malargüe alcanzó una producción de crudo promedio de 5,8 kbbld (3,4 kbbld menos que antes del incidente).

Durante el trimestre se obtuvo un ingreso de 359 MARS por la venta a Sinopec del 30% de la participación en la extensión de la concesión del área La Ventana en la provincia de Mendoza, que oportunamente había sido renovada de forma exclusiva, registrado bajo la línea Otros Ingresos (Egresos) Netos.

Los costos, en el tercer trimestre de 2014, aumentaron un 68,7% (+6.066 MARS), principalmente por: (i) las mayores amortizaciones de 1.943 MARS como consecuencia del incremento en inversiones y el incremento del valor de los activos en pesos, (ii) el incremento en servicios contratados a terceros por 1.602 MARS, principalmente asociados a mayor actividad y la inclusión de YSUR, (iii) las mayores regalías de 976 MARS, fundamentalmente por el incremento de volúmenes producidos y un mayor precio denominado en pesos en boca de pozo y la inclusión de YSUR, y, (iv) el aumento en los gastos de exploración de 27 MARS debido principalmente a mayores cargos por gastos de estudios geológicos realizados en el presente período. Se destaca que en este trimestre en comparación del tercer trimestre de 2013, los costos erogables unitarios en dólares disminuyeron casi un 2%, manteniéndose en el mismo nivel que el trimestre inmediatamente anterior, principalmente debido a la combinación de mayor producción y el impacto de la devaluación del tipo de cambio que compensaron el aumento de actividad.

La utilidad operativa 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 121 MARS, en comparación a



los 25 MARS del tercer trimestre del 2013. Cabe aclarar que esta variación se encuentra incluida en la explicación mencionada precedentemente.

Inversiones

Las inversiones en Upstream totalizaron 11.120 MARS en el tercer trimestre de 2014, superando los 6.642 MARS del mismo período de 2013 en un 67,4%.

En la cuenca Neuquina la actividad del tercer trimestre de 2014 estuvo enfocada principalmente en el desarrollo de los bloques Loma Campana, Aguada Toledo - Sierra Barrosa, Rincón del Mangrullo, y Chachahuen. Continúa la actividad de desarrollo en la Cuenca Cuyana, principalmente en el bloque La Ventana, mientras que en el Golfo San Jorge, la mayor actividad estuvo centrada en Cañadón de la Escondida, Los Perales y Pico Truncado, dentro de la provincia de Santa Cruz y Manantiales Behr y El Trébol - Escalante en la provincia de Chubut.

En lo que concierne a la actividad exploratoria, el tercer trimestre del 2014 cubrió las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge y Cuyana.

En la Cuenca Cuyana, la actividad se focalizó en la evaluación del bloque La Ventana.

En la Cuenca Neuquina se registró actividad exploratoria a objetivos convencionales y no convencionales. La actividad exploratoria convencional se enfocó en objetivos profundos en los bloques Bajo del Piche, Cañadón Amarillo y Señal Cerro Bayo. La actividad exploratoria no convencional estuvo asociada a los bloques Bajo del Toro, Bajada de Añelo y La Ribera. Complementariamente se evaluaron objetivos "tight" en Loma La Lata y "shale" en el bloque Filo Morado.

En la Cuenca Golfo San Jorge la actividad se concentró en la evaluación de objetivos profundos en el flanco oeste en los bloques Los Perales y Cañadón de la Escondida y en el flanco norte en el bloque Manantiales Behr.

Como resultado de la actividad desarrollada durante el tercer trimestre se documentaron tres descubrimientos: (i) petróleo y gas en la provincia de Santa Cruz, bloque Los Perales – Las Mesetas, (ii) petróleo y gas en la provincia de Neuquén, bloque Filo Morado, y, (iii) petróleo en la provincia de Mendoza, bloque Cañadón Amarillo.

Al cierre del tercer trimestre del año se han finalizado 27 pozos exploratorios y 4 workovers.

