

**YPF S.A.**  
**Resultados Consolidados**  
**3T 2018**

## ÍNDICE

<b>1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL TERCER TRIMESTRE 2018</b> .....	<b>3</b>
<b>2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2018</b> .....	<b>4</b>
<b>3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL TERCER TRIMESTRE DE 2018</b> .....	<b>8</b>
3.1 UPSTREAM .....	8
3.2 DOWNSTREAM .....	12
3.3 GAS Y ENERGÍA .....	16
3.4 CORPORACIÓN Y OTROS .....	17
3.5 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS .....	17
<b>4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL</b> .....	<b>17</b>
<b>5. TABLAS Y NOTAS</b> .....	<b>19</b>
5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO .....	20
5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO .....	21
5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO .....	22
5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DEL NEGOCIO .....	23
5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES.....	24
5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS .....	25

## El EBITDA del tercer trimestre de 2018 alcanzó los Ps 36,8 MM un 116,0% superior al tercer trimestre 2017.

3T 2017	2T 2018	3T 2018	Var.% 3T18 / 3T17	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2017	Ene-Sep 2018	Var.% 2018 / 2017
66.034	93.034	<b>121.188</b>	83,5%	<b>Ingresos</b> (Ps M)	183.199	<b>290.045</b>	58,3%
3.050	1.746	<b>12.685</b>	315,9%	<b>Resultado operativo</b> (Ps M)	11.027	<b>31.785</b>	188,2%
246	1.508	<b>13.207</b>	5268,7%	<b>Resultado neto</b> (Ps M)	710	<b>20.701</b>	2815,6%
17.043	24.782	<b>36.821</b>	116,0%	<b>EBITDA</b> (Ps M)	50.046	<b>98.095</b>	96,0%
17.043	24.782	<b>36.821</b>	116,0%	<b>EBITDA recurrente</b> (Ps M)	50.046	<b>86.115</b>	72,1%
0,24	5,08	<b>33,50</b>	14047,5%	<b>Resultado neto por acción</b> (Ps /acción)	0,84	<b>54,05</b>	6335,2%
15.903	19.338	<b>27.232</b>	71,2%	<b>Inversiones</b> (Ps M)	40.882	<b>61.444</b>	50,3%

EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación de propiedad, planta y equipo + Amortización de Activos Intangibles + Perforaciones Exploratorias Improductivas + (Recupero) / Deterioro de propiedad, planta y equipo.

EBITDA recurrente: no incluye el resultado por revaluación de la inversión de YPF S.A. en YPF Energía Eléctrica (YPF EE) por Ps 12,0 MM durante el 1T 2018.

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

### **1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2018**

- Los ingresos ordinarios en el tercer trimestre de 2018 ascendieron a Ps 121,2 MM, un 83,5% superiores al tercer trimestre de 2017.
- La utilidad operativa del tercer trimestre fue de Ps 12,7 MM, lo que representa un incremento del 315,9% respecto del mismo período del año anterior.
- El resultado neto del tercer trimestre fue una ganancia de Ps 13,2 MM, comparado con la utilidad neta de Ps 0,2 MM reportada en el tercer trimestre de 2017.
- En el tercer trimestre del año, la producción total de hidrocarburos alcanzó los 529,1 Kbped, siendo un 4,3% inferior a la del mismo período 2017.
- En el negocio del Downstream, en el tercer trimestre de 2018, los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron el 87,7%, un 4,6% inferior al mismo trimestre del año pasado.
- Las inversiones en propiedad, planta y equipo del tercer trimestre del año alcanzaron los Ps 27,2 MM, reflejando un aumento del 71,2% respecto de los Ps 15,9 MM invertidos durante el tercer trimestre del año 2017.

