

**YPF S.A.**  
**Resultados Consolidados**  
**2T 2017**

## INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO TRIMESTRE 2017.....	3
<b>2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2017 .....</b>	<b>4</b>
<b>3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2017.....</b>	<b>8</b>
3.1 UPSTREAM.....	8
3.2 DOWNSTREAM .....	11
3.3 GAS Y ENERGÍA .....	14
3.4 ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS .....	15
3.5 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS .....	15
<b>4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL.....</b>	<b>15</b>
<b>5. TABLAS Y NOTAS .....</b>	<b>17</b>
5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO .....	18
5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO .....	19
5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO .....	20
5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DEL NEGOCIO .....	21
5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DOLARES ESTADOUNIDENSES.....	22
5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS .....	23

## El EBITDA del segundo trimestre de 2017 alcanzó los Ps 16,2 MM un 5,8% inferior al segundo trimestre 2016.

2T 2016	1T 2017	2T 2017	Var.% 2T17 / 2T16	(Cifras no auditadas)	Ene-Jun 2016	Ene-Jun 2017	Var.% 2017/2016
52.759	57.003	<b>60.162</b>	14,0%	<b>Ingresos</b> (Ps M)	99.693	<b>117.165</b>	17,5%
5.318	4.511	<b>3.466</b>	-34,8%	<b>Resultado operativo</b> (Ps M)	6.936	<b>7.977</b>	15,0%
-753	192	<b>272</b>	136,1%	<b>Resultado neto</b> (Ps M)	102	<b>464</b>	354,9%
17.181	16.826	<b>16.177</b>	-5,8%	<b>EBITDA</b> (Ps M)	29.674	<b>33.003</b>	11,2%
-1,89	0,06	<b>0,54</b>	128,7%	<b>Resultado neto por acción</b> (Ps /acción)	0,65	<b>0,60</b>	-7,2%
14.498	11.950	<b>13.029</b>	-10,1%	<b>Inversiones (*)</b> (Ps M)	29.239	<b>24.979</b>	-14,6%

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

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

### 1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2017

- Los ingresos ordinarios en el segundo trimestre de 2017 ascendieron a Ps 60,2 MM, un 14,0% superiores al segundo trimestre de 2016.
- La utilidad operativa del segundo trimestre fue de Ps 3,5 MM, lo que representa una disminución del 34,8% respecto del mismo período del año anterior.
- El resultado neto del segundo trimestre fue una ganancia de Ps 0,3 MM, comparado con la pérdida neta de Ps 0,8 MM reportados en el segundo trimestre de 2016.
- En el segundo trimestre del año, la producción total de hidrocarburos alcanzó los 550,1 Kbbpd, siendo un 4,2% inferior a la del mismo periodo 2016. La producción de crudo disminuyó un 10,1% totalizando 218,3 Kbbld, mientras que la producción de gas natural alcanzó los 44,6 Mm3d siendo un 0,5% inferior a la del mismo periodo 2016. Por su parte la producción de NGL aumento un 3,7% alcanzando los 51,4 Kbbld.
- En el negocio del Downstream, en el segundo trimestre de 2017, los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron el 92,2%, un 2,2% superior al mismo trimestre del año pasado.
- Las inversiones en propiedad, planta y equipo del segundo trimestre del año fueron Ps 13,0 MM, reflejando una disminución del 10,1% respecto de los Ps 14,5 MM invertidos durante el segundo trimestre del año 2016.
- El flujo de fondos operativo del segundo trimestre 2017 alcanzó los Ps 13,0 MM, siendo un 96,3% superior al reportado en el mismo trimestre 2016.

## **2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2017**

Los ingresos correspondientes al segundo trimestre de 2017 fueron de Ps 60,2 MM, lo que representa un aumento del 14,0% en comparación con los Ps 52,8 MM correspondientes al mismo período de 2016. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la compañía antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de naftas aumentaron Ps 1,9 MM, o 17,0%, debido a un incremento aproximado del 7,4% en el precio promedio para el mix de naftas y a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente 8,9%, reflejando un incremento del 29,9% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 1,8 MM, o 20,1%, debido a un aumento en el precio promedio del 19,1% en pesos, principalmente debido no sólo a mayores precios a terceros sino también a la aplicación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural sobre la producción incremental, como así también debido a un leve incremento del 0,8% en los volúmenes de venta;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales y pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en Ps 1,6 MM, o 93,5%. Este incremento se explica principalmente por nuestra compañía controlada Metrogas S.A., que registró menores volúmenes despachados en un 26,7% y un mayor precio promedio de 144,5%, totalizando un incremento de sus ventas de Ps 1,5 MM, o 79,3%;
- Las ventas de asfaltos en el mercado interno se incrementaron en Ps 0,5 MM, o 245,7%, debido a un aumento en los volúmenes comercializados del 188,4% y a un incremento en el precio promedio de aproximadamente 19,9%;
- Las ventas de gas oil no presentaron una variación significativa reflejando solo un aumento de Ps 45 millones, o 0,2%, debido a un incremento aproximado del 4,5% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, parcialmente compensado por menores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 4,1% motivados por menores ventas a las usinas de generación eléctrica y compensado parcialmente por mayores volúmenes despachados en los segmentos de Agro y Transporte. Sin embargo, se observó un incremento del 23,3% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium)
- Las ventas de fuel oil en el mercado interno disminuyeron en Ps 1,0 MM, o 37,7%, debido a una disminución en los volúmenes comercializados del 24,7% a las usinas de generación eléctrica y a una disminución en el precio promedio de aproximadamente 17,2%;
- Los ingresos obtenidos en el mercado externo se incrementaron en Ps 0,7 MM, o 17,0%. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de Jet Fuel en un 48,0%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos, así como también las mayores exportaciones en volúmenes y precios de los productos Petroquímicos en un 45,2%, de GLP en un 157,8% y de nafta virgen, que no había registrado volúmenes exportados en el segundo trimestre de 2016. Las exportaciones de harinas y aceite de soja

tuvieron una leve disminución de Ps 61 millones o 3,5% en la comparación de ambos trimestres.

El costo de ventas en el segundo trimestre de 2017 fue de Ps 49,7 MM, un 16,0% superior al del segundo trimestre de 2016, incluyendo incrementos en los costos de producción del 9,1% y en las compras del 32,8%. Los costos erogables incluyendo costos de producción y compras pero excluyendo depreciaciones y amortizaciones aumentaron 19,0%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

*a) Costos de producción*

- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción (“lifting cost”) por Ps 1,0 MM, o 11,1%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 15,5%, ponderado por la menor producción del periodo;
- Incrementos en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo en Ps 0,7 MM, o 6,6%, debido fundamentalmente a la apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la compañía y considerando también la puesta en funcionamiento de la nueva unidad de Coque en la refinería de La Plata a partir del cuarto trimestre de 2016;
- Incremento en los costos de transporte por Ps 0,4 MM, o 23,6%, principalmente debido a los incrementos en las tarifas respectivas;
- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por Ps 0,3 MM, o 13,4%, fundamentalmente motivado por los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos, electricidad y otros suministros y combustibles, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 11,0%;
- Incremento neto en las regalías por Ps 79 millones, o 2,1%, con una disminución de Ps 139 millones en las regalías sobre la producción de petróleo crudo, por una menor producción y un menor valor en boca de pozo, y un aumento de Ps 218 millones en las regalías sobre la producción de gas natural, por el mayor valor en boca de pozo de este producto.