3.2 DOWNSTREAM

3T 2013	2T 2014	3T 2014	Var.% 3T14 / 3T13	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2013	Ene-Sep 2014	Var.% 2014 / 2013
1.534	2.921	3.864	151,9%	Utilidad operativa (MARS)	3.954	9.238	133,6%
23.163	33.079	35.746	54,3%	Ventas netas (MARS)	62.148	98.396	58,3%
4.188	4.087	4.297	2,6%	Ventas de productos refinados mercado interno (*) (Km3)	11.894	12.383	4,1%
355	375	284	-20,0%	Exportación productos refinados (Km3)	1.070	1.113	4,0%
208	216	232	11,5%	Ventas de productos químicos mercado interno (**) (Ktn)	583	633	8,6%
76	55	88	15,8%	Exportación de productos químicos (**) (Ktn)	232	200	-13,8%
292	292	299	2,4%	Crudo procesado (Kbped)	275	289	5,1%
91%	91%	94%	2,4%	Utilización de las refinerías (%)	86%	90%	5,1%
1.276	1.833	2.312	81,2%	Inversiones (MARS)	2.797	5.144	83,9%
368	589	634	72,4%	Amortizaciones (MARS)	967	1.770	83,0%
713	774	789	10,6%	Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (USD/m3)	715	755	5,7%
797	811	824	3,4%	Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (USD/m3)	786	794	1,1%

(*) No incluye las ventas de GLP de YSUR.

(**) No incluye las ventas de fertilizantes.

La **utilidad operativa** del Downstream en el tercer trimestre de este año 2014 ascendió a 3.864 MARS, un 151,9% superior a los 1.534 MARS alcanzados en el tercer trimestre de 2013.

Las ventas netas crecieron un 54,3% en relación al tercer 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 2.859 MARS y 4.801 MARS respectivamente. Asimismo los volúmenes comercializados de naftas y gasoil reportaron un aumento de 3,3% (+224 MARS) y 5,4% (+797 MARS) respectivamente en comparación al tercer trimestre de 2013. Por su parte, en el mismo periodo, las exportaciones de harinas y aceites totalizaron 983 MARS (+203 MARS) y las de jet fuel sumaron 855 MARS (+282 MARS). A su vez, las ventas en el mercado local e internacional de productos petroquímicos alcanzaron los 1.782 MARS (+684 MARS), un aumento explicado tanto por los mayores volúmenes de productos comercializados (+258 MARS) como por el incremento de precios denominados en pesos de los productos comercializados (+426 MARS), mientras que las ventas de fuel oil totalizaron 1.735 MARS



(+372 MARS), incremento explicado en su totalidad por los mayores precios denominados en pesos (+794 MARS), que compensaron la baja en los volúmenes vendidos (-423 MARS).

En el tercer trimestre de 2014 los costos se incrementaron un 47,4% (+10.253 MARS) en relación al mismo periodo del año anterior. Se destacan: (i) el aumento del crudo de 7.007 MARS, principalmente por el aumento del precio del crudo denominado en pesos, tanto en los volúmenes transferidos desde el Upstream como de las compras de crudo a otros productores, (ii) el incremento en los precios y volúmenes de biocombustibles comprados de 999 MARS, y (iii) el aumento en las amortizaciones de 266 MARS. Por su parte, las importaciones de gasoil disminuyeron un 7%, de 1.321 MARS a 1.224 MARS, debido a que la baja del 36% de los volúmenes comprados fue parcialmente compensada por los mayores precios medidos en pesos del producto importado.

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 505 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 299 Kbbld, un 2,4% superior al del tercer trimestre del 2013, debido principalmente a tener una mayor disponibilidad de crudo liviano. Permitted equipararnos en niveles de procesamiento previos al incidente de en la Refinería La Plata del pasado 2 de abril de 2013.

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 237 MARS en comparación con los 202 MARS del tercer trimestre de 2013. Cabe aclarar que esta variación se encuentra incluida en la explicación mencionada precedentemente.

Inversiones

Las inversiones de Downstream del tercer trimestre del 2014 alcanzaron los 2.312 MARS, superando en un 81,2% 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 Alquilarción 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 tercer trimestre del año ascendió a -471 MARS, siendo este inferior a los -291 MARS del mismo período 2013 en 180 MARS. Los mayores costos en la corporación se vieron impulsados por incremento de salarios y cargas sociales, mayores honorarios por contratación de servicios informáticos 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 188 MARS en el tercer trimestre de 2014 y de 66 MARS en el tercer trimestre de 2013.