## **2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2018**

Los ingresos correspondientes al tercer trimestre de 2018 fueron de Ps 121,2 MM, lo que representa un aumento del 83,5% en comparación con los Ps 66,0 MM correspondientes al mismo período de 2017. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la compañía antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 18,6 MM, o 89,6%, debido a un incremento aproximado del 74,3% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 8,8%. Se observó un incremento del 16,4% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
- Las ventas de naftas aumentaron Ps 10,4 MM, o 69,7%, debido a un incremento aproximado del 64,9% en el precio promedio para el mix de naftas y a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente 2,9%;
- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 8,5 MM, o 73,8%, como consecuencia de un incremento en el precio promedio, mientras que los volúmenes vendidos se mantuvieron constantes;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales y pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en Ps 3,5 MM, o 101,3%. Este incremento se explica principalmente por nuestra compañía controlada Metrogas S.A., que registró un mayor precio promedio de 122,0%, parcialmente compensado por una disminución de 3,9% en los volúmenes comercializados a través de su red de distribución;
- Las ventas de fuel oil en el mercado interno disminuyeron en Ps 0,7 MM, o 85,1%, debido a una disminución en los volúmenes comercializados del 91,6% a las usinas de generación eléctrica, parcialmente compensada por un aumento en el precio promedio de aproximadamente 78,0%;
- Las restantes ventas en el mercado interno se incrementaron en Ps 9,8 MM, o 114,2%. Se destacan las mayores ventas de GLP, que se incrementaron en un 153,5%, las mayores ventas de jet fuel en un 127,9%, productos petroquímicos en un 76,2%, las mayores ventas de carbón en un 189,8%, fertilizantes en un 86,4% y lubricantes en un 44,1%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos, así como también los mayores volúmenes comercializados de nafta virgen;
- Los ingresos obtenidos en el mercado externo se incrementaron en Ps 5,1 MM, o 84,5%. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de jet fuel por Ps 2,6 MM, o 161,0%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos de un 154,2% y en un 2,7% en los volúmenes vendidos. Las ventas al exterior de productos petroquímicos se incrementaron en Ps 0,9 MM, o 110,2% debido a los mayores volúmenes comercializados y a los mejores precios obtenidos. Se registraron también ventas al exterior de carbón residual por Ps 0,7 MM, que no se habían registrado en el año anterior.

El costo de ventas en el tercer trimestre de 2018 fue de Ps 96,0 MM, un 71,1% superior al del tercer trimestre de 2017, incluyendo incrementos en los costos de producción del 63,2% sustancialmente afectados por el incremento en las depreciaciones, y en las compras del 115,5%. Los costos erogables incluyendo costos de producción y compras, pero excluyendo depreciaciones y amortizaciones aumentaron 84,1%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

*a) Costos de producción*

- Incrementos en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo en Ps 8,8 MM, o 66,7%, debido fundamentalmente a la apreciación de los activos 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 Ps 5,6 MM, o 51,3%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 61,2%, ponderado por la menor producción del periodo;
- Incremento en las regalías y otros cargos asociados a la producción por Ps 4,9 MM, o 108,5%, con un aumento de Ps 3,7 MM en las regalías sobre la producción de petróleo crudo y un aumento de Ps 1,1 MM en las regalías y otros cargos asociados a la producción de gas natural, en ambos casos por el mayor valor en boca de pozo de estos productos, el cual se establece en dólares;
- Incremento en los costos de transporte por Ps 1,1 MM, o 47,1%, principalmente debido a los incrementos en las tarifas respectivas y a los mayores volúmenes movilizados;
- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por Ps 0,5 MM, o 18,5%, fundamentalmente motivado por los mayores cargos por servicios de reparación y mantenimiento, de consumo de materiales, repuestos y otros suministros, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos del 24,3%, ponderado por los menores volúmenes procesados en el trimestre.

*b) Compras*

- Mayores importaciones de combustibles por Ps 8,1 MM, o 722,1% debido a mayores importaciones de gas oil y nafta premium debido tanto a los mayores volúmenes adquiridos como a los mayores precios internacionales de dichos productos, considerando asimismo la devaluación acontecida en el presente período;
- Incremento de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente Ps 4,0 MM, o 67,7%, debido a un incremento de 131,4% en el precio promedio de compra a terceros en pesos, principalmente debido al incremento del precio internacional de referencia, y considerando la devaluación de la moneda argentina respecto del dólar, compensado parcialmente por una disminución en los volúmenes de compra de aproximadamente 27,5%;
- 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

2,9 MM, o 138,0%, debido a un incremento en el precio de compra de aproximadamente 145,1%, parcialmente compensado por una disminución de los volúmenes adquiridos del 2,9%;

- Incremento en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 1,7 MM, o 37,1%, debido principalmente a un aumento de un 53,3% en el precio del FAME y un 21,2% en el precio del bioetanol y al aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 1,7%, todo ello compensado parcialmente por una disminución en los volúmenes adquiridos de FAME del 2,3%;
- Incremento en la compra de fertilizantes para su reventa por Ps 1,3 MM, o 204,6%, debido a un incremento en el precio de compra de aproximadamente 135,6% y a un aumento de los volúmenes adquiridos del 29,3%.