*b) Compras*

- Incremento de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente Ps 1,5 MM, o 46,7%, debido a un aumento en los volúmenes de compra de aproximadamente 54,8%, motivado por la menor producción del periodo y compensado parcialmente con una disminución del 5,2% en el precio promedio de compra a terceros en pesos, relacionado principalmente al sendero de precios acordado entre productores y refinadores para 2017;
- Incremento en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 1,1 MM, o 33,3%, debido principalmente a un aumento de aproximadamente un 21,5% en el precio del bioetanol y un 12,7% en el precio de FAME y a un aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 26,2% y a un aumento en los volúmenes de FAME del 6,0%;

- Incremento en las compras de gas natural a otros productores para su reventa en el segmento de distribución a clientes minoristas (residenciales y pequeños comercios e industrias) por Ps 0,8 MM, o 73,6%, debido a un incremento en el precio de compra de aproximadamente 80,5% y a una disminución de los volúmenes adquiridos del 3,8%;
- Incremento en la recepción de granos por Ps 0,4 MM, o 22,0%, a través de la modalidad de Canje en el segmento de ventas al Agro, que contablemente se registran como compras. Dicho incremento es debido a un aumento en los volúmenes de 27,6%, compensado parcialmente con una disminución de 4,4% en el precio promedio.
- Mayores importaciones de combustibles por Ps 0,3 MM, o 15,3% debido a un incremento de aproximadamente un 28,4% en el precio de importación de gas oil y de 27,1% en el del Jet Fuel, compensado parcialmente por una disminución de 22,9% en los volúmenes importados de Jet Fuel;

Los gastos de administración correspondientes al segundo trimestre de 2017 ascendieron a Ps 2,0 MM, presentando un aumento del 9,2% fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal y a los mayores costos en contrataciones de servicios y licencias informáticas.

Los gastos de comercialización en el segundo trimestre de 2017 ascendieron a Ps 4,2 MM, presentando un incremento del 13,8%. Se registraron mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, como así también por mayores gastos de personal y mayores montos de impuesto a los débitos y créditos bancarios.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 0,8 MM en el segundo trimestre de 2017, resultando superiores en un 12,9% a los registrados en el segundo trimestre de 2016.

Los Otros resultados operativos, netos, correspondientes al segundo trimestre de 2017 fueron positivos en Ps 22 millones, representando una variación negativa de 98,7% comparado con la ganancia de Ps 1,6 MM del mismo período de 2016. En el segundo trimestre de 2016, este rubro incluyó un resultado neto de Ps 1,5 MM generado por la desconsolidación del grupo de entidades de Maxus.

Los resultados financieros correspondientes al segundo trimestre de 2017 fueron positivos en Ps 0,9 MM en comparación con la pérdida de Ps 4,7 MM correspondientes al mismo trimestre de 2016. En este orden, se registró una mayor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos de Ps 5,0 MM, debido a la mayor depreciación del peso observada durante el segundo trimestre de 2017 con respecto al mismo período de 2016. A su vez, se registraron mayores intereses negativos por Ps 28 millones, producto de un mayor endeudamiento promedio durante el presente trimestre de 2017 y en comparación con el mismo período de 2016, compensado casi totalmente por menores tasas de interés vigentes sobre el endeudamiento en pesos. Adicionalmente, se obtuvieron mejores resultados por la medición a valor razonable de las inversiones en activos financieros por Ps 0,5 MM.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al segundo trimestre de 2017 alcanzó los Ps 4,2 MM, en comparación con el cargo de Ps 1,6 MM correspondiente al mismo período del año 2016, lo cual

representa un incremento de 167,9%. Esta diferencia tiene su origen principalmente en el mayor impuesto diferido por Ps 2,7 MM, y en menor medida, en una disminución de Ps 16 millones en el monto de impuesto corriente. El mayor cargo por impuesto diferido obedece principalmente a la menor diferencia generada por la revaluación de los valores contables respecto de los valores impositivos de las propiedades, planta y equipo que se mantienen en pesos históricos para ser deducidos fiscalmente a medida que se deprecian, teniendo en cuenta la moneda funcional de la compañía y la mayor devaluación del peso registrada en el segundo trimestre año 2017 con respecto a la observada en el mismo período de 2016.

El Resultado neto del 2T 2017 fue una ganancia de Ps 0,3 MM comparado con la pérdida de Ps 0,8 MM del 2T 2016, lo cual representa una mejora de 136,1%.

Las inversiones totales en propiedad, planta y equipo del trimestre alcanzaron los Ps 13,0 MM siendo inferiores en un 10,1% a las inversiones en realizadas durante el segundo trimestre de 2016.

### 3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2017

#### 3.1 UPSTREAM

2T 2016	1T 2017	2T 2017	Var.% 2T17 / 2T16	(Cifras no auditadas)	Ene-Jun 2016	Ene-Jun 2017	Var.% 2017/2016
1.716	899	<b>-884</b>	-151,5%	<b>Resultado operativo</b> (Ps M)	6.157	<b>15</b>	-99,8%
27.839	27.777	<b>26.606</b>	-4,4%	<b>Ventas netas</b> (Ps M)	57.169	<b>54.383</b>	-4,9%
242,9	234,0	<b>218,3</b>	-10,1%	<b>Producción crudo</b> (Kbbld)	245,9	<b>226,1</b>	-8,1%
49,6	54,7	<b>51,4</b>	3,7%	<b>Producción NGL</b> (Kbbld)	52,9	<b>53,1</b>	0,2%
44,8	45,3	<b>44,6</b>	-0,5%	<b>Producción gas</b> (Mm3d)	44,4	<b>44,9</b>	1,2%
574,0	573,5	<b>550,1</b>	-4,2%	<b>Producción total</b> (Kbped)	578,1	<b>561,7</b>	-2,8%
738	593	<b>833</b>	12,9%	<b>Gastos de exploración</b> (Ps M)	1.192	<b>1.426</b>	19,6%
11.409	9.448	<b>9.905</b>	-13,2%	<b>Inversiones (*)</b> (Ps M)	23.664	<b>19.353</b>	-18,2%
9.734	9.935	<b>10.079</b>	3,5%	<b>Depreciaciones</b> (Ps M)	18.830	<b>20.014</b>	6,3%
Precios de Realización							
60,7	53,0	<b>52,5</b>	-13,4%	<b>Crudo mercado local Promedio período</b> (USD/bbl)	61,3	<b>52,8</b>	-13,9%
4,73	4,96	<b>4,91</b>	3,8%	<b>Precio promedio gas</b> (USD/Mmbtu)	4,72	<b>4,93</b>	4,4%

El resultado operativo del Upstream, fue negativo en Ps 0,9 MM en comparación con los Ps 1,7 MM positivos del 2T 2016.