3.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

El resultado de las compañías no controladas en el tercer trimestre del año mostró un resultado de 38 MARS, habiendo sido el resultado obtenido en el tercer trimestre del año anterior negativo en 56 MARS. Dicha variación surge principalmente por los mejores resultados de Profertil y Refinor.

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el tercer trimestre del año 2014, la generación de caja operativa alcanzó los 18.249 MARS, un 95,1% mayor a la del mismo período del año anterior. Este incremento de 8.893 MARS se produjo principalmente por el crecimiento del EBITDA de 6.883 MARS y por una reducción del capital de trabajo.

A su vez, en relación al cierre del trimestre anterior, el efectivo y equivalentes de la compañía aumentó en 4.425 MARS hasta los 15.873 MARS al final del tercer trimestre del 2014, debido a la generación de caja del trimestre y a la refinanciación de vencimientos de deuda mediante la emisión de obligaciones negociables en el mercado local. La deuda financiera neta reportó una baja de 1.498 MARS (-4,3%), alcanzando los 33.245 MARS para al final del tercer trimestre 2014.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del tercer trimestre de 2014 fue de 25,1%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 6,64%.

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 tercer trimestre:

ON	Monto	Tasa de interés	Madurez
Clase XXXIV (3T 2014)	1.000 MARS	BADLAR + 0,10%	120 meses
Clase XXXV (3T 2014)	750 MARS	BADLAR + 3,50%	60 meses

5. TABLAS Y NOTAS
Resultados 3° TRIMESTRE 2014

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

3T 2013	2T 2014	3T 2014	Var.% 3T14 / 3T13		Ene-Sep 2013	Ene-Sep 2014	Var.% 9M14 / 9M13
24.244	35.330	38.209	57,6%	Ingresos Ordinarios	64.819	104.203	60,8%
(17.875)	(25.427)	(26.365)	47,5%	Costos de Ventas	(48.386)	(74.808)	54,6%
6.369	9.903	11.844	86,0%	Utilidad bruta	16.433	29.395	78,9%
(1.986)	(2.317)	(2.766)	39,3%	Gastos de comercialización	(5.555)	(7.287)	31,2%
(654)	(1.180)	(1.119)	71,1%	Gastos de administración	(1.889)	(3.116)	65,0%
(279)	(727)	(306)	9,7%	Gastos de exploración	(525)	(1.230)	134,3%
(6)	271	391	-6616,7%	Otros gastos	(1.124)	616	-154,8%
3.444	5.950	8.044	133,6%	Utilidad operativa	7.340	18.378	150,4%
(56)	26	38	167,9%	Resultado de las inversiones en sociedades	77	61	-20,8%
(521)	102	(140)	-73,1%	Resultados financieros:			
257	318	480	86,8%	Generados por activos	(789)	(1.162)	47,3%
(778)	(216)	(620)	-20,3%	Intereses	573	1.078	88,1%
1.061	(1.184)	87	-91,8%	Diferencias de cambio	(1.362)	(2.240)	64,5%
(935)	(1.943)	(1.793)	91,8%	Generados por pasivos	1.755	4.610	162,7%
1.996	759	1.880	-5,8%	Intereses	(2.360)	(5.304)	124,7%
3.928	4.894	8.029	104,4%	Diferencias de cambio	4.115	9.914	140,9%
(1.038)	(2.891)	(2.931)	182,4%	Utilidad neta antes de imp. a las ganancias	8.383	21.887	161,1%
(1.473)	(460)	(1.879)	27,6%	Impuesto a las ganancias corriente	(3.041)	(5.961)	96,0%
3	17	7		Impuesto a las ganancias diferido	(2.141)	(8.377)	291,3%
1.414	1.526	3.212	127,2%	Utilidad neta atribuible al interes no controlante	(6)	(70)	
3,60	3,89	8,19	127,1%	Utilidad neta del período (*)	3.207	7.619	137,6%
3.156	1.405	2.515	-20,3%	Utilidad neta por acción básico y diluida (*)	8,16	19,43	138,0%
4.573	2.948	5.734	25,4%	Otros Resultados integrales	6.370	15.159	138,0%
6.581	10.464	13.464	104,6%	Resultado integral total del período	9.571	22.708	137,3%
				EBITDA (**)	15.271	32.288	111,4%