Los gastos de comercialización en el tercer trimestre de 2018 ascendieron a Ps 7,1 MM, presentando un incremento del 51,9%. Se registraron mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente a los mayores volúmenes vendidos y al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, como así también por mayores cargos por depreciación de activos fijos, mayores gastos de personal, mayores cargos en las provisiones de incobrabilidades y de contingencias medioambientales y mayores montos de impuesto a los débitos y créditos bancarios.

Los gastos de administración correspondientes al tercer trimestre de 2018 ascendieron a Ps 3,7 MM, presentando un aumento del 68,8% fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal, a los mayores costos en contrataciones de servicios y licencias informáticas, muchos de los cuales están dolarizados, a los mayores cargos relacionados con la publicidad institucional y a mayores cargos en las depreciaciones de activos fijos.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 1,1 MM en el tercer trimestre de 2018, presentando un aumento del 224,0%, debido principalmente a los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas y a mayores gastos de estudios sísmicos y geológicos.

Los otros resultados operativos, netos, correspondientes al tercer trimestre de 2018 fueron negativos en Ps 0,6 MM, comparado con la ganancia de Ps 0,3 MM del mismo período de 2017. La variación se encuentra relacionada fundamentalmente con mayores cargos en la provisión para contingencias judiciales, que había registrado ciertas reversiones en el tercer trimestre de 2017.

Los resultados financieros correspondientes al tercer trimestre de 2018 fueron positivos en Ps 25,5 MM en comparación con la pérdida de Ps 2,5 MM correspondientes al mismo trimestre de 2017. En este orden, se registró una mayor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos de Ps 30,0 MM, debido a la depreciación del peso observada durante el tercer trimestre de 2018 y en comparación al mismo período de 2017, cuando la devaluación de la moneda local había sido sustancialmente menor. A su vez, se registraron mayores intereses negativos por Ps 2,8 MM, producto de un mayor endeudamiento promedio, medido en pesos, durante el presente trimestre de 2018 y en comparación con el mismo período de 2017.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al tercer trimestre de 2018 alcanzó los Ps 23,4 MM, en comparación con el cargo de Ps 0,8 MM correspondiente al mismo período del año 2017. Esta diferencia tiene su origen principalmente en el mayor cargo negativo por impuesto diferido registrado en ambos períodos, por Ps 22,4 MM, cuyo origen está vinculado fundamentalmente a los efectos del movimiento del tipo de cambio en ambos períodos y según se comenta anteriormente.

El resultado neto del 3T 2018 fue una ganancia de Ps 13,2 MM comparado con la ganancia de Ps 0,2 MM del 3T 2017.

Las inversiones totales en propiedad, planta y equipo del trimestre alcanzaron los Ps 27,2 MM siendo superiores en un 71,2% a las inversiones realizadas durante el tercer trimestre de 2017.