En el segundo trimestre de 2017, los ingresos del segmento disminuyeron un 4,4% en relación al mismo periodo de 2016, alcanzando los Ps 26,6 MM. Esta disminución se produce debido a los siguientes factores:

- Las ventas como productores de gas natural a terceros se incrementaron en Ps 1,8 MM (+20,1%) debido a un incremento del precio promedio de venta a terceros medido en pesos de 19,1% mientras que el volumen comercializado reportó un leve incremento del 0,8%. Cabe destacar que todo el gas natural producido, neto del consumo interno, es asignado al segmento Gas y Energía para la venta a terceros, a un precio intersegmento que incluye el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural ("Plan Gas")
- Las ventas de petróleo crudo disminuyeron en Ps 3,1 MM (-16,0%) debido a una disminución del precio de transferencia entre segmentos medido en pesos del 4,3%, mientras que los volúmenes



transferidos entre segmentos se disminuyeron un 10,9% y aquellos vendidos a terceros disminuyeron un 64,3%.

- El precio promedio de realización del crudo expresado en dólares en el mercado local en el segundo trimestre del año 2017 disminuyó un 13,4% hasta los 52,5 USD/bbl, producto del acuerdo de precios alcanzado por productores y refinadores para 2017. En cuanto al gas natural, el precio de realización promedio fue de 4,91 USD/Mmbtu, un 3,8% superior al del mismo trimestre de 2016.

Durante el segundo trimestre del año la producción total de hidrocarburos alcanzó los 550,1 Kbped, siendo un 4,2% inferior a la del mismo periodo 2016. La producción de crudo disminuyó un 10,1% totalizando 218,3 Kbbld, viéndose afectada principalmente por los fuertes temporales de lluvia y nieve que afectaron a la provincia de Chubut, y en menor medida a la provincia de Santa Cruz, por la conflictividad gremial registrada durante el presente trimestre y, en menor medida la desconsolidación de Maxus. Por su parte la producción de gas natural alcanzó los 44,6 Mm3d siendo un 0,5% inferior a la del mismo periodo 2016, mientras que la producción de NGL se incrementó un 3,7% alcanzando los 51,4 Kbbld.

Respecto de la actividad de desarrollo, en el segundo trimestre del año se han puesto en producción un total de 112 pozos nuevos, incluyendo los pozos de no convencional y tight mencionados posteriormente.

Durante el segundo trimestre de 2017, en las áreas de shale la producción neta para YPF alcanzó un total de 35,3 Kbped de hidrocarburos, lo que representa un aumento del 22,1% respecto al segundo trimestre 2016. Dicha producción se compone por 16,7 Kbbld de crudo, 5,7 Kbbld de NGL y 2,8 Mm3d de gas natural. En cuanto a la actividad de desarrollo operada, se han puesto en producción 22 pozos con objetivo Vaca Muerta, alcanzando un total, al cierre del segundo trimestre de 2017, de aproximadamente 577 pozos contando con un total de 8 equipos activos de perforación y 7 de workover.

En cuanto al desarrollo de tight gas, la producción neta ascendió en el segundo trimestre de 2017 a 13,84 Mm3d, de los cuales el 87,1% proviene de áreas operadas por YPF. En cuanto a la actividad operada se pusieron en producción 21 nuevos pozos, 8 en Aguada Toledo-Sierra Barrosa, 4 en Rincón del Mangrullo y 9 en Estación Fernandez Oro.

En materia de los costos operativos totales se observó en el segundo trimestre de 2017 un incremento del 3,8%, alcanzando los Ps 26,3 MM (excluyendo los gastos exploratorios). Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción ("lifting cost") por Ps 1,0 MM, o 11,1%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 15,5%, ponderado por la caída de producción antes mencionada;
- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo aproximadamente por Ps 0,3 MM, o 3,5%, debido fundamentalmente a la apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la compañía;
- Incremento neto en las regalías por Ps 79 millones, o 2,1%, con una disminución de Ps 139 millones en las regalías sobre la producción de petróleo crudo, por una menor producción y un menor valor en boca de pozo, y un aumento de Ps 218 millones en las regalías sobre la producción de gas natural, por el mayor valor en boca de pozo de este producto;

Los gastos de exploración correspondientes al segundo trimestre del año 2017 ascendieron a Ps 0,8 MM, presentando un incremento del 12,9% comparado con los Ps 0,7 MM correspondientes al mismo período del año 2016, debido principalmente a los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el presente trimestre versus el mismo período del año 2016 por un monto diferencial de Ps 69 millones. La inversión exploratoria total se incrementó Ps 52 millones, o 22,9%, comparado con el mismo trimestre del año anterior.

Se destaca que, durante el presente trimestre en comparación al segundo trimestre de 2016, los costos erogables unitarios en dólares aumentaron un 3,8% de 20,5 USD/bpe en el 2T 2016 a 21,3 USD/bpe en el 2T 2017 (incluyendo tributos por 5,9 USD/bpe y 5,6 USD/bpe respectivamente). Por su parte el lifting cost promedio consolidado para la sociedad fue de 12,8 USD/bpe, un 4,5% superior a los 12,3 USD/Bpe del 2T 2016.

### Inversiones

Las inversiones en Upstream totalizaron Ps 9,9 MM en el segundo trimestre de 2017, siendo inferiores a los Ps 11,4 MM del mismo período de 2016 en un 13,2%.

En relación a las inversiones mencionadas, cabe destacar que el 71% fueron destinadas a perforación y workover, el 25% a instalaciones, y el 4% restante a exploración y otras actividades de Upstream.

En la cuenca Neuquina la actividad del segundo trimestre del 2017 estuvo enfocada principalmente en el desarrollo de los bloques Loma Campana, Aguada Toledo - Sierra Barrosa (Lajas), Rincón del Mangrullo, El Orejano, La Amarga Chica, Loma La Lata (Sierras Blancas), Cerro Bandera, EFO, Río Neuquén y Chachahuen. Continúa la actividad de desarrollo en la Cuenca Cuyana, principalmente en los bloques Barrancas, La Ventana, Mesa Verde, Ugarteche, Vizcacheras, Cerro Fortunoso, Desfiladero Bayo, Puesto Molina y La Ribera. En el Golfo San Jorge, la actividad estuvo centrada en los bloques de Manantiales Behr y El Trébol-Escalante. En cuenca Austral se comenzó con la actividad de perforación en Lago Fuego.

En lo que concierne a la actividad exploratoria, el segundo trimestre del 2017 cubrió las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge y Cuyana. La actividad exploratoria en la cuenca Neuquina se enfocó en los bloques Salinas del Huitrín, Estación Fernandez Oro, Paso de las Bardas y Agua Salada. En la cuenca Golfo San Jorge la actividad se concentró en la evaluación de objetivos profundos en Los Perales mientras que en la cuenca Cuyana se realizó actividad exploratoria en el bloque Zampal Norte.

