

# **YPF S.A.**

## **Resultados Consolidados**

### **3T 2015**



## INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2015.....	3
<b>2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2015.....</b>	<b>4</b>
<b>3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL TERCER TRIMESTRE DE 2015 .....</b>	<b>7</b>
3.1 UPSTREAM.....	7
3.2 DOWNSTREAM .....	10
3.3 ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS.....	12
3.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS .....	12
<b>4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL .....</b>	<b>12</b>
<b>5. TABLAS Y NOTAS .....</b>	<b>14</b>
5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO .....	15
5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO .....	16
5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO.....	17
5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DEL NEGOCIO .....	18
5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DOLARES ESTADOUNIDENSES .....	19
5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS.....	20

## El EBITDA del tercer trimestre de 2015 alcanzó los Ps 13,4 MM un 1,8% inferior al tercer trimestre 2014.

3T 2014	2T 2015	3T 2015	Var.% 3T 15 / 3T 14	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2014	Ene-Sep 2015	Var.% 2015 / 2014
38.209	39.557	<b>40.931</b>	7,1%	<b>Ingresos Ordinarios</b> (Ps M)	104.203	<b>115.190</b>	10,5%
8.044	5.578	<b>5.631</b>	-30,0%	<b>Utilidad operativa</b> (Ps M)	18.378	<b>15.678</b>	-14,7%
3.212	2.297	<b>1.850</b>	-42,4%	<b>Utilidad neta (*)</b> (Ps M)	7.619	<b>6.274</b>	-17,7%
13.603	12.395	<b>13.363</b>	-1,8%	<b>EBITDA</b> (Ps M)	32.975	<b>35.967</b>	9,1%
8,19	5,86	<b>4,72</b>	-42,3%	<b>Utilidad neta por acción (*)</b> (Ps /acción)	19,43	<b>16,00</b>	-17,6%
13.787	14.758	<b>15.730</b>	14,1%	<b>Inversiones (**)</b> (Ps M)	40.912	<b>42.839</b>	4,7%

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

(\*) Atribuible al accionista controlante. (\*\*) Las Inversiones para el acumulado Ene-Sep 2014 incluyen las altas por las adquisiciones de los activos del grupo Apache (neta de la cesión a Pluspetrol) y la participación adicional del 38,45% en la UTE Puesto Hernández.

*(Cifras expresadas en Miles de Millones de Pesos = Ps MM)*

### 1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2015

- Los ingresos ordinarios en el tercer trimestre de 2015 ascendieron a Ps 40,9 MM, un 7,1% superiores al tercer trimestre de 2014.
- La utilidad operativa del presente trimestre alcanzó los Ps 5,6 MM, lo que representa una disminución del 30,0% respecto del mismo período del año anterior.
- En el tercer trimestre de 2015 el EBITDA fue Ps 13,4 MM, un 1,8% inferior al mismo trimestre de 2014.
- La utilidad neta del tercer trimestre fue Ps 1,9 MM, un 42,4% inferior a los Ps 3,2 MM reportados para el tercer trimestre de 2014.
- En el tercer trimestre del año, la producción total de hidrocarburos se mantuvo en similar nivel respecto del mismo trimestre del año 2014, alcanzando 571,9 Kbped. La producción de crudo alcanzó los 249,3 Kbbld, siendo un 1,3% superior a la del mismo período de 2014, mientras que la producción de gas natural disminuyó un 1,4%, totalizando 44,4 Mm3d.
- En el negocio del Downstream, en el tercer trimestre de 2015, los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron el 93%, un 0,6% inferior al mismo trimestre del año pasado.

- Las inversiones en bienes de uso en el tercer trimestre del año fueron Ps 15,7 MM, reflejando un incremento del 14,1% respecto de los Ps 13,8 MM invertidos durante el tercer trimestre del año 2014.

## **2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2015**

Los ingresos ordinarios del tercer trimestre de 2015 ascendieron a Ps 40,9 MM, siendo un 7,1% superiores a los del mismo período del año anterior. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos antes mencionados, se destacan:

- (i) Las ventas de naftas aumentaron Ps 1,0 MM gracias a un incremento del 10,0% en el precio promedio y a un incremento en los volúmenes totales despachados del 4,3%, destacándose un aumento del 33,7% en los volúmenes vendidos de nafta Infinia;
- (ii) Las ventas de gas oil disminuyeron Ps 0,2 MM debido a la combinación de un incremento del 8,8% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a una disminución en los volúmenes comercializados totales del 5,5%, especialmente por los factores climáticos adversos verificados en el presente trimestre que afectaron el normal desarrollo de la actividad agropecuaria y el transporte, destacándose sin embargo un incremento del 24,3% en los volúmenes vendidos de Eurodiesel (gas oil Premium);
- (iii) Las ventas de fuel oil en el mercado local se incrementaron en Ps 0,7 MM debido a un aumento en el precio promedio y un aumento en los volúmenes comercializados de un 47,0%;
- (iv) Las ventas de gas natural en el mercado doméstico se incrementaron en Ps 0,6 MM consecuencia de un incremento en el precio promedio del 12,1% en pesos, principalmente debido a la aplicación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural sobre la producción incremental, sin haberse producido variaciones significativas en el volumen comercializado.
- (v) En cuanto a las ventas de productos petroquímicos, se registran menores ingresos en el mercado local por Ps 0,2 MM, debido a los menores precios en pesos, fundamentalmente a partir de la baja del precio de los productos atados al Brent, como también a la disminución del 11,0% en los volúmenes comercializados.
- (vi) Por su parte cabe destacar que las exportaciones de productos han reportado una disminución del 17,2% (Ps -0,6 MM) debido fundamentalmente a la baja en los precios internacionales de los mismos, no obstante se destacan en el trimestre las exportaciones de harinas, granos y aceites las cuales se incrementaron un 9,5%, totalizando Ps 1,0 MM.
- (vii) Durante el presente trimestre se devengaron Ps 0,5 MM correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Crudo aprobado por la Resolución 12/2015.