### 3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL TERCER TRIMESTRE DE 2018

#### 3.1 UPSTREAM

3T 2017	2T 2018	3T 2018	Var.% 3T18 / 3T17	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2017	Ene-Sep 2018	Var.% 2018 / 2017
360	2.868	<b>12.215</b>	3293,1%	<b>Resultado operativo</b> (Ps M)	375	<b>17.231</b>	4494,9%
29.935	46.308	<b>63.466</b>	112,0%	<b>Ventas netas</b> (Ps M)	84.318	<b>148.478</b>	76,1%
227,2	226,3	<b>227,5</b>	0,1%	<b>Producción crudo</b> (Kbbld)	226,5	<b>227,1</b>	0,3%
48,6	41,6	<b>26,9</b>	-44,6%	<b>Producción NGL</b> (Kbbld)	51,5	<b>38,4</b>	-25,5%
44,1	44,0	<b>43,7</b>	-1,0%	<b>Producción gas</b> (Mm3d)	44,6	<b>43,8</b>	-1,9%
553,2	544,6	<b>529,1</b>	-4,3%	<b>Producción total</b> (Kbped)	558,8	<b>541,0</b>	-3,2%
334	464	<b>1.082</b>	224,0%	<b>Gastos de exploración</b> (Ps M)	1.760	<b>1.869</b>	6,2%
12.499	16.099	<b>22.547</b>	80,4%	<b>Inversiones</b> (Ps M)	31.852	<b>51.679</b>	62,2%
11.483	19.689	<b>18.946</b>	65,0%	<b>Depreciaciones</b> (Ps M)	31.497	<b>54.935</b>	74,4%
Precios de Realización							
51,4	64,6	<b>64,3</b>	25,0%	<b>Crudo mercado local Promedio período</b> (USD/bbl)	52,3	<b>64,6</b>	23,5%
4,92	4,89	<b>4,76</b>	-3,3%	<b>Precio promedio gas (*)</b> (USD/Mmbtu)	4,93	<b>4,80</b>	-2,6%

(\*) El precio promedio del gas para el 2T 2018 ha sido recalculado. El precio al 3T 2018 es provisorio.

El resultado operativo del Upstream, fue positivo en Ps 12,2 MM en comparación con los Ps 0,4 MM del 3T 2017.

En el tercer trimestre de 2018, los ingresos del segmento aumentaron un 112,0% en relación al mismo periodo de 2017, alcanzando los Ps 63,5 MM. Este incremento se produce debido a los siguientes factores:

- Las ventas de petróleo totalizaron Ps 42,7 MM, siendo superiores en Ps 24,3 MM o 131,8% a las del mismo trimestre del año pasado. El precio de realización del crudo expresado en dólares en el tercer trimestre 2018 aumentó un 25,0% hasta los 64,3 USD/bbl. Asimismo, el volumen de petróleo crudo transferido entre segmentos se incrementó en 1,0%, mientras que los volúmenes vendidos a terceros disminuyeron en un 14,0%;
- Las ventas como productores de gas natural alcanzaron los Ps 21,0 MM, reflejando un incremento de Ps 9,3 MM o 79,2% respecto a las ventas del tercer trimestre 2017 como consecuencia de un incremento del 79,7% del precio promedio en pesos, considerando que el precio de realización promedio del trimestre en dólares fue de 4,76 USD/Mmbtu, un 3,3%

inferior al del mismo trimestre 2017 y considerando la devaluación producida entre ambos períodos. Asimismo, los volúmenes comercializados no presentaron variaciones significativas, en comparación con el mismo periodo de 2017.

Durante el tercer trimestre del año la producción total de hidrocarburos alcanzó los 529,1 Kbped, siendo un 4,3% inferior a la del mismo periodo 2017. La producción de crudo se mantuvo estable en 227,5 Kbbld. La producción de gas natural alcanzó los 43,7 Mm3d siendo un 1,0% inferior a la del mismo periodo 2017, producto de la menor demanda de gas natural observada durante el trimestre. Por su parte, la producción de NGL disminuyó un 44,6% alcanzando los 26,9 Kbbld, afectada principalmente por la parada de planta de Compañía MEGA.

Respecto de la actividad de desarrollo, en el tercer trimestre del año se han puesto en producción un total de 95 pozos nuevos, incluyendo los pozos de shale y tight mencionados a continuación.

Durante el tercer trimestre de 2018, en las áreas de shale la producción neta para YPF alcanzó un total de 57,5 Kbped de hidrocarburos, lo que representa un aumento del 58,3% respecto al tercer trimestre 2017. Dicha producción se compone por 23,6 Kbbld de crudo, 4,8 Kbbld de NGL y 4,6 Mm3d de gas natural. En cuanto a la actividad de desarrollo operada, se han puesto en producción 19 pozos con objetivo Vaca Muerta, alcanzando un total de pozos activos, al cierre del tercer trimestre de 2018, de aproximadamente 659 pozos contando con un total de 12 equipos activos de perforación y 11 de workover.