Adicionalmente en el ámbito internacional, en el bloque San Sebastián, ubicado en la cuenca Austral chilena se terminó de perforar un pozo exploratorio.

Durante el segundo trimestre del año se han finalizado 3 pozos exploratorios (1 de petróleo y 2 de gas).

### 3.2 DOWNSTREAM

2T 2016	1T 2017	2T 2017	Var.% 2T17 / 2T16	(Cifras no auditadas)	Ene-Jun 2016	Ene-Jun 2017	Var.% 2017/2016
3.039	4.364	<b>3.093</b>	1,8%	<b>Resultado operativo</b> (Ps M)	2.241	<b>7.457</b>	232,8%
41.447	44.180	<b>45.611</b>	10,0%	<b>Ventas netas</b> (Ps M)	77.407	<b>89.791</b>	16,0%
4.126	3.952	<b>4.172</b>	1,1%	<b>Ventas de productos refinados mercado interno</b> (Km3)	8.163	<b>8.124</b>	-0,5%
275	419	<b>289</b>	5,1%	<b>Exportación productos refinados</b> (Km3)	767	<b>708</b>	-7,7%
207	173	<b>214</b>	3,6%	<b>Ventas de productos químicos mercado interno (*)</b> (Ktn)	395	<b>387</b>	-1,9%
42	44	<b>52</b>	24,1%	<b>Exportacion de productos químicos</b> (Ktn)	69	<b>96</b>	39,3%
288	291	<b>295</b>	2,2%	<b>Crudo procesado</b> (Kbped)	291	<b>293</b>	0,5%
90%	91%	<b>92%</b>	2,2%	<b>Utilización de las refinерías</b> (%)	91%	<b>92%</b>	0,7%
2.396	1.279	<b>1.935</b>	-19,2%	<b>Inversiones</b> (Ps M)	4.030	<b>3.214</b>	-20,2%
1.276	1.569	<b>1.621</b>	27,0%	<b>Depreciaciones</b> (Ps M)	2.478	<b>3.190</b>	28,7%
676	667	<b>655</b>	-3,1%	<b>Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (**)</b> (USD/m3)	616	<b>661</b>	7,4%
661	644	<b>624</b>	-5,6%	<b>Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (**)</b> (USD/m3)	612	<b>633</b>	3,4%

(\*) No incluye las ventas de fertilizantes.

(\*\*) Incluye Ingresos Brutos y neto de bonificaciones, comisiones y otros impuestos

El segmento del Downstream en el 2T de 2017 registró un resultado operativo de Ps 3,1 MM, lo que representa un incremento del 1,8% frente al resultado operativo de Ps 3,0 MM reportado en el 2T 2016.

Las ventas netas crecieron un 10,0% con relación al segundo trimestre del año 2017, alcanzando los Ps 45,6 MM. Se destacan:

- Las ventas de naftas aumentaron Ps 1,9 MM, o 17,0%, debido a un incremento aproximado del 7,4% en el precio promedio para el mix de naftas y a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente 8,9%, reflejando un incremento del 29,9% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las ventas de asfaltos en el mercado interno se incrementaron en Ps 0,5 MM, o 245,7%, debido a un aumento en los volúmenes comercializados del 188,4% y a un incremento en el precio promedio de aproximadamente 19,9%;

- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 45 millones, o 0,2%, debido a un incremento aproximado del 4,5% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, parcialmente compensado por menores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 4,1% motivados por menores ventas a las usinas de generación eléctrica y compensado parcialmente por mayores volúmenes despachados en los segmentos de Agro y Transporte. Sin embargo, se observó un incremento del 23,3% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
- Las ventas de fuel oil en el mercado interno disminuyeron en Ps 1,0 MM, o 37,7%, debido a una disminución en los volúmenes comercializados del 24,7% a las usinas de generación eléctrica y a una disminución en el precio promedio de aproximadamente 17,2%;
- Los ingresos obtenidos en el mercado externo se incrementaron en Ps 0,7 o 17,6%. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de Jet Fuel en un 48,0%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos, así como también las mayores exportaciones en volúmenes y precios de los productos Petroquímicos en un 45,2%, de GLP en un 157,8% y de nafta virgen, que no había registrado volúmenes exportados en el segundo trimestre de 2016. Las exportaciones de harinas y aceite de soja tuvieron una leve disminución de Ps 61 millones o 3,5% en la comparación de ambos trimestres.

En el segundo trimestre de 2017 los costos y gastos operativos se incrementaron un 10,0%, o Ps 3,5 MM, con relación al mismo periodo del año anterior. Se destacan:

- Disminución neta en las compras de petróleo crudo por Ps 1,2 MM, o 5,6%, debido principalmente a la baja del 4,4% en los precios del petróleo crudo expresado en pesos, relacionado con el sendero de precios del crudo en el mercado interno, acordado entre productores y refinadores para 2017, y debido a menores volúmenes comprados. El volumen de crudo transferido del segmento Upstream tuvo una disminución del 10,9%, y el volumen comprado a terceros tuvo un incremento de 54,8%;
- Mayores compras netas de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 1,1 MM, o un 33,3%, debido principalmente a un aumento de aproximadamente un 21,5% en el precio del bioetanol y un 12,7% en el precio de FAME y a un aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 26,2% y a un aumento en los volúmenes de FAME del 6,0%;
- Mayores importaciones de combustibles por Ps 0,3 MM, o 15,3% debido a un incremento de aproximadamente un 28,4% en el precio de importación de gas oil y de 27,1% en el del Jet Fuel, compensado parcialmente por una disminución de 22,9% en los volúmenes importados de Jet Fuel;
- Mayor recepción de granos a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al agro, por Ps 0,4 MM, o 22,0%, las cuales se registran contablemente como compras;
- Incremento en los costos de los productos vendidos por Ps 1,5 MM, o 76,0%, como consecuencia de una menor valoración de los stocks con respecto a la ocurrida en el mismo trimestre del ejercicio anterior;

- En relación a los costos de producción, se observa durante el segundo trimestre de 2017 un incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,3 MM, o 13,4%. Dichos incrementos están fundamentalmente motivados por los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos, electricidad y otros suministros y combustibles. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo que el nivel de procesamiento en refinerías fue un 2,2% superior, el costo de refinación unitario aumentó en el segundo trimestre de 2017 en un 11,0% en comparación con el mismo período de 2016. A su vez, los costos de transporte vinculados a la producción (naval, oleoductos y poliductos) presentan un incremento de Ps 0,2 MM, lo que representa un aumento del 23%;
- Mayores depreciaciones de propiedad planta y equipo correspondientes al proceso productivo por aproximadamente Ps 0,4 MM, lo que representa un incremento del 31,0%; motivado fundamentalmente por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo período del año anterior (se destaca la puesta en funcionamiento de la nueva unidad de Coque en la refinería La Plata a partir del cuarto trimestre de 2016), y debido a la mayor valuación de los mismos teniendo en cuenta la moneda funcional de la compañía;

Se registraron mayores gastos de comercialización por Ps 0,5 MM, o 13,9%, motivado fundamentalmente por mayores costos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en los precios de combustibles en el mercado interno, por el incremento de las actividades publicitarias y promocionales y por los mayores cargos de impuestos a los débitos y créditos bancarios.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 295 Kbbld, un 2,2% superior al del segundo trimestre del 2016. Con estos mayores niveles de procesamiento, se obtuvo una mayor producción de Naftas (+5,3%), menor producción de Gas Oil (-2,6%) y de Fuel Oil (-31,4%), mientras que se incrementó la producción de otros refinados como Jet Fuel, GLP y carbón de petróleo, todo ello en comparación con las producciones del segundo trimestre del año anterior;

### Inversiones

Las inversiones de Downstream del segundo trimestre del 2017 alcanzaron los Ps 1,9 MM, siendo inferiores en un 19,2% a las del mismo período del 2016.