Los costos de ventas del tercer trimestre de 2015 fueron Ps 30,7 MM, un 16,3% superiores a los del tercer trimestre del año 2014. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

## a) Compras:

- Incremento neto de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente Ps 0,6 MM, debido a un incremento de los volúmenes adquiridos del 22,0% y a un aumento en el precio de compra en pesos del 2,5%;
- Mayores importaciones de gas oil y jet fuel por un valor neto de Ps 0,2 MM, habiéndose importado mayores volúmenes pero a menores precios;
- En el tercer trimestre de 2014 se había devengado un monto indemnizatorio de Ps 0,5 MM vinculado al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata en abril de 2013. Este importe fue registrado mayoritariamente como un menor costo por compras.
- Con respecto al siniestro que afectó las instalaciones de nuestra planta de tratamiento de crudo en Cerro Divisadero en Mendoza, en marzo de 2014, en el presente trimestre se devengó un monto indemnizatorio de Ps 0,6 MM. De este importe, Ps 0,4 MM fueron registrados como un menor costo por compras.

## b) Otros costos de producción:

- Incrementos en las depreciaciones de bienes de uso en aproximadamente Ps 1,5 MM debido fundamentalmente a las mayores inversiones en activos, especialmente en las áreas de explotación de recursos no convencionales y a la mayor apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la compañía;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción ("lifting cost") por aproximadamente Ps 0,9 MM, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 14,0%;
- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,3 MM, teniendo en cuenta principalmente un aumento del indicador unitario, medido en pesos, de un 25,6%;
- Mayores regalías por Ps 206 millones. De este incremento neto, Ps 141 millones corresponden a mayores regalías sobre la producción de petróleo crudo y Ps 65 millones a mayores regalías sobre la producción de gas natural;
- Incremento en los cargos provisionados para futuros trabajos de remediaciones medioambientales por aproximadamente Ps 0,2 MM.

Los gastos de comercialización en el tercer trimestre de 2015 fueron Ps 2,6 MM, presentando una disminución de Ps 0,2 MM (-6,5%) comparados con el mismo período de 2014. Los mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, fueron más que compensados por menores retenciones a las exportaciones, debido principalmente a la caída en los precios internacionales de los productos exportados y por el recupero de cargos por incobrabilidades provisionados oportunamente en relación a empresas distribuidoras de gas natural, a partir de los acuerdos suscriptos con algunos clientes de este segmento para regularizar sus deudas.



Los gastos de administración del tercer trimestre de 2015 ascendieron a Ps 1,3 MM, presentando un aumento de Ps 0,2 MM (+16,3%) en relación al tercer trimestre de 2014, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal y a mayores costos en contrataciones de servicios informáticos.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 1,2 MM, presentando un incremento del 286,3% respecto a los registrados en el tercer trimestre de 2014. Esta variación tiene su origen en los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas del tercer trimestre de 2015 versus similar período del año 2014 por un monto diferencial de Ps 0,6 MM, ocasionados fundamentalmente por la mayor actividad exploratoria desarrollada, destacando que la inversión exploratoria total en el tercer trimestre 2015 fue superior en un 30% a la de la gestión 2014. Adicionalmente, se realizaron mayores erogaciones por gastos de estudios geológicos y geofísicos, con un incremento de Ps 0,2 MM, principalmente por estudios de relevamiento sísmico en el área Chachahuen, en la provincia de Mendoza.

Nuestra compañía controlada Metrogas S.A. devengó un ingreso de Ps 0,2 MM correspondientes a la asistencia económica transitoria dispuesta por la Resolución N° 263/2015 de la Secretaría de Energía, habiendo reportado ganancias operativas de, Ps 249 millones y Ps 73 millones para el 3T 2015 y 3T 2014 respectivamente.

Los resultados financieros correspondientes al tercer trimestre del año 2015 fueron negativos en Ps 0,7 MM, en comparación con los Ps 53 millones negativos correspondientes al mismo período del año 2014. En este orden, se registraron mayores resultados financieros negativos producto de un mayor devengamiento de intereses correspondiente a la mayor deuda financiera.

El cargo por impuesto a las ganancias en el tercer trimestre del año 2015 alcanzó los Ps 3,1 MM, en comparación con el cargo de Ps 4,8 MM correspondientes al tercer trimestre del año 2014. Esta diferencia tiene su origen principalmente en la menor utilidad antes de impuestos (-38,1%) producto de los efectos mencionados en párrafos precedentes.

La utilidad neta del período fue de Ps 1,9 MM, un 42,4% inferior a la del mismo período del año 2014.

Las inversiones totales en bienes de uso del trimestre alcanzaron los Ps 15,7 MM siendo superiores en un 14,1% respecto a las inversiones en bienes de uso realizadas durante el tercer trimestre de 2014.



### 3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL TERCER TRIMESTRE DE 2015

#### 3.1 UPSTREAM

3T 2014	2T 2015	3T 2015	Var.% 3T15 / 3T14	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2014	Ene-Sep 2015	Var.% 2015 / 2014
4.463	2.534	<b>2.171</b>	-51,4%	<b>Utilidad operativa</b> (Ps M)	10.781	<b>6.965</b>	-35,4%
19.357	19.557	<b>20.491</b>	5,9%	<b>Ventas netas</b> (Ps M)	50.961	<b>58.623</b>	15,0%
246,0	249,8	<b>249,3</b>	1,3%	<b>Producción crudo</b> (Kbbld)	242,9	<b>248,8</b>	2,4%
43,2	38,7	<b>43,7</b>	1,1%	<b>Producción NGL</b> (Kbbld)	45,5	<b>47,6</b>	4,5%
45,0	44,6	<b>44,4</b>	-1,4%	<b>Producción gas</b> (Mm3d)	42,0	<b>44,3</b>	5,5%
572,0	569,3	<b>571,9</b>	0,0%	<b>Producción total</b> (Kbped)	552,5	<b>574,9</b>	4,1%
306	387	<b>1.182</b>	286,3%	<b>Gastos de exploración</b> (Ps M)	1.230	<b>1.760</b>	43,1%
11.131	12.409	<b>12.292</b>	10,4%	<b>Inversiones (*)</b> (Ps M)	34.943	<b>35.402</b>	1,3%
4.618	5.633	<b>6.023</b>	30,4%	<b>Amortizaciones</b> (Ps M)	11.664	<b>16.444</b>	41,0%

Precios de Realización

76,1	69,1	<b>68,9</b>	-9,6%	<b>Crudo mercado local Promedio período</b> (USD/bbl)	72,7	<b>68,9</b>	-5,3%
4,28	4,58	<b>4,56</b>	6,5%	<b>Precio promedio gas</b> (USD/Mmbtu)	4,24	<b>4,58</b>	8,0%

(\*) Las Inversiones para el acumulado Ene-Sep 2014 incluyen las altas por las adquisiciones de los activos del grupo Apache (neta de la cesión a Pluspetrol) y la participación adicional del 38,45% en la UTE Puesto Hernández.