En cuanto al desarrollo de tight, la producción neta alcanzó en el tercer trimestre de 2018 los 13,0 Mm3d de gas, 3,3 Kbbld de NGL y 5,7 Kbbld de petróleo, de los cuales el 89,0% proviene de áreas operadas por YPF. En cuanto a la actividad operada se pusieron en producción 19 nuevos pozos, 9 en Estación Fernández Oro, 4 en Río Neuquén, 2 en Rincón del Mangrullo, 2 en Aguada Toledo - Sierra Barrosa, 1 en Al Norte de la Dorsal y 1 Octógono.

En materia de los costos operativos totales se observó en el tercer trimestre de 2018 un incremento del 67,6%, alcanzando los Ps 49,8 MM (excluyendo los gastos exploratorios). Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo por aproximadamente Ps 7,5 MM, o 64,9%, debido fundamentalmente a la 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 Ps 5,6 MM, o 51,3%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 61,2%, ponderado por la caída de producción antes comentada;
- Incremento en las regalías y otros cargos asociados a la producción por Ps 4,9 MM, o 108,5%, con un aumento de Ps 3,7 MM en las regalías sobre la producción de petróleo crudo y un aumento de Ps 1,1 MM en las regalías y otros cargos asociados a la producción de gas natural, en ambos casos por el mayor valor en boca de pozo de estos productos, el cual se establece en dólares;
- Incremento en los costos de transporte vinculados a la producción (camión, oleoductos y poliductos en yacimientos) de Ps 0,5 MM, lo que representa un aumento del 61,4%.

Se destaca que la inversión exploratoria del trimestre fue un 879,1% superior al mismo período del año anterior, totalizando Ps 1,5 MM. En términos de gastos de exploración correspondientes al tercer trimestre del año 2018 ascendieron a Ps 1,1 MM, presentando un aumento del 224,0% comparado con los Ps 0,3 MM correspondientes al mismo período del año 2017, debido principalmente a los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el presente trimestre comparado con el mismo período del año 2017, por un monto diferencial de Ps 0,4 MM y a mayores gastos de estudios sísmicos y geológicos por Ps 56 millones.

En el tercer trimestre de 2018, los resultados de este segmento incluyen también mayores cargos en la provisión para contingencias judiciales, que había registrado ciertas reversiones en el tercer trimestre de 2017.

Se destaca que, durante el presente trimestre en comparación al tercer trimestre de 2017, los costos erogables unitarios en dólares disminuyeron un 3,5% de 20,6 USD/bpe en el 3T 2017 a 19,8 USD/bpe en el 3T 2018 (incluyendo tributos por 5,8 USD/bpe y 6,6 USD/bpe respectivamente). Por su parte el lifting cost promedio consolidado para la sociedad fue de 10,5 USD/bpe, un 16,5% inferior a los 12,6 USD/Bpe del 3T 2017.

### Inversiones

Las inversiones en Upstream totalizaron Ps 22,5 MM en el tercer trimestre de 2018, siendo superiores a los Ps 12,5 MM del mismo período de 2017 en un 80,4%.

En relación a las inversiones mencionadas, cabe destacar que durante el tercer trimestre del año 2018 el 71,4% fueron destinadas a perforación y workover, el 20,0% a instalaciones, el 8,2% a exploración y el 0,4% restante a otras actividades de Upstream.

En la cuenca Neuquina la actividad del tercer trimestre del 2018 estuvo enfocada principalmente en el desarrollo de los bloques Loma Campana, Estación Fernandez Oro, El Orejano, La Amarga Chica, Rincón del Mangrullo, Río Neuquén, Chachahuen, Octógono, Punta Barda, Filo Morado y Loma La Lata. Se continúa con los pilotos con objetivo Vaca Muerta en los bloques Rincón del Mangrullo, La Ribera, Bajo del Toro y Aguada de la Arena. Continúa la actividad de desarrollo en la Cuenca Cuyana, principalmente en los bloques Mesa Verde, Ugarteche, Loma Alta Sur, Barrancas, La Ventana y Cerro Fortunoso. En el Golfo San Jorge, la actividad estuvo centrada en los bloques de Manantiales Behr, El Trébol-Escalante, Seco León, Zona Central, Cañadón Yatel, Barranca Baya, Los Perales, Las Heras y Cerro de Piedra.