Continúa el avance en la ejecución del revamping de la Unidad de Topping III en Refinería Luján de Cuyo, cuya puesta en marcha se estima para la segunda mitad de 2017 y de los proyectos de adecuaciones en instalaciones logísticas y de mejoras en aspectos de seguridad y medio ambiente.

### 3.3 GAS Y ENERGÍA

2T 2016	1T 2017	2T 2017	Var.% 2T17 / 2T16	(Cifras no auditadas)	Ene-Jun 2016	Ene-Jun 2017	Var.% 2017/2016
393	558	<b>1.025</b>	160,8%	<b>Resultado operativo</b> (Ps M)	397	<b>1.583</b>	298,7%
6.806	13.745	<b>15.749</b>	131,4%	<b>Ventas netas</b> (Ps M)	12.262	<b>29.494</b>	140,5%
380	943	<b>992</b>	161,1%	<b>Inversiones</b> (Ps M)	837	<b>1.935</b>	131,2%
57	65	<b>65</b>	14,0%	<b>Depreciaciones</b> (Ps M)	145	<b>130</b>	-10,3%

En sus Estados Financieros anuales de 2016, la compañía comenzó a reportar su segmento de negocios de Gas y Energía, el cual comprende las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas natural a terceros, servicios de regasificación de gas natural licuado (GNL) y generación de electricidad.

A su vez, a partir de 2017, la Vicepresidencia de Gas y Energía acordó asumir todos los eventuales riesgos derivados de la administración y gestión de cobranza del Plan de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, por lo que comenzó a registrar el mismo dentro de los Ingresos por ventas del segmento, para luego transferirlo al segmento de Upstream como una operación intersegmento.

La ganancia operativa de este segmento correspondiente al segundo trimestre de 2017 fue de Ps 1,0 MM, frente a los Ps 0,4 MM de utilidad operativa reportados durante el mismo período de 2016. Dicho incremento se debe principalmente a los mejores resultados en pesos obtenidos por los servicios de regasificación de GNL en Bahía Blanca y Escobar, cuyas tarifas están fijadas en dólares, y a la paulatina recomposición de tarifas obtenida por nuestra compañía controlada Metrogas S.A., la cual registró una utilidad operativa de Ps 0,6 MM en el segundo trimestre de 2017, frente a una utilidad operativa de Ps 0,2 MM en el mismo período de 2016. También se registraron mejores resultados operativos provenientes de nuestra compañía controlada YPF Energía Eléctrica S.A. atribuibles a este segmento en Ps 0,1 MM, o 89,0%.

#### Inversiones

Las inversiones Gas y Energía del segundo trimestre 2017 ascendieron a Ps 1,0 MM, siendo un 161,1% superior a las del segundo trimestre 2016.

En el trimestre, se destacó el avance en las obras de construcción de las nuevas plantas termoeléctricas Loma Campana I y Este ubicadas en el yacimiento del mismo nombre, las nuevas centrales termoeléctrica Y-GEN e Y-GEN II en Loma Campana, Provincia de Neuquén, y El Bracho, provincia de Tucumán. En el mismo sentido se destaca el avance del parque eólico Manantiales Behr en Comodoro Rivadavia. Los proyectos de YGEN e YGEN II son el resultado de una asociación con General Electric.

Se estima que Loma Campana I, Loma Campana Este e YGEN entraran en producción en la segunda mitad de 2017, mientras que YGEN II lo hará en la primera mitad del 2018. En lo referente al parque eólico entrará en servicio durante la primera mitad del 2018 en forma gradual.

### 3.4 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 fue una pérdida de Ps 0,5 MM en comparación con la utilidad operativa de Ps 0,6 MM del mismo periodo del año anterior. En el segundo trimestre de 2016, en este segmento se incluyó el resultado positivo neto de Ps 1,5 MM generado por el proceso de desconsolidación de las entidades de Maxus. La restante variación está relacionada principalmente con los incrementos en los gastos de personal y con los mayores cargos por licencias informáticas, compensados con menores cargos por actualizaciones de contingencias judiciales y mejores resultados obtenidos por nuestra sociedad controlada A-Evangelista S.A.

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 0,8 MM en el segundo trimestre de 2017. Estos ajustes habían tenido una magnitud negativa de Ps 0,4 MM en el segundo trimestre de 2016. En el presente trimestre se produjo una reducción de la brecha entre los precios de transferencia entre negocios y el costo de reposición de los bienes de cambio de la compañía, mientras que, en el segundo trimestre de 2016, la misma se había ampliado.

### 3.5 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

El resultado de las compañías no controladas en el segundo trimestre del año mostró un resultado positivo de Ps 0,1 MM, habiendo sido el resultado obtenido en el segundo trimestre del año anterior positivo en Ps 0,2 MM. Dicha variación surge principalmente por los menores resultados obtenidos por Profertil, Mega y Refinor.

## 4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el segundo trimestre del año 2017, la generación de caja operativa alcanzó los Ps 13,0 MM, un 96,3% superior a la del mismo período del año anterior. Este incremento de Ps 6,4 MM tuvo lugar gracias a una mejora en el capital de trabajo en el trimestre y a un menor monto de pagos por impuesto a las ganancias por Ps 0,6 MM, lo cual fue parcialmente compensado por una disminución del EBITDA de Ps 1,0 MM. Entre los principales motivos que contribuyen a dicha mejora del capital de trabajo cabe mencionar la cobranza de créditos adeudados a la compañía, entre ellos, los derivados del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural durante el presente trimestre y en comparación con el segundo trimestre de 2016 cuando no se habían percibido cobranzas provenientes de este programa.

El flujo de efectivo de las actividades de inversión alcanzó un total de Ps 12,7 MM durante el segundo trimestre del año 2017, un 11,9% menor al del mismo período del año anterior. Las inversiones en activos fijos e intangibles totalizaron Ps 13,1 MM en el segundo trimestre de 2017 y fueron inferiores en un 14,3% a las del mismo período del año anterior.

A su vez, como resultado de sus actividades de financiación, durante el segundo trimestre de 2017 la compañía tuvo un incremento neto de fondos de Ps 1,3 MM, a diferencia de la reducción neta de Ps 2,3 MM ocurrida en el mismo período de 2016. Esta diferencia fue generada por una mayor toma y refinanciación neta de vencimientos de deuda por Ps 3,5 MM y por un menor pago de intereses por Ps 0,2 MM.