La **utilidad operativa** del Upstream ascendió a Ps 2,2 MM, un 51,4% inferior a la del 3T 2014.

En el tercer trimestre de 2015, las ventas de crudo y gas natural crecieron un 5,9% en relación al mismo periodo de 2014. Este incremento se explica gracias a los mayores precios promedio de venta de ambos productos medidos en pesos, que permitieron compensar una disminución de aproximadamente 6,0% y de un 28,6% de los volúmenes de crudo transferidos al segmento de Downstream y de los volúmenes vendidos a terceros respectivamente, mientras que los volúmenes de gas natural comercializados se mantuvieron estables respecto al mismo periodo 2014.

Por su parte, durante el presente trimestre se devengaron Ps 0,5 MM correspondientes al Programa de Estímulo a la Producción de Crudo mencionado anteriormente.

Con respecto al siniestro que afectó las instalaciones de nuestra planta de tratamiento de crudo en Cerro Divisadero en Mendoza, en marzo de 2014, en el presente trimestre se devengó un monto

indemnizatorio de Ps 0,6 MM, del cual Ps 0,4 MM se registraron como mayores ingresos ordinarios de este segmento y Ps 0,2 MM como otros resultados operativos.

El precio promedio del crudo expresado en dólares en el mercado local en el tercer trimestre de 2015 disminuyó un 9,6% hasta los 68,9 USD/bbl. En cuanto al gas natural, el precio promedio fue de 4,56 USD/Mmbtu, un 6,5% superior al del tercer trimestre de 2014. En ambos productos, se consolida el precio de venta de crudo y gas natural de YSUR, 75,8 USD/bbl y 3,4 USD/Mmbtu, respectivamente.

En el tercer trimestre de 2015, la producción total de hidrocarburos alcanzó los 571,9 Kbped, manteniéndose en similar nivel a la del mismo trimestre de 2014, la producción de crudo fue 249,3 Kbbld (+1,3%), la producción de gas natural fue 44,4 Mm3d (-1,4%) y la producción de NGL fue 43,6 Kbbld (+1,1%). En el presente trimestre, y en comparación al mismo periodo 2014, la producción de gas se ha visto afectada principalmente por la cesión de ciertas áreas en la cuenca neuquina a Gas y Petróleo del Neuquén en diciembre 2014 y, en menor medida, por ciertas contingencias técnicas en áreas no operadas en Magallanes y Neuquén. Asimismo, el atraso en el inicio de desarrollos en ciertas áreas no permitieron compensar parte del declino natural.

Durante el tercer trimestre de 2015, en las áreas no convencionales se han producido un total de 46,2 Kbped de hidrocarburos, compuestos por 21,3 Kbbld de crudo, 11,5 Kbbld de NGL y 2,1 Mm3d de gas natural, de los cuales YPF consolida aproximadamente el 50%. En cuanto a la actividad de desarrollo, se han puesto en producción 34 pozos de petróleo (33 en Loma Campana y 1 en Bandurrias) y 9 de gas (8 en El Orejano y 1 en La Ribera Sur) con objetivo Vaca Muerta, alcanzando un total a la fecha de 388 pozos.

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 2015, se pusieron en producción 5 pozos y la producción promedio de gas natural fue de 4,4 Mm3d, y, (ii) en el proyecto con el objetivo de desarrollar la formación Mulichinco en el área de Rincón del Mangrullo se pusieron en producción 12 pozos y se alcanzó una producción de gas natural de 1,0 Mm3d neta para YPF.

Los costos de producción en el tercer trimestre de 2015, aumentaron un 17,5% (+Ps 2,6 MM), principalmente por: (i) las mayores amortizaciones de Ps 1,4 MM como consecuencia del incremento en inversiones y el incremento del valor de los activos en pesos, (ii) el incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (lifting cost) por aproximadamente Ps 0,9 MM debido a la mayor actividad del periodo previamente mencionada y al aumento del costo unitario, y, (iii) las mayores regalías por Ps 206 millones. De este incremento neto, Ps 141 millones corresponden a mayores regalías sobre la producción de petróleo crudo y Ps 65 millones a mayores regalías sobre la producción de gas natural.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 1,2 MM, presentando un incremento del 286,3% respecto a los registrados en el tercer trimestre de 2014. Esta variación tiene su origen en los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas del tercer trimestre de 2015 versus similar período del año 2014 por un monto diferencial de Ps 0,6 MM, ocasionados fundamentalmente por la mayor actividad exploratoria desarrollada, destacando que la inversión exploratoria total en el tercer trimestre 2015 fue superior en un 30% a la de la gestión 2014.





Adicionalmente, se realizaron mayores erogaciones por gastos de estudios geológicos y geofísicos, con un incremento de Ps 0,2 MM, principalmente por estudios de relevamiento sísmico en el área Chachahuen, en la provincia de Mendoza.

Se destaca que, durante el presente trimestre en comparación al tercer trimestre de 2014, los costos erogables unitarios en dólares se incrementaron un 0,9%, de 24,0 USD/bpe en el 3T 2014 a 24,2 USD/bpe en el 3T 2015 (incluyendo tributos por 7,3 USD/bpe y 6,7 USD/bpe respectivamente). Por su parte el lifting cost promedio consolidado para la sociedad fue de 14,7 USD/bpe, un 1,8% superior a los 14,4 USD/Bpe del 3T 2014.

### Inversiones

Las inversiones en Upstream totalizaron Ps 12,3 MM en el tercer trimestre de 2015, siendo estas superiores a los Ps 11,1 MM del mismo período de 2014 en un 10,4%.