En lo que concierne a la actividad exploratoria, el tercer trimestre de 2018 cubrió las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, Austral, Noroeste Argentino y Cuyana. La actividad exploratoria en la cuenca Neuquina se enfocó en los bloques Filo Morado, Los Caldenes, Malargüe, Las Manadas, CNQ7 y CNQ7A. En la cuenca Golfo San Jorge la actividad se concentró en los bloques Los Perales-Las Mesetas y El Trebol - Escalante. En la cuenca Austral la actividad se desarrolló en los bloques Cañadón Piedra-Cabo Nombre y Los Chorrillos. En cuanto a la cuenca Cuyana se realizó actividad exploratoria en el bloque Mesa Verde. En el Noroeste Argentino se ejecutó actividad en el bloque Aguaragüe.



Durante el tercer trimestre del año se han finalizado 6 pozos exploratorios (3 de gas y 3 de petróleo).

### 3.2 DOWNSTREAM

3T 2017	2T 2018	3T 2018	Var.% 3T18 / 3T17	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2017	Ene-Sep 2018	Var.% 2018 / 2017
3.204	361	<b>-908</b>	N/A	<b>Resultado operativo</b> (Ps M)	10.661	<b>3.462</b>	-67,5%
49.845	70.273	<b>91.220</b>	83,0%	<b>Ventas netas</b> (Ps M)	139.636	<b>221.830</b>	58,9%
4.119	4.048	<b>4.150</b>	0,7%	<b>Ventas de productos refinados mercado interno</b> (Km3)	12.244	<b>12.109</b>	-1,1%
361	393	<b>343</b>	-5,0%	<b>Exportación productos refinados</b> (Km3)	1.069	<b>1.248</b>	16,8%
198	208	<b>203</b>	2,5%	<b>Ventas de productos químicos mercado interno (*)</b> (Ktn)	586	<b>618</b>	5,5%
54	138	<b>73</b>	35,2%	<b>Exportacion de productos químicos</b> (Ktn)	149	<b>271</b>	81,8%
294	275	<b>280</b>	-4,6%	<b>Crudo procesado</b> (Kbped)	293	<b>282</b>	-3,8%
92%	86%	<b>88%</b>	-4,6%	<b>Utilización de las refinerías</b> (%)	92%	<b>88%</b>	-3,8%
2.434	2.673	<b>3.660</b>	50,4%	<b>Inversiones</b> (Ps M)	5.648	<b>7.588</b>	34,3%
1.837	2.596	<b>3.465</b>	88,6%	<b>Depreciaciones</b> (Ps M)	5.027	<b>8.137</b>	61,9%
642	634	<b>585</b>	-8,8%	<b>Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno</b> <b>(**)</b> (USD/m3)	655	<b>637</b>	-2,6%
602	613	<b>577</b>	-4,1%	<b>Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno</b> <b>(**)</b> (USD/m3)	622	<b>616</b>	-1,0%

(\*) No incluye las ventas de fertilizantes.

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

El segmento del Downstream en el 3T de 2018 registró una pérdida operativa de Ps 0,9 MM, en comparación a la ganancia operativa de Ps 3,2 MM reportada en el 3T 2017.

Las ventas netas crecieron un 83,0% con relación al tercer trimestre del año 2017, alcanzando los Ps 91,2 MM. Se destacan:

- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 18,6 MM, o 89,6%, debido a un incremento aproximado del 74,3% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 8,8%. Se observó un incremento del 16,4% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
- Las ventas de naftas aumentaron Ps 10,4 MM, o 69,7%, debido a un incremento aproximado del 64,9% en el precio promedio para el mix de naftas y a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente 2,9%;