La generación de recursos previamente explicada, sumada a la inversión realizada por la compañía en bonos soberanos y aquellos recibidos oportunamente por los cobros adeudados del Plan Gas del año 2015, que aún se conservan en cartera, deviene en una posición de efectivo y equivalentes de Ps 29,2 MM<sup>(1)</sup> al 30 de junio de 2017. Dicha posición de caja se vio incrementada en los primeros días de julio con la nueva emisión internacional de USD 750 millones.

La deuda total expresada en dólares alcanzó los USD 9,7 MM, y la deuda neta los USD 7,9 MM<sup>(1)</sup>, con una ratio Deuda neta/EBITDA<sup>(2)</sup> de 1,98x.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del segundo trimestre de 2017 fue de 22,24%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 7,83%.

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

ON	Monto	Tasa de interés	Vencimiento
Clase LII	USD 300 M (*)	16,50%	60 meses
Clase LIII (3T 2017)	USD 750 M	6,95%	120 meses

(\*) Peso Linked

(1) Deuda Neta: Incluye inversiones en activos financieros (títulos públicos) por USD 947 millones a valor de mercado

(2) Deuda Neta: 7.925 MUSD / EBITDA LTM: 3.993 MUSD = 1.98x



**5. TABLAS Y NOTAS**  
Resultados 2° TRIMESTRE 2017

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

2T 2016	1T 2017	2T 2017	Var.% 2T17 / 2T16		Ene-Jun 2016	Ene-Jun 2017	Var.% 2016 / 2017
52.759	57.003	60.162	14,0%	Ingresos	99.693	117.165	17,5%
(42.819)	(45.798)	(49.675)	16,0%	Costos	(82.950)	(95.473)	15,1%
<b>9.940</b>	<b>11.205</b>	<b>10.487</b>	<b>5,5%</b>	<b>Resultado bruto</b>	<b>16.743</b>	<b>21.692</b>	<b>29,6%</b>
(3.699)	(3.887)	(4.209)	13,8%	Gastos de comercialización	(6.744)	(8.096)	20,0%
(1.833)	(1.790)	(2.001)	9,2%	Gastos de administración	(3.319)	(3.791)	14,2%
(738)	(593)	(833)	12,9%	Gastos de exploración	(1.192)	(1.426)	19,6%
-	-	-	-	Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	-
1.648	(424)	22	-98,7%	Otros resultados operativos, netos	1.448	(402)	-127,8%
<b>5.318</b>	<b>4.511</b>	<b>3.466</b>	<b>-34,8%</b>	<b>Resultado operativo</b>	<b>6.936</b>	<b>7.977</b>	<b>15,0%</b>
<b>166</b>	<b>22</b>	<b>92</b>	<b>-44,6%</b>	<b>Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos</b>	<b>263</b>	<b>114</b>	<b>-56,7%</b>
1.988	1.612	3.001	<b>51,0%</b>	Ingresos financieros	11.109	4.613	-58,5%
(6.690)	(8.848)	(2.720)	-59,3%	Costos financieros	(12.170)	(11.568)	-4,9%
42	75	658	1466,7%	Otros resultados financieros	419	733	74,9%
<b>(4.660)</b>	<b>(7.161)</b>	<b>939</b>	<b>-120,2%</b>	<b>Resultados financieros netos</b>	<b>(642)</b>	<b>(6.222)</b>	<b>869,2%</b>
<b>824</b>	<b>(2.628)</b>	<b>4.497</b>	<b>445,8%</b>	<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>6.557</b>	<b>1.869</b>	<b>-71,5%</b>
(1.577)	2.820	(4.225)	167,9%	Impuesto a las ganancias	(6.455)	(1.405)	-78,2%
<b>(753)</b>	<b>192</b>	<b>272</b>	<b>-136,1%</b>	<b>Resultado neto del ejercicio</b>	<b>102</b>	<b>464</b>	<b>354,9%</b>
(10)	167	60	-	Resultado neto atribuible al interés no controlante	(151)	227	-
<b>(743)</b>	<b>25</b>	<b>212</b>	<b>-128,5%</b>	Resultado neto atribuible al accionista de la controlante	<b>253</b>	<b>237</b>	<b>-6,3%</b>
<b>(1,89)</b>	<b>0,06</b>	<b>0,54</b>	<b>-128,5%</b>	<b>Resultado neto por acción básico y diluida</b>	<b>0,65</b>	<b>0,60</b>	<b>-7,2%</b>
4.309	(3.643)	9.593	122,6%	Otros resultados integrales	19.716	5.950	-69,8%
<b>3.556</b>	<b>(3.451)</b>	<b>9.865</b>	<b>177,4%</b>	<b>Resultado integral total del periodo</b>	<b>19.818</b>	<b>6.414</b>	<b>-67,6%</b>
<b>17.181</b>	<b>16.826</b>	<b>16.177</b>	<b>-5,8%</b>	<b>EBITDA (*)</b>	<b>29.674</b>	<b>33.003</b>	<b>11,2%</b>

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

(\*) 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>31/12/2016</u>	<u>30/06/2017</u>
<b>Activo No Corriente</b>		
Activos intangibles	8.114	8.707
Propiedades, planta y equipo	308.014	320.643
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	5.488	5.772
Activos por impuesto diferido, netos	564	354
Otros créditos	3.909	1.886
Créditos por ventas	87	94
Inversiones en activos financieros	7.737	7.736
<b>Total del activo no corriente</b>	<b><u>333.913</u></b>	<b><u>345.192</u></b>
<b>Activo Corriente</b>		
Inventarios	21.820	24.031
Otros créditos	13.456	10.712
Créditos por ventas	33.645	32.979
Inversiones en activos financieros	7.548	7.966
Efectivo y equivalentes de efectivo	10.757	13.455
<b>Total del activo corriente</b>	<b><u>87.226</u></b>	<b><u>89.143</u></b>
<b>Total del activo</b>	<b><u>421.139</u></b>	<b><u>434.335</u></b>
<b>Patrimonio Neto</b>		
Aportes de los propietarios	10.403	10.372
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	108.352	113.823
Interés no controlante	(94)	133
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b><u>118.661</u></b>	<b><u>124.328</u></b>
<b>Pasivo No Corriente</b>		
Provisiones	47.358	54.181
Pasivos por impuesto diferido, netos	42.465	43.422
Cargas fiscales	98	245
Préstamos	127.568	138.038
Otros pasivos	336	355
Cuentas por pagar	2.187	1.594
<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b><u>220.012</u></b>	<b><u>237.835</u></b>
<b>Pasivo Corriente</b>		
Provisiones	1.994	1.838
Impuesto a las ganancias a pagar	176	137
Cargas fiscales	4.440	5.709
Remuneraciones y cargas sociales	3.094	2.677
Préstamos	26.777	22.520
Otros pasivos	4.390	1.178
Cuentas por pagar	41.595	38.113
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b><u>82.466</u></b>	<b><u>72.172</u></b>
<b>Total del pasivo</b>	<b><u>302.478</u></b>	<b><u>310.007</u></b>
<b>Total del Pasivo y Patrimonio Neto</b>	<b><u>421.139</u></b>	<b><u>434.335</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)