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>30/09/2014</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	2.446	4.855
Bienes de uso	93.496	144.675
Inversiones en sociedades	2.124	2.552
Activos por impuesto diferido	34	97
Otros créditos y anticipos	2.927	2.300
Créditos por ventas	54	9
Total del activo no corriente	<u>101.081</u>	<u>154.488</u>
Activo Corriente		
Bienes de cambio	9.881	12.361
Otros créditos y anticipos	6.506	8.149
Créditos por ventas	7.414	12.507
Activos disponibles para la venta	-	1.634
Efectivo y equivalentes de efectivo	10.713	15.873
Total del activo corriente	<u>34.514</u>	<u>50.524</u>
Total del activo	<u>135.595</u>	<u>205.012</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.600	10.458
Reservas y resultados no asignados	37.416	59.730
Interés no controlante	224	154
Total Patrimonio Neto	<u>48.240</u>	<u>70.342</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	19.172	24.390
Pasivos por impuesto diferido	11.459	21.285
Otras cargas fiscales	362	315
Remuneraciones y cargas sociales	8	-
Préstamos	23.076	36.693
Cuentas por pagar	470	614
Total del pasivo no corriente	<u>54.547</u>	<u>83.297</u>
Pasivo Corriente		
Provisiones	1.396	1.622
Impuesto a las ganancias a pagar	122	3.525
Otras cargas fiscales	1.045	4.185
Remuneraciones y cargas sociales	1.119	1.606
Préstamos	8.814	12.425
Cuentas por pagar	20.312	28.010
Dividendos a pagar	-	-
Total del pasivo corriente	<u>32.808</u>	<u>51.373</u>
Total del pasivo	<u>87.355</u>	<u>134.670</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>135.595</u>	<u>205.012</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)

3T 2013	2T 2014	3T 2014		Ene-Sep 2013	Ene-Sep 2014
			Flujos de Efectivo de las operaciones		
1.417	1.543	3.219	Utilidad neta consolidado del período	3.201	7.549
56	(26)	(38)	Resultados de las inversiones en sociedades	(77)	(61)
3.088	4.414	5.343	Depreciación de bienes de uso	7.789	13.660
49	100	77	Amortización de activos intangibles	142	250
(57)	(53)	(145)	Recompra de acciones propias en cartera	(93)	(198)
567	788	868	Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	1.658	2.671
455	939	922	Aumento neto de provisiones	2.281	2.465
(218)	558	1.112	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	(37)	1.813
51	14	28	Plan de beneficios en acciones	73	56
-	(386)	(505)	Seguros devengados	-	(1.632)
			Cambios en activos y pasivos:		
(1.549)	(1.447)	(707)	Créditos por ventas	(4.032)	(4.150)
837	2.314	(64)	Otros créditos y anticipos	(204)	(802)
(66)	(381)	(384)	Bienes de cambio	(1.480)	(2.425)
3.134	1.484	1.323	Cuentas por pagar	4.625	1.663
(128)	(674)	2.082	Otras cargas fiscales	118	3.006
205	208	419	Remuneraciones y cargas sociales	77	431
(242)	(410)	(426)	Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(516)	(1.580)
15	215	18	Dividendos cobrados	136	233
-	591	1.098	Cobro de seguros por pérdida de beneficio	-	1.689
1.742	1.639	4.009	Cargo neto de pagos de impuesto a las ganancias	2.718	11.756
2.511	3.351	4.810	Cargo por impuesto a las ganancias	5.182	14.338
(769)	(1.712)	(801)	Pagos de impuesto a las ganancias	(2.464)	(2.582)
9.356	11.430	18.249	Flujos de Efectivo de las Operaciones	16.379	36.394
			Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
			Pagos por inversiones:		
(7.466)	(10.335)	(13.213)	Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(18.203)	(35.365)
(11)	-	(9)	Aportes de capital en inversiones en sociedades	(11)	(94)
-	180	-	Anticipos recibidos por venta de bienes de uso	-	1.711
-	(186)	(357)	Adquisición de participación en UTEs	-	(869)
-	(1)	-	Adquisición de subsidiarias neta de fondos adquiridos	107	(6.103)
-	1.210	-	Cobro de seguros por daño material	-	1.818
(7.477)	(9.132)	(13.579)	Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión	(18.107)	(38.902)
			Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación		
(1.311)	(3.839)	(3.030)	Pago de préstamos	(4.892)	(9.012)
(732)	(1.360)	(1.114)	Pago de intereses	(1.833)	(3.413)
2.219	10.949	4.141	Préstamos obtenidos	10.846	19.342
(326)	-	(464)	Dividendos Pagados	(326)	(464)
(150)	5.750	(467)	Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación	3.795	6.453
34	291	222	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	89	1.215
1.763	8.339	4.425	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	2.156	5.160
5.140	3.109	11.448	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	4.747	10.713
6.903	11.448	15.873	Efectivo y equivalentes al cierre del período	6.903	15.873
1.763	8.339	4.425	(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes	2.156	5.160
			COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO		
883	6.202	6.567	Caja y Bancos	883	6.567
6.020	5.246	9.306	Otros Activos Financieros	6.020	9.306
6.903	11.448	15.873	TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	6.903	15.873