En la cuenca Neuquina la actividad del tercer trimestre de 2015 estuvo enfocada principalmente en el desarrollo de los bloques Loma Campana, Aguada Toledo - Sierra Barrosa (Lajas), Rincón del Mangrullo, El Orejano, inicio de actividad en La Amarga Chica, Cañadón Amarillo y Chachahuen. Continúa la actividad de desarrollo en la Cuenca Cuyana, principalmente en los bloques La Ventana y Vizcacheras, mientras que en el Golfo San Jorge, la mayor actividad estuvo centrada en Cañadón de la Escondida y Cañadón León-Meseta Espinosa, 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 2015 cubrió las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge y Cuyana. En la Cuenca Cuyana, la actividad se focalizó en la evaluación de los bloques La Ventana y Los Tordillos Oeste y la perforación en el bloque Barranca. En la Cuenca Neuquina se registró actividad exploratoria a objetivos convencionales y no convencionales. La actividad exploratoria convencional se enfocó en los bloques Payún Oeste, Octogono, Los Caldenes y Las Tacanas. La actividad exploratoria no convencional estuvo asociada a los bloques Bajada de Añelo, Bandurria, Cerro Arena, Pampa las Yeguas I, Narambuena, Las Tacanas, Salinas del Huitrin, y Rincon del Mangrullo. 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 – Las Heras.

Durante el tercer trimestre del año se han finalizado 8 pozos exploratorios.

### 3.2 DOWNSTREAM

3T 2014	2T 2015	3T 2015	Var.% 3T15 / 3T14	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2014	Ene-Sep 2015	Var.% 2015 / 2014
3.864	3.865	<b>3.522</b>	-8,9%	<b>Utilidad operativa</b> (Ps M)	9.238	<b>8.881</b>	-3,9%
35.746	35.275	<b>36.679</b>	2,6%	<b>Ventas netas</b> (Ps M)	98.396	<b>103.832</b>	5,5%
4.327	4.399	<b>4.308</b>	-0,4%	<b>Ventas de productos refinados mercado interno</b> (Km3)	12.444	<b>12.816</b>	3,0%
284	316	<b>314</b>	10,6%	<b>Exportación productos refinados</b> (Km3)	1.113	<b>1.078</b>	-3,1%
232	225	<b>218</b>	-6,0%	<b>Ventas de productos químicos mercado interno (*)</b> (Ktn)	633	<b>622</b>	-1,7%
88	86	<b>87</b>	-1,1%	<b>Exportación de productos químicos</b> (Ktn)	200	<b>242</b>	21,0%
299	305	<b>297</b>	-0,6%	<b>Crudo procesado</b> (Kbped)	289	<b>300</b>	4,1%
93%	95%	<b>93%</b>	-0,6%	<b>Utilización de las refinerías</b> (%)	90%	<b>94%</b>	4,0%
2.312	2.008	<b>2.813</b>	21,7%	<b>Inversiones</b> (Ps M)	5.144	<b>6.257</b>	21,6%
634	778	<b>778</b>	22,7%	<b>Amortizaciones</b> (Ps M)	1.770	<b>2.249</b>	27,1%
789	756	<b>764</b>	-3,1%	<b>Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno</b> <b>(**)</b> (USD/m3)	755	<b>756</b>	0,1%
824	760	<b>774</b>	-6,1%	<b>Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno</b> <b>(**)</b> (USD/m3)	794	<b>763</b>	-3,9%

(\*) No incluye las ventas de fertilizantes.

(\*\*) Precio neto de bonificaciones y comisiones antes de impuestos

La **utilidad operativa** del Downstream en el tercer trimestre de este año 2015 ascendió a Ps 3,5 MM, un 8,9% inferior a los Ps 3,9 MM alcanzados en el tercer trimestre de 2014.

Las ventas netas crecieron un 2,6% en relación al tercer trimestre del año 2014, destacándose:

- (i) Las ventas de naftas aumentaron Ps 1,0 MM gracias a un incremento del 10,0% en el precio promedio y a un incremento en los volúmenes totales despachados del 4,3%, destacándose un aumento del 33,7% en los volúmenes vendidos de nafta Infinia;
- (ii) Las ventas de gas oil disminuyeron Ps 0,2 MM debido a la combinación de un incremento del 8,8% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a una disminución en los volúmenes comercializados totales del 5,5%, especialmente por los factores climáticos adversos verificados en el presente trimestre que afectaron el normal desarrollo de la actividad agropecuaria y el transporte, destacándose sin embargo un incremento del 24,3% en los volúmenes vendidos de Eurodiesel (gas oil Premium);

- (iii) Las ventas de fuel oil, tanto en el mercado local como en el mercado externo, se incrementaron en Ps 0,5 MM debido a un incremento del 33,6% en los volúmenes comercializados y a mejores precios de venta;
- (iv) En cuanto a las ventas de productos petroquímicos, se registran menores ingresos en el mercado local por Ps 0,2 MM, debido a los menores precios en pesos, fundamentalmente a partir de la baja del precio de los productos atados al Brent, como también a la disminución del 11,0% en los volúmenes comercializados.
- (v) Por su parte las ventas al mercado externo de LPG y Jet fuel disminuyeron en Ps 0,3 MM debido a la caída de los precios internacionales de los mismos. No obstante se destacan en el trimestre las exportaciones de harinas, granos y aceites las cuales se incrementaron un 9,5%, totalizando Ps 1,0 MM.

En el tercer trimestre de 2015 los costos se incrementaron un 4,0% (+Ps 1,3 MM) en relación al mismo periodo del año anterior. Se destacan:

- (i) Similares costos en la compra de petróleo crudo con una disminución neta de Ps 72 millones. En este orden las mayores compras de crudo a terceros fueron más que compensados por los menores volúmenes transferidos desde el segmento del Upstream. Por su parte los precios de compras a terceros y al segmento de Upstream se incrementaron en 2,5% y 1,4% respectivamente.
- (ii) Las mayores importaciones de gas oil y jet fuel por un valor neto de Ps 0,2 MM, habiéndose importado mayores volúmenes pero a menores precios.
- (iii) Mayores depreciaciones de bienes de uso por aproximadamente Ps 0,1 MM.
- (iv) En relación a los costos de producción, se observa durante el tercer trimestre de 2015 un incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,3 MM, los cuales están fundamentalmente motivados por la evolución de costos de la economía y los incrementos salariales. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo que el nivel de procesamiento de las refinerías fue levemente menor, el costo de refinación aumentó en el tercer trimestre de 2015 en aproximadamente un 25,6% en comparación con el mismo trimestre del año 2014.