2T 2016	1T 2017	2T 2017		Ene-Jun 2016	Ene-Jun 2017
			<b>Actividades operativas:</b>		
(753)	192	272	Resultado neto	102	464
(166)	(22)	(92)	Resultados de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos	(263)	(114)
11.225	11.764	11.972	Depreciación de propiedades, planta y equipo	21.759	23.736
170	181	202	Amortización de activos intangibles	323	383
1.422	869	1.315	Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	2.605	2.184
1.577	(2.820)	4.225	Cargo por impuesto a las ganancias	6.455	1.405
1.411	1.671	510	Aumento neto de provisiones	2.503	2.181
-	-	-	Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-
3.966	6.369	(1.024)	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	(700)	5.345
17	26	44	Plan de beneficios en acciones	57	70
(1.528)	-	-	Resultado por desconsolidación de sociedades	(1.528)	-
			<b>Cambios en activos y pasivos:</b>		
(6.922)	1.894	(769)	Créditos por ventas	(14.888)	1.125
117	3.175	(278)	Otros créditos	4.635	2.897
(1.208)	111	(1.408)	Inventarios	(119)	(1.297)
(2.535)	1.145	(1.156)	Cuentas por pagar	(1.757)	(11)
311	2.119	(675)	Cargas fiscales	(449)	1.444
368	(651)	238	Remuneraciones y cargas sociales	(51)	(413)
37	(950)	18	Otros pasivos	137	(932)
(594)	(273)	(393)	Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(948)	(666)
520	95	216	Dividendos cobrados	520	311
-	-	-	Cobro de seguros por pérdida de beneficio	607	-
(821)	(245)	(234)	Pagos de impuesto a las ganancias	(1.561)	(479)
<b>6.614</b>	<b>24.650</b>	<b>12.983</b>	<b>Flujos de efectivo de las actividades operativas</b>	<b>17.439</b>	<b>37.633</b>
			<b>Activades de inversión:</b>		
(15.299)	(14.574)	(13.104)	Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(32.602)	(27.678)
-	(272)	(65)	Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	-	(337)
910	-	-	Cobro por ventas de activos financieros	910	-
13	(3)	3	Pagos por adquisición de activos financieros	-	-
-	8	503	Intereses cobrados de activos financieros	-	511
-	-	-	Cobro de seguros por daño material	355	-
<b>(14.376)</b>	<b>(14.841)</b>	<b>(12.663)</b>	<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión</b>	<b>(31.337)</b>	<b>(27.504)</b>
			<b>Actividades de financiación:</b>		
(16.775)	(8.393)	(6.687)	Pago de préstamos	(33.954)	(15.080)
(3.378)	(5.369)	(3.208)	Pago de intereses	(6.893)	(8.577)
17.863	4.769	11.291	Préstamos obtenidos	54.466	16.060
(55)	-	(100)	Recompra de acciones propias en cartera	(55)	(100)
-	-	-	Aportes del interés no controlante	50	-
<b>(2.345)</b>	<b>(8.993)</b>	<b>1.296</b>	<b>Flujos de efectivo de las actividades de financiación</b>	<b>13.614</b>	<b>(7.697)</b>
<b>(15)</b>	<b>(149)</b>	<b>415</b>	<b>Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes</b>	<b>938</b>	<b>266</b>
<b>(148)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>Desconsolidación de subsidiarias</b>	<b>(148)</b>	<b>-</b>
<b>(10.270)</b>	<b>667</b>	<b>2.031</b>	<b>Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes</b>	<b>506</b>	<b>2.698</b>
26.163	10.757	11.424	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	15.387	10.757
15.893	11.424	13.455	Efectivo y equivalentes al cierre del período	15.893	13.455
<b>(10.270)</b>	<b>667</b>	<b>2.031</b>	<b>Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes</b>	<b>506</b>	<b>2.698</b>
			<b>COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO</b>		
6.898	5.620	5.438	Caja y Bancos	6.898	5.438
8.995	5.804	8.017	Otros Activos Financieros	8.995	8.017
<b>15.893</b>	<b>11.424</b>	<b>13.455</b>	<b>TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO</b>	<b>15.893</b>	<b>13.455</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)

2T 2017	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	78	14.808	45.406	483	-613	<b>60.162</b>
Ingresos intersegmentos	26.528	941	205	1.791	-29.465	-
<b>Ingresos Ordinarios</b>	<b>26.606</b>	<b>15.749</b>	<b>45.611</b>	<b>2.274</b>	<b>-30.078</b>	<b>60.162</b>
<b>Resultado operativo</b>	-884	1.025	3.093	-535	767	<b>3.466</b>
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	53	39	-	-	<b>92</b>
Depreciación de propiedades, planta y equipo	10.079	65	1.621	207	-	<b>11.972</b>
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	-	-	-	-
Inversión en propiedades, planta y equipo	9.905	992	1.935	197	-	<b>13.029</b>
Activos	225.272	37.926	133.136	38.676	-675	<b>434.335</b>

  

2T 2016	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	4.625	6.203	41.212	719	-	<b>52.759</b>
Ingresos intersegmentos	23.214	603	235	1.613	-25.665	-
<b>Ingresos Ordinarios</b>	<b>27.839</b>	<b>6.806</b>	<b>41.447</b>	<b>2.332</b>	<b>-25.665</b>	<b>52.759</b>
<b>Resultado operativo</b>	1.716	393	3.039	605	-435	<b>5.318</b>
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	94	72	-	-	<b>166</b>
Depreciación de propiedades, planta y equipo	9.734	57	1.276	158	-	<b>11.225</b>
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	-	-	-	-
Inversión en propiedades, planta y equipo	11.394	380	2.396	313	-	<b>14.483</b>
Activos al 31 de diciembre de 2016	236.173	25.866	125.536	34.739	-1.175	<b>421.139</b>