- Las ventas de fuel oil en el mercado interno disminuyeron en Ps 0,7 MM, o 85,1%, debido a una disminución en los volúmenes comercializados del 91,6% a las usinas de generación eléctrica y a un aumento en el precio promedio de aproximadamente 78,0%;
- Las restantes ventas en el mercado interno se incrementaron en Ps 8,1 MM, o 109,0%. Se destacan las mayores ventas de GLP, que se incrementaron en un 153,5%, las mayores ventas de jet fuel en un 127,9%, productos petroquímicos en un 76,2%, las mayores ventas de carbón en un 189,8%, fertilizantes en un 86,4% y lubricantes en un 44,1%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos, así como también los mayores volúmenes comercializados de nafta virgen;
- Los ingresos obtenidos por el segmento Downstream en el mercado externo se incrementaron en Ps 5,1 MM, o 84,5%. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de jet fuel por Ps 2,6 MM, o 161,0%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos de un 154,2% y en un 2,7% en los volúmenes vendidos. Las ventas al exterior de productos petroquímicos se incrementaron en Ps 0,9 MM, o 110,2% debido a los mayores volúmenes comercializados y a los mejores precios obtenidos. Se registraron también ventas al exterior de carbón residual por Ps 0,7 MM, que no se habían registrado en el año anterior.

En el tercer trimestre de 2018 los costos operativos se incrementaron un 102,7%, o Ps 43,1 MM, con relación al mismo periodo del año anterior alcanzando los Ps 85,1 MM. Se destacan:

- Incremento en las compras de petróleo crudo por Ps 28,5 MM o 118,0%. Se observó una suba de 131,8% en los precios del petróleo crudo expresado en pesos, principalmente debido al incremento del precio internacional de referencia. A su vez, el volumen comprado a terceros tuvo una disminución de 27,5%, mientras que el volumen de crudo transferido del segmento Upstream tuvo un incremento del 1,0%;
- Mayores importaciones de combustibles por Ps 8,1 MM, o 722,1% debido a mayores importaciones de gas oil y nafta premium debido tanto a los mayores volúmenes adquiridos como a los mayores precios internacionales de dichos productos considerando asimismo la devaluación acontecida en el presente período;
- Incremento en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 1,7 MM, o 37,1%, debido principalmente a un aumento de un 53,3% en el precio del FAME y un 21,2% en el precio del bioetanol y al aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 1,7% todo ello compensado parcialmente por una disminución en los volúmenes adquiridos de FAME del 2,3%;
- Incremento en la compra de fertilizantes para su reventa por Ps 1,3 MM millones, o 204,6%, debido a un incremento en el precio de compra de aproximadamente 135,6% y a un aumento de los volúmenes adquiridos del 29,3%;
- Con relación a los costos de producción, se observa durante el tercer trimestre de 2018 un incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,5 MM, o 18,5%. Dichos incrementos están fundamentalmente motivados por los mayores

cargos por servicios de reparación y mantenimiento, de consumo de materiales, repuestos y otros suministros. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo que el nivel de procesamiento en refinerías fue un 4,6% inferior, el costo de refinación unitario aumentó en el tercer trimestre de 2018 en un 24,3% en comparación con el mismo período de 2017. A su vez, los costos de transporte vinculados a la producción (naval, oleoductos y poliductos) presentan un incremento de Ps 0,5 MM, lo que representa un aumento del 36,4%;

- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo correspondientes al proceso productivo por aproximadamente Ps 1,3 MM, o 82,8%, fundamentalmente motivado por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo período del año anterior 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 2,2 MM, o 48,9%, motivado fundamentalmente por los mayores volúmenes transportados debido a las mayores ventas, y los mayores costos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, como así también por mayores cargos por depreciación de activos fijos, mayores gastos de personal, mayores cargos en las provisiones de incobrabilidades y de contingencias medioambientales y mayores montos de impuesto a los débitos y créditos bancarios.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 280 Kbbld, un 4,6% inferior al del tercer trimestre del 2017, principalmente a causa de mayores paradas técnicas programadas en nuestros complejos industriales. Con estos menores niveles de procesamiento, se obtuvo una mayor producción de naftas (+5,8%), y una menor producción de gas oil (-0,2%), mientras que se incrementó la producción de otros refinados como gas licuado de petróleo (GLP) y carbón de petróleo y disminuyó la producción de fuel oil, asfaltos, bases lubricantes y nafta petroquímica, todo ello en comparación con las producciones del tercer trimestre del año anterior.

### Inversiones

Las inversiones de Downstream del tercer trimestre del 2018 alcanzaron los Ps 3,7 MM, siendo superiores en un 50,4% a las del mismo período del 2017.