Con respecto al siniestro sufrido por nuestra refinería La Plata en abril de 2013, en el tercer trimestre de 2014 se devengó un monto indemnizatorio de Ps 0,5 MM, el cual fue registrado mayoritariamente como un menor costo por compras.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 297 Kbbld, un 0,6% inferior al del tercer trimestre del 2014, debido principalmente a la parada programada de una unidad de cracking catalítico en nuestra Refinería La Plata, lo que resultó en una menor producción de gas oil en un 8,6%, y una mayor producción de naftas en un 7,5%, y de fuel oil en un 24,8%.

La variación de la utilidad operativa explicada en párrafos anteriores, incluye la participación indirecta en la compañía Metrogas, la cual reportó ganancias operativas de, Ps 249 millones y Ps 73 millones para el 3T 2015 y 3T 2014 respectivamente, destacándose en el trimestre el devengamiento de un ingreso por Ps 0,2 MM correspondientes a la asistencia económica transitoria dispuesta por la Resolución N° 263/2015 de la Secretaría de Energía.

### Inversiones

Las inversiones de Downstream del segundo trimestre del 2015 alcanzaron los Ps 2,8 MM, superando en un 21,7% a las del mismo período del 2014.

Continúa la ejecución 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 el avance en las ingenierías para una nueva unidad de Alquilación 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 Ps -0,4 MM, mostrando una variación positiva de 11,5% frente a los Ps -0,5 MM del mismo período 2014. De este modo, los incrementos observados en los gastos de personal, entre otros gastos corporativos, fueron más que compensados por los mejores resultados obtenidos por nuestra sociedad controlada A-Evangelista.

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 un importe positivo de Ps 0,4 MM en el tercer trimestre de 2015 y una magnitud positiva de Ps 0,2 MM en el tercer trimestre de 2014.

### **3.4 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS**

El resultado de las compañías no controladas en el tercer trimestre del año mostró un resultado positivo de Ps 36 millones, habiendo sido el resultado obtenido en el tercer trimestre del año anterior positivo en Ps 38 millones. Dicha variación surge principalmente por los menores resultados obtenidos por Refinor, y la pérdida operativa registrada por Profertil, efectos que fueron casi totalmente compensados por la mayor ganancia operativa obtenida por Mega.

### **4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL**

Durante el tercer trimestre del año 2015, la generación de caja operativa alcanzó los Ps 9,8 MM, un 46,4% menor a la del mismo período del año anterior. Esta disminución de Ps 8,5 MM se produjo por una leve disminución del EBITDA de Ps 0,2 MM, y a un importante aumento en el capital de trabajo producto del devengamiento de ingresos pendientes de cobro, incluyendo el nuevo incentivo a la producción de crudo, un mayor pago por impuesto a las ganancias y la menor cobranza de seguros por pérdida de beneficios.

A su vez, como resultado de sus actividades de financiación, la sociedad tuvo un aumento neto de fondos de Ps 2,8 MM durante el tercer trimestre 2015 en comparación con el mismo periodo 2014, generada por una mayor toma y refinanciación de vencimientos de deuda por Ps 3,2 MM y un mayor pago de intereses por Ps 0,4 MM.

La generación de caja operativa antes mencionada fue destinada al flujo de efectivo de las actividades de inversión, el cual alcanzó un total de Ps 15,8 MM durante el tercer trimestre del año 2015, siendo un 16,5% superior al del mismo periodo 2014, producto de las mayores inversiones en activos fijos e intangibles.

La generación de recursos previamente explicada, deviene en una adecuada situación de liquidez al cierre del trimestre, con un total de Ps 10,9 MM en efectivo y equivalentes. Así mismo, y respecto al trimestre inmediatamente anterior la deuda financiera neta reportó un aumento de Ps 9,7 MM (+17,7%), alcanzando los Ps 64,4 MM para el final del tercer trimestre 2015. La deuda total expresada en dólares alcanzó los USD 8,0 MM, y la deuda neta los USD 6,9 MM, con un ratio deuda neta/EBITDA<sup>(1)</sup> de 1,37x.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del tercer trimestre de 2015 fue de 23,82%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 7,48%.

A continuación se detallan las emisiones de Obligaciones Negociables de YPF realizadas durante el tercer trimestre y con posterioridad al mismo:

ON	Monto	Tasa de interés	Vencimiento
Clase XL	Ps 500 M	BADLAR + 3,49%	24 meses
Clase XLI	Ps 1.900 M	BADLAR + 0%	60 meses
Clase XLII	Ps 981 M	BADLAR + 4%	60 meses
Clase XLIII (4T 2015)	Ps 2.000 M	BADLAR + 0%	96 meses