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)

3T 2014	Upstream	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	2.607	35.459	143	-	38.209
Ingresos intersegmentos	16.750	287	1.476	-18.513	-
Ingresos ordinarios	19.357	35.746	1.619	-18.513	38.209
Utilidad operativa	4.463	3.864	-471	188	8.044
Resultado de inversiones en sociedades	-3	41	-	-	38
Depreciación de bienes de uso	4.618	634	91	-	5.343
Inversión de bienes de uso	11.120	2.312	344	-	13.776
Activos	117.737	67.692	22.279	-2.696	205.012

3T 2013	Upstream	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	1.162	22.893	189	-	24.244
Ingresos intersegmentos	9.801	270	563	-10.634	-
Ingresos ordinarios	10.963	23.163	752	-10.634	24.244
Utilidad operativa	2.135	1.534	-291	66	3.444
Resultado de inversiones en sociedades	-11	-45	-	-	-56
Depreciación de bienes de uso	2.675	368	45	-	3.088
Inversión de bienes de uso	6.766	1.276	110	-	8.152
Activos	58.485	43.505	10.568	-1.288	111.270

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

<i>Millones de USD</i>	2013	2014	2014	Var	2013	2014	Var
	3T	2T	3T	3T 14 / 3T 13	Ene - Sep (*)	Ene - Sep	9M 14 / 9M 2013
ESTADO DE RESULTADOS							
Ingresos Ordinarios	4.355	4.413	4.632	6,4%	12.319	13.113	6,4%
Costos de Ventas	-3.211	-3.176	-3.196	-0,4%	-9.196	-9.414	2,4%
Utilidad bruta	1.144	1.237	1.436	25,5%	3.123	3.699	18,4%
Gastos de comercialización	-357	-289	-335	-6,0%	-1.056	-917	-13,1%
Gastos de administración	-117	-147	-136	15,5%	-359	-392	9,2%
Gastos de exploración	-50	-91	-37	-26,0%	-100	-155	55,1%
Otros gastos	-1	34	47	-4498,4%	-51	78	-251,6%
Utilidad operativa	619	743	975	57,6%	1.557	2.313	48,5%
Depreciación de bienes de uso	555	551	648	16,8%	1.480	1.719	16,1%
Amortización de activos intangibles	9	12	9	6,1%	27	31	16,6%
EBITDA	1.182	1.307	1.632	38,1%	3.065	4.063	32,6%
UPSTREAM							
Ventas netas	1.969	2.084	2.347	19,2%	5.706	6.413	12,4%
Utilidad operativa	383	413	541	41,1%	1.036	1.357	31,0%
Amortizaciones	480	468	560	16,5%	1.271	1.468	15,5%
Inversiones	1.193	1.083	1.348	13,0%	3.005	3.573	18,9%
DOWNSTREAM							
Ventas netas	4.161	4.132	4.334	4,2%	11.811	12.382	4,8%
Utilidad operativa	276	365	468	70,0%	751	1.162	54,7%
Amortizaciones	66	74	77	16,3%	184	223	21,2%
Inversiones	229	229	280	22,3%	532	647	21,8%
ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS							
Utilidad operativa	-52	-46	-57	9,2%	-205	-150	-27,1%
Inversiones	20	45	42	111,1%	40	104	156,5%
AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN							
Utilidad operativa	12	11	23	92,3%	-24	-57	133,3%
Tipo de cambio promedio del período	5,57	8,01	8,25		5,26	7,95	