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

<i>Millones de USD</i>	2016 2T	2017 1T	2017 2T	Var 2T 17 / 2T 16	2016 Ene-Jun	2017 Ene-Jun	Var 2017 / 2016
<b>ESTADO DE RESULTADOS</b>							
Ingresos Ordinarios	3.720	3.648	3.837	3,1%	6.971	7.484	7,4%
Costos de Ventas	-3.019	-2.931	-3.168	4,9%	-5.799	-6.098	5,2%
<b>Utilidad bruta</b>	<b>701</b>	<b>717</b>	<b>669</b>	<b>-4,6%</b>	<b>1.172</b>	<b>1.386</b>	<b>18,2%</b>
Otros resultados operativos	-326	-428	936	-387,1%	-685	507	-174,1%
<b>Utilidad operativa</b>	<b>375</b>	<b>289</b>	<b>221</b>	<b>-41,1%</b>	<b>487</b>	<b>510</b>	<b>4,6%</b>
Depreciaciones + deterioro del valor de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	792	753	764	-3,5%	1.521	1.516	-0,3%
Amortización de activos intangibles	12	12	13	7,5%	23	24	8,3%
Perforaciones exploratorias improductivas	33	24	34	3,8%	46	58	25,8%
<b>EBITDA</b>	<b>1.212</b>	<b>1.077</b>	<b>1.032</b>	<b>-14,8%</b>	<b>2.077</b>	<b>2.108</b>	<b>1,5%</b>
<b>UPSTREAM</b>							
Ventas netas	1.963	1.778	1.697	-13,6%	3.995	3.474	-13,0%
Utilidad operativa	121	58	-56	-146,6%	429	1	-99,7%
Amortizaciones	686	636	643	-6,4%	1.316	1.278	-2,9%
Inversiones	805	605	632	-21,5%	1.653	1.236	-25,2%
EBITDA	840	717	621	-26,1%	1.791	1.338	-25,3%
<b>DOWNSTREAM</b>							
Ventas netas	2.923	2.828	2.909	-0,5%	5.414	5.736	5,9%
Utilidad operativa	214	279	197	-8,0%	159	476	199,6%
Amortizaciones	90	100	103	14,9%	173	204	17,6%
Inversiones	169	82	123	-27,0%	282	205	-27,3%
EBITDA	304	380	301	-1,2%	332	680	104,7%
<b>GAS Y ENERGÍA</b>							
Ventas netas	480	880	1.004	109,3%	854	1.884	120,7%
Utilidad operativa	28	36	65	135,9%	28	101	264,3%
Amortizaciones	4	4	4	3,1%	10	8	-17,6%
Inversiones	27	60	63	136,1%	58	124	112,3%
EBITDA	32	40	70	119,1%	38	109	187,0%
<b>ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS</b>							
Utilidad operativa	43	-84	-15	-134,5%	6	-99	-1682,4%
Inversiones	22	18	13	-43,1%	49	30	-38,3%
<b>AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN</b>							
Utilidad operativa	-31	-19	49	-259,5%	-135	29	-121,9%
<b>Tipo de cambio promedio del periodo</b>	<b>14,18</b>	<b>15,62</b>	<b>15,68</b>		<b>14,31</b>	<b>15,65</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. Los periodos acumulados corresponden a la suma de los resultados trimestrales.

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

	Unidad	2016					2017		
		1T	2T	3T	4T	Acum. 4T 2016	1T	2T	Acum. 2T 2017
<b>Producción</b>									
Producción de crudo	Kbbl	22.656	22.102	22.735	22.051	89.544	21.058	19.867	40.925
Producción de NGL	Kbbl	5.124	4.512	4.608	4.987	19.230	4.923	4.680	9.603
Producción de gas	Mm3	4.008	4.074	4.127	4.099	16.308	4.076	4.056	8.132
<b>PRODUCCION TOTAL</b>	<b>Kbpe</b>	<b>52.986</b>	<b>52.237</b>	<b>53.299</b>	<b>52.816</b>	<b>211.338</b>	<b>51.618</b>	<b>50.055</b>	<b>101.673</b>
<b>Henry Hub</b>	US\$/mbtu	2,09	1,95	2,81	2,98	<b>2,46</b>	3,32	3,18	<b>3,25</b>
<b>Brent</b>	US\$/bbl	37,88	45,56	45,79	49,19	<b>43,56</b>	53,68	49,67	<b>51,68</b>
<b>Ventas</b>									
<b>Ventas de productos refinados</b>									
<b>Mercado interno</b>									
Motonaftas	Km3	1.283	1.119	1.178	1.248	4.828	1.297	1.220	2.516
Gasoil	Km3	1.855	2.038	1.955	1.955	7.803	1.792	1.954	3.746
JP1 y Kerosene	<b>Km3</b>	130	107	135	139	510	134	117	251
Fuel Oil	Km3	354	350	376	189	1.269	220	264	484
LPG	Km3	153	242	273	171	839	152	241	393
Otros (*)	Km3	263	270	340	342	1.214	357	377	733
<b>Total mercado interno</b>	<b>Km3</b>	<b>4.037</b>	<b>4.126</b>	<b>4.257</b>	<b>4.043</b>	<b>16.463</b>	<b>3.952</b>	<b>4.172</b>	<b>8.124</b>
<b>Mercado externo</b>									
Nafta Virgen	Km3	0	0	15	86	100	57	23	81
JP1 y Kerosene	Km3	121	117	130	138	507	135	123	258
LPG	<b>Km3</b>	117	17	40	128	302	115	39	154
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	149	116	93	87	445	83	74	157
Otros (**)	Km3	105	24	26	59	214	28	29	58
<b>Total mercado externo</b>	<b>Km3</b>	<b>493</b>	<b>275</b>	<b>303</b>	<b>498</b>	<b>1.568</b>	<b>419</b>	<b>289</b>	<b>707</b>
<b>Total ventas productos refinados</b>	<b>Km3</b>	<b>4.529</b>	<b>4.401</b>	<b>4.560</b>	<b>4.540</b>	<b>18.031</b>	<b>4.371</b>	<b>4.461</b>	<b>8.831</b>
<b>Ventas de productos químicos</b>									
<b>Mercado interno</b>									
Fertilizantes	Ktn	24	40	91	114	269	35	39	74
Metanol	Ktn	55	82	105	85	327	57	84	141
Otros	Ktn	133	125	122	144	524	116	130	246
<b>Total mercado interno</b>	<b>Ktn</b>	<b>212</b>	<b>247</b>	<b>318</b>	<b>343</b>	<b>1.120</b>	<b>208</b>	<b>254</b>	<b>462</b>
<b>Mercado externo</b>									
Metanol	Ktn	2	1	2	2	7	1	2	3
Otros	Ktn	25	41	78	51	195	42	51	93
<b>Total mercado externo</b>	<b>Ktn</b>	<b>27</b>	<b>42</b>	<b>80</b>	<b>53</b>	<b>202</b>	<b>43</b>	<b>52</b>	<b>95</b>
<b>Total ventas productos químicos</b>	<b>Ktn</b>	<b>239</b>	<b>289</b>	<b>398</b>	<b>396</b>	<b>1.322</b>	<b>251</b>	<b>306</b>	<b>557</b>
<b>Ventas de otros productos</b>									
<b>Granos, harinas y aceites</b>									
Mercado interno	Ktn	9	27	7	11	54	21	37	58
Mercado externo	Ktn	169	311	256	151	887	159	291	450
<b>Total granos, harinas y aceites</b>	<b>Ktn</b>	<b>178</b>	<b>338</b>	<b>263</b>	<b>162</b>	<b>941</b>	<b>180</b>	<b>328</b>	<b>508</b>
<b>Principales volúmenes importados</b>									
Naftas y Jet Fuel	Km3	50	65	52	3	<b>171</b>	3	40	<b>43</b>
Gasoil	Km3	145	239	306	45	<b>736</b>	152	230	<b>382</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 2016, 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