(1) Deuda Neta: 6.870 MUSD / EBITDA LTM: 5.013 MUSD = 1.37x

**5. TABLAS Y NOTAS**  
Resultados 3° TRIMESTRE 2015



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

3T 2014	2T 2015	3T 2015	Var.% 2T15 / 2T14		Ene-Sep 2014	Ene-Sep 2015	Var.% 2015 / 2014
38.209	39.557	40.931	7,1%	Ingresos Ordinarios	104.203	115.190	10,5%
(26.365)	(30.010)	(30.670)	16,3%	Costos de Ventas	(74.808)	(86.756)	16,0%
<b>11.844</b>	<b>9.547</b>	<b>10.261</b>	<b>-13,4%</b>	<b>Utilidad bruta</b>	<b>29.395</b>	<b>28.434</b>	<b>-3,3%</b>
(2.766)	(2.886)	(2.587)	-6,5%	Gastos de comercialización	(7.287)	(8.065)	10,7%
(1.119)	(1.358)	(1.301)	16,3%	Gastos de administración	(3.116)	(3.857)	23,8%
(306)	(387)	(1.182)	286,3%	Gastos de exploración	(1.230)	(1.760)	43,1%
391	662	440	12,5%	Otros resultados operativos, netos	616	926	50,3%
<b>8.044</b>	<b>5.578</b>	<b>5.631</b>	<b>-30,0%</b>	<b>Utilidad operativa</b>	<b>18.378</b>	<b>15.678</b>	<b>-14,7%</b>
<b>38</b>	<b>54</b>	<b>36</b>	5,3%	Resultado de las inversiones en sociedades	<b>61</b>	<b>52</b>	-14,8%
<b>(140)</b>	<b>71</b>	<b>(31)</b>	<b>-77,9%</b>	<b>Resultados financieros:</b>			
480	416	327	-31,9%	Generados por activos	<b>(1.162)</b>	<b>76</b>	<b>-106,5%</b>
(620)	(345)	(358)	-42,3%	Intereses	1.078	1.051	-2,5%
<b>87</b>	<b>(994)</b>	<b>(670)</b>	<b>-870,1%</b>	Diferencias de cambio	(2.240)	(975)	-56,5%
(1.793)	(2.646)	(2.401)	33,9%	Generados por pasivos	<b>4.610</b>	<b>(2.085)</b>	<b>-145,2%</b>
1.880	1.652	1.731	-7,9%	Intereses	(5.304)	(7.049)	32,9%
<b>8.029</b>	<b>4.709</b>	<b>4.966</b>	<b>-38,1%</b>	Diferencias de cambio	9.914	4.964	-49,9%
(4.810)	(2.411)	(3.082)	-35,9%	<b>Utilidad neta antes de imp. a las ganancias</b>	<b>21.887</b>	<b>13.721</b>	<b>-37,3%</b>
<b>7</b>	<b>1</b>	<b>34</b>		Impuesto a las ganancias	(14.338)	(7.430)	-48,2%
<b>3.212</b>	<b>2.297</b>	<b>1.850</b>	<b>-42,4%</b>	Utilidad neta atribuible al interes no controlante	(70)	17	
<b>8,19</b>	<b>5,86</b>	<b>4,72</b>	<b>-42,3%</b>	<b>Utilidad neta del período (*)</b>	<b>7.619</b>	<b>6.274</b>	<b>-17,7%</b>
2.515	2.592	3.206	27,5%	<b>Utilidad neta por acción básico y diluida (*)</b>	<b>19,43</b>	<b>16,00</b>	<b>-17,6%</b>
<b>5.734</b>	<b>4.890</b>	<b>5.090</b>	<b>-11,2%</b>	Otros Resultados integrales	15.159	8.229	-45,7%
<b>13.603</b>	<b>12.395</b>	<b>13.363</b>	<b>-1,8%</b>	<b>Resultado integral total del período</b>	<b>22.708</b>	<b>14.520</b>	<b>-36,1%</b>
				<b>EBITDA (**)</b>	<b>32.975</b>	<b>35.967</b>	<b>9,1%</b>

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 + Perforaciones exploratorias improductivas

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

	<u>31/12/2014</u>	<u>30/09/2015</u>
<b>Activo No Corriente</b>		
Activos intangibles	4.393	5.033
Bienes de uso	156.930	194.047
Inversiones en sociedades	3.177	3.309
Activos por impuesto diferido	244	223
Otros créditos y anticipos	1.691	1.833
Créditos por ventas	19	342
<b>Total del activo no corriente</b>	<b><u>166.454</u></b>	<b><u>204.787</u></b>
<b>Activo Corriente</b>		
Bienes de cambio	13.001	14.431
Otros créditos y anticipos	7.170	11.002
Créditos por ventas	12.171	15.594
Efectivo y equivalentes de efectivo	9.758	10.857
<b>Total del activo corriente</b>	<b><u>42.100</u></b>	<b><u>51.884</u></b>
<b>Total del activo</b>	<b><u>208.554</u></b>	<b><u>256.671</u></b>
<b>Patrimonio Neto</b>		
Aportes de los propietarios	10.400	10.370
Reservas y resultados no asignados	62.230	76.230
Interés no controlante	151	218
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b><u>72.781</u></b>	<b><u>86.818</u></b>
<b>Pasivo No Corriente</b>		
Provisiones	26.564	29.948
Pasivos por impuesto diferido	18.948	23.554
Otras cargas fiscales	299	220
Préstamos	36.030	59.526
Cuentas por pagar	566	721
<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b><u>82.407</u></b>	<b><u>113.969</u></b>
<b>Pasivo Corriente</b>		
Provisiones	2.399	2.525
Impuesto a las ganancias a pagar	3.972	1.058
Otras cargas fiscales	1.411	3.602
Remuneraciones y cargas sociales	1.903	2.026
Prestamos	13.275	15.720
Cuentas por pagar	30.406	30.953
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b><u>53.366</u></b>	<b><u>55.884</u></b>
<b>Total del pasivo</b>	<b><u>135.773</u></b>	<b><u>169.853</u></b>
<b>Total del Pasivo y Patrimonio Neto</b>	<b><u>208.554</u></b>	<b><u>256.671</u></b>