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 período.

(*) Para estos períodos se presentan los resultados recurrentes, que no incluye el impacto de la provisión por los reclamos relacionados al arbitraje con AES Uruguaiana Empreidimientos 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	3T	Acum. 3T 2014
Producción										
Producción de crudo	Kbbl	20.365	20.770	21.625	22.019	84.780	21.742	21.918	22.634	66.294
Producción de NGL	Kbbl	4.918	4.162	3.471	5.033	17.584	4.858	3.751	4.099	12.708
Producción de gas	Mm3	2.824	3.001	3.272	3.262	12.359	3.350	3.960	4.131	11.442
PRODUCCION TOTAL	Kbpe	43.045	43.806	45.675	47.568	180.094	47.672	50.577	52.714	150.963
Henry Hub	US\$/mbtu	3,48	4,09	3,58	3,60	3,69	4,94	4,67	4,06	4,55
Brent	US\$/bbl	112,48	102,58	110,27	109,21	108,63	108,17	109,70	101,82	106,56
Ventas										
Ventas de productos refinados										
Mercado interno										
Motonaftas	Km3	1.159	1.060	1.121	1.206	4.545	1.229	1.126	1.158	3.513
Gasoil	Km3	1.946	2.057	2.048	2.047	8.098	1.920	2.043	2.160	6.122
JP1 y Kerosene	Km3	108	111	112	118	449	124	108	116	348
Fuel Oil	Km3	129	100	293	239	760	294	297	257	848
LPG	Km3	168	220	265	144	796	146	210	245	601
LPG vendido por YSUR	Km3	-	-	-	-	-	5	26	30	61
Otros (*)	Km3	379	270	350	340	1.338	286	304	361	951
Total mercado interno	Km3	3.889	3.819	4.188	4.094	15.988	4.004	4.113	4.327	12.444
Exportación										
Nafta Virgen	Km3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JP1 y Kerosene	Km3	131	121	127	126	505	129	116	126	372
LPG	Km3	123	36	30	104	293	124	35	24	183
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	186	98	189	191	664	194	205	128	526
Otros (**)	Km3	10	10	9	11	39	8	18	5	31
Total Exportación	Km3	450	265	355	432	1.502	455	375	284	1.113
Total ventas productos refinados	Km3	4.339	4.084	4.542	4.526	17.490	4.459	4.488	4.610	13.557
Ventas de productos químicos										
Mercado interno										
Fertilizantes	Ktn	24	27	68	105	224	32	39	76	147
Metanol	Ktn	49	57	64	66	236	47	73	103	223
Otros	Ktn	130	138	143	132	543	138	143	129	410
Total mercado interno	Ktn	203	222	276	303	1.003	217	255	308	780
Exportación										
Metanol	Ktn	8	22	1	10	41	33	22	21	76
Otros	Ktn	62	64	75	39	240	24	33	67	124
Total exportación	Ktn	70	86	76	49	281	57	55	88	200
Total ventas productos químicos	Ktn	273	308	352	352	1.284	274	310	396	980
Ventas de otros productos										
Granos, harinas y aceites										
Mercado interno	Ktn	39	30	24	31	124	20	22	21	63
Exportación	Ktn	87	239	284	159	769	85	251	292	628
Total granos, harinas y aceites	Ktn	126	269	308	190	893	105	273	313	691
Principales volúmenes importados										
Naftas y Jet Fuel	Km3	94	198	0	0	292	179	94	0	274
Gasoil	Km3	183	420	296	351	1.250	473	275	191	939

(*) 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