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 2014	2T 2015	3T 2015		Ene-Sep 2014	Ene-Sep 2015
			<b>Flujos de Efectivo de las operaciones</b>		
3.219	2.298	1.884	Utilidad neta consolidado del período	7.549	6.291
(38)	(54)	(36)	Resultados de las inversiones en sociedades	(61)	(52)
5.343	6.502	6.895	Depreciación de bienes de uso	13.660	18.961
77	91	65	Amortización de activos intangibles	250	225
868	847	1.811	Consumo de materiales y bajas de bienes de uso y activos intangibles netas de provisiones	2.671	3.250
922	662	709	Aumento neto de provisiones	2.465	2.274
508	1.118	(253)	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	(1.042)	1.350
28	26	36	Plan de beneficios en acciones	56	89
(505)	(12)	(562)	Seguros devengados	(1.632)	(1.085)
			<b>Cambios en activos y pasivos:</b>		
(707)	(2.023)	(1.218)	Créditos por ventas	(4.150)	(2.853)
(64)	(2.698)	(1.053)	Otros créditos y anticipos	(802)	(4.299)
75	499	(1.005)	Bienes de cambio	232	(240)
1.323	1.278	889	Cuentas por pagar	1.663	3.182
2.082	538	463	Otras cargas fiscales	3.006	2.112
419	206	396	Remuneraciones y cargas sociales	431	123
(426)	(507)	(347)	Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(1.580)	(1.247)
18	29	2	Dividendos cobrados	233	181
1.098	1.673	-	Cobro de seguros por pérdida de beneficio	1.689	1.673
4.009	(471)	1.106	Cargo neto de pagos de impuesto a las ganancias	11.756	1.780
4.810	2.411	3.082	Cargo por impuesto a las ganancias	14.338	7.430
(801)	(2.882)	(1.976)	Pagos de impuesto a las ganancias	(2.582)	(5.650)
<b>18.249</b>	<b>10.002</b>	<b>9.782</b>	<b>Flujos de Efectivo de las Operaciones</b>	<b>36.394</b>	<b>31.715</b>
			<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión</b>		
			<b>Pagos por inversiones:</b>		
(13.213)	(15.239)	(15.825)	Adquisiciones de bienes de uso y activos intangibles	(35.365)	(46.692)
(9)	(161)	-	Aportes y adquisiciones de participaciones en sociedades	(94)	(163)
-	-	-	Anticipos recibidos por venta de bienes de uso	1.711	-
(357)	-	-	Adquisición de participación en UTEs	(869)	-
-	-	-	Adquisición de subsidiarias neta de fondos adquiridos	(6.103)	-
-	-	-	Cobro de seguros por daño material	1.818	-
<b>(13.579)</b>	<b>(15.400)</b>	<b>(15.825)</b>	<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión</b>	<b>(38.902)</b>	<b>(46.855)</b>
			<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación</b>		
(3.030)	(7.340)	(5.652)	Pago de préstamos	(9.012)	(17.624)
(969)	(1.766)	(1.386)	Pago de intereses	(3.215)	(4.531)
4.141	17.443	9.935	Préstamos obtenidos	19.342	38.162
(464)	-	(503)	Dividendos Pagados	(464)	(503)
(145)	(45)	(74)	Recompra de acciones propias en cartera	(198)	(119)
<b>(467)</b>	<b>8.292</b>	<b>2.320</b>	<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiación</b>	<b>6.453</b>	<b>15.385</b>
222	305	342	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	1.215	854
<b>4.425</b>	<b>3.199</b>	<b>(3.381)</b>	<b>(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes</b>	<b>5.160</b>	<b>1.099</b>
11.448	11.039	14.238	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	10.713	9.758
15.873	14.238	10.857	Efectivo y equivalentes al cierre del período	15.873	10.857
<b>4.425</b>	<b>3.199</b>	<b>(3.381)</b>	<b>(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes</b>	<b>5.160</b>	<b>1.099</b>
			<b>COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO</b>		
6.567	9.382	9.195	Caja y Bancos	6.567	9.195
9.306	4.856	1.662	Otros Activos Financieros	9.306	1.662
<b>15.873</b>	<b>14.238</b>	<b>10.857</b>	<b>TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO</b>	<b>15.873</b>	<b>10.857</b>

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 2015	Upstream	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	4.289	36.345	297	-	<b>40.931</b>
Ingresos intersegmentos	16.202	334	1.639	-18.175	-
<b>Ingresos ordinarios</b>	<b>20.491</b>	<b>36.679</b>	<b>1.936</b>	<b>-18.175</b>	<b>40.931</b>
<b>Utilidad operativa</b>	2.171	3.522	-417	355	<b>5.631</b>
Resultado de inversiones en sociedades	3	33	-	-	<b>36</b>
Depreciación de bienes de uso	6.023	778	94	-	<b>6.895</b>
Inversión de bienes de uso	12.315	2.813	625	-	<b>15.753</b>
Activos	158.560	79.353	20.371	-1.613	<b>256.671</b>

  

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

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

<i>Millones de USD</i>	2014	2015	2015	Var	2014	2015	Var
	3T	2T	3T	3T 15 / 3T 14	Ene - Sep	Ene - Sep	2015 / 2014
<b>ESTADO DE RESULTADOS</b>							
Ingresos Ordinarios	4.632	4.443	4.448	-4,0%	13.113	12.921	-1,5%
Costos de Ventas	-3.196	-3.371	-3.333	4,3%	-9.414	-9.732	3,4%
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.436</b>	<b>1.072</b>	<b>1.115</b>	<b>-22,3%</b>	<b>3.699</b>	<b>3.189</b>	<b>-13,8%</b>
Gastos de comercialización	-335	-324	-281	-16,2%	-917	-905	-1,3%
Gastos de administración	-136	-153	-141	4,2%	-392	-433	10,3%
Gastos de exploración	-37	-43	-128	246,3%	-155	-197	27,5%
Otros gastos	47	74	48	0,9%	78	104	34,0%
<b>Utilidad operativa</b>	<b>975</b>	<b>627</b>	<b>612</b>	<b>-37,2%</b>	<b>2.313</b>	<b>1.759</b>	<b>-24,0%</b>
Depreciación de bienes de uso	648	730	749	15,7%	1.719	2.127	23,7%
Amortización de activos intangibles	9	10	7	-24,3%	31	25	-19,8%
Perforaciones exploratorias improductivas	17	25	84	397,9%	86	124	43,1%
<b>EBITDA</b>	<b>1.649</b>	<b>1.392</b>	<b>1.452</b>	<b>-11,9%</b>	<b>4.150</b>	<b>4.034</b>	<b>-2,8%</b>
<b>UPSTREAM</b>							
Ventas netas	2.347	2.197	2.227	-5,1%	6.413	6.576	2,5%
Utilidad operativa	541	285	234	-56,8%	1.357	779	-42,6%
Amortizaciones	560	633	655	16,9%	1.468	1.845	25,7%
Inversiones	1.348	1.394	1.324	-1,8%	3.573	3.959	10,8%
<b>DOWNSTREAM</b>							
Ventas netas	4.334	3.962	3.986	-8,0%	12.382	11.647	-5,9%
Utilidad operativa	468	434	383	-18,3%	1.162	996	-14,3%
Amortizaciones	77	87	85	10,0%	223	252	13,3%
Inversiones	280	226	306	9,1%	647	702	8,4%
<b>ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS</b>							
Utilidad operativa	-57	-58	-43	-24,4%	-150	-164	9,2%
Inversiones	42	38	80	91,0%	104	144	39,2%
<b>AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN</b>							
Utilidad operativa	23	-35	39	69,3%	-57	147	-358,9%
<b>Tipo de cambio promedio del periodo</b>	<b>8,25</b>	<b>8,90</b>	<b>9,20</b>		<b>7,95</b>	<b>8,91</b>	

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.

**5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FISICAS**  
 (Cifras no auditadas)

	Unidad	2014					2015			
		1T	2T	3T	4T	Acum. 4T 2014	1T	2T	3T	Acum. 3T 2015
<b>Producción</b>										
Producción de crudo	Kbbl	21.753	21.923	22.634	22.986	89.296	22.250	22.736	22.934	67.920
Producción de NGL	Kbbl	4.831	3.626	3.970	5.348	17.776	5.448	3.522	4.015	12.985
Producción de gas	Mm3	3.355	3.970	4.138	4.021	15.483	3.950	4.063	4.080	12.092
<b>PRODUCCION TOTAL</b>	<b>Kbpe</b>	<b>47.684</b>	<b>50.517</b>	<b>52.628</b>	<b>53.621</b>	<b>204.450</b>	<b>52.538</b>	<b>51.808</b>	<b>52.611</b>	<b>156.957</b>
<b>Henry Hub</b>	US\$/mbtu	4,94	4,67	4,06	4,00	<b>4,42</b>	2,98	2,64	2,77	<b>2,80</b>
<b>Brent</b>	US\$/bbl	108,17	109,70	101,82	76,40	<b>99,02</b>	53,92	61,69	50,23	<b>55,32</b>
<b>Ventas</b>										
<b>Ventas de productos refinados</b>										
<b>Mercado interno</b>										
Motonaftas	Km3	1.229	1.126	1.158	1.210	4.723	1.246	1.171	1.208	3.625
Gasoil	Km3	1.920	2.043	2.160	2.044	8.166	1.906	2.169	2.040	6.114
JP1 y Kerosene	Km3	124	108	116	123	471	125	108	130	364
Fuel Oil	Km3	294	297	257	320	1.168	348	396	378	1.122
LPG	Km3	151	236	275	186	848	176	212	238	626
Otros (*)	Km3	286	304	361	589	1.540	305	346	314	965
<b>Total mercado interno</b>	<b>Km3</b>	<b>4.004</b>	<b>4.113</b>	<b>4.327</b>	<b>4.472</b>	<b>16.916</b>	<b>4.106</b>	<b>4.403</b>	<b>4.308</b>	<b>12.816</b>
<b>Exportación</b>										
Nafta Virgen	Km3	0	0	0	0	0	18	12	7	38
JP1 y Kerosene	Km3	129	116	126	128	500	122	127	130	379
LPG	Km3	124	35	24	115	299	149	52	42	243
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	194	205	128	178	704	153	115	130	398
Otros (**)	Km3	8	18	5	7	38	7	10	4	21
<b>Total Exportación</b>	<b>Km3</b>	<b>455</b>	<b>375</b>	<b>284</b>	<b>428</b>	<b>1.541</b>	<b>449</b>	<b>316</b>	<b>314</b>	<b>1.078</b>
<b>Total ventas productos refinados</b>	<b>Km3</b>	<b>4.459</b>	<b>4.488</b>	<b>4.610</b>	<b>4.900</b>	<b>18.457</b>	<b>4.555</b>	<b>4.718</b>	<b>4.622</b>	<b>13.895</b>
<b>Ventas de productos químicos</b>										
<b>Mercado interno</b>										
Fertilizantes	Ktn	32	39	76	80	227	21	34	45	100
Metanol	Ktn	47	73	103	85	308	49	61	75	185
Otros	Ktn	138	143	129	131	541	130	164	143	437
<b>Total mercado interno</b>	<b>Ktn</b>	<b>217</b>	<b>255</b>	<b>308</b>	<b>296</b>	<b>1.076</b>	<b>200</b>	<b>259</b>	<b>263</b>	<b>722</b>
<b>Exportación</b>										
Metanol	Ktn	33	22	21	1	77	41	36	54	131
Otros	Ktn	24	33	67	53	177	28	50	33	111
<b>Total exportación</b>	<b>Ktn</b>	<b>57</b>	<b>55</b>	<b>88</b>	<b>54</b>	<b>254</b>	<b>69</b>	<b>86</b>	<b>87</b>	<b>242</b>
<b>Total ventas productos químicos</b>	<b>Ktn</b>	<b>274</b>	<b>310</b>	<b>396</b>	<b>350</b>	<b>1.330</b>	<b>269</b>	<b>345</b>	<b>350</b>	<b>964</b>
<b>Ventas de otros productos</b>										
<b>Granos, harinas y aceites</b>										
Mercado interno	Ktn	20	22	21	3	66	30	31	13	74
Exportación	Ktn	85	251	292	212	840	155	418	358	931
<b>Total granos, harinas y aceites</b>	<b>Ktn</b>	<b>105</b>	<b>273</b>	<b>313</b>	<b>215</b>	<b>906</b>	<b>185</b>	<b>449</b>	<b>371</b>	<b>1.005</b>
<b>Principales volúmenes importados</b>										
Naftas y Jet Fuel	Km3	179	94	0	42	<b>316</b>	20	22	43	<b>85</b>
Gasoil	Km3	473	275	191	304	<b>1.243</b>	196	343	346	<b>885</b>

(\*) 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 2014, 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](mailto:inversoresypf@ypf.com)

Website: [inversores.ypf.com](http://inversores.ypf.com)

Macacha Güemes 515

C1106BKK Buenos Aires (Argentina)

Tel: 54 11 5441 1215

Fax: 54 11 5441 2113