En el tercer trimestre 2018 se dio continuidad a las obras de blending de naftas en Refinería Luján de Cuyo, para aumentar la capacidad de elaboración de naftas premium y las obras de incremento de capacidad de blending en Refinería La Plata. De acuerdo a lo planificado, estas obras finalizarán en parte en el último trimestre del año, con el objetivo de dar cumplimiento a la Resolución 5/2017 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos sobre nuevas especificaciones de combustibles, cuyas principales modificaciones entrarán en vigencia en 2019 y en 2022. Continúan los desarrollos de las Ingenierías para las nuevas unidades de hidrotreamiento de naftas y gasoil a realizarse en las tres refinerías.

En las instalaciones de refino, logísticas y de despacho de productos petrolíferos se continúa con las obras de mejoras en la infraestructura, en aspectos de seguridad y medio ambiente. Se destaca en el Complejo Industrial La Plata la obra de recepción de crudo, que permitirá una mayor flexibilidad en el procesamiento



del mismo y tendrá una mejora en las condiciones de seguridad, tanto de las Instalaciones del mencionado Complejo como de las instalaciones logísticas asociadas.

### 3.3 GAS Y ENERGÍA

3T 2017	2T 2018	3T 2018	Var.% 3T18 / 3T17	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2017	Ene-Sep 2018	Var.% 2018 / 2017
1.481	849	<b>2.920</b>	97,2%	<b>Resultado operativo</b> (Ps M)	3.064	<b>16.020</b>	422,8%
17.178	23.912	<b>31.539</b>	83,6%	<b>Ventas netas</b> (Ps M)	46.672	<b>72.469</b>	55,3%
670	196	<b>442</b>	-34,0%	<b>Inversiones</b> (Ps M)	2.605	<b>1.017</b>	-61,0%
67	64	<b>73</b>	9,0%	<b>Depreciaciones</b> (Ps M)	197	<b>194</b>	-1,5%

El 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, registró un resultado operativo correspondiente al tercer trimestre de 2018 de Ps 2,9 MM, lo que representa un aumento del 97,2% frente a los Ps 1,5 MM registrados durante el mismo período de 2017.

Por una parte, nuestra subsidiaria Metrogas S.A., registró una utilidad operativa de Ps 2,5 MM en el presente trimestre de 2018, que resultó superior a la utilidad operativa de Ps 0,7 MM en el mismo período de 2017, principalmente debido a un cambio en la metodología de estimación y determinación de los precios de compra de gas natural a los productores, y de acuerdo con las últimas disposiciones de la Secretaría de Energía de la Nación al respecto.

Por otra parte, como consecuencia del acuerdo para la capitalización de YPF Energía Eléctrica, se produjo la desconsolidación de esta compañía que en el tercer trimestre de 2017 había incorporado Ps 0,3 MM de resultado operativo a las cifras del Grupo.

### 3.4 CORPORACIÓN 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 fue una pérdida de Ps 1,6 MM en comparación con la pérdida operativa de Ps 1,3 MM del mismo periodo del año anterior. En el presente período, se observaron incrementos en los gastos de personal, mayores cargos por licencias informáticas, las cuales se encuentran dolarizadas, y por publicidad institucional, sumados a mayores cargos por depreciaciones de activos fijos.

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 62 millones en el tercer trimestre de 2018. Estos ajustes habían tenido una magnitud negativa de Ps 0,7 MM en el tercer trimestre de 2017. En el presente trimestre se mantuvo la brecha entre los precios de transferencia entre negocios y el costo de reposición de los inventarios de la compañía, mientras que, en el tercer trimestre de 2017, la misma se había ampliado. En ambos casos, el movimiento de los precios de transferencia refleja las variaciones de los precios de mercado, especialmente del petróleo crudo.

### 3.5 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

El resultado de las compañías no controladas en el tercer trimestre del año mostró un resultado negativo de Ps 1,6 MM, habiendo sido el resultado obtenido en el tercer trimestre del año anterior positivo en Ps 0,4 MM. Dicha variación surge principalmente por los resultados negativos obtenidos por YPF Energía Eléctrica, que en mismo trimestre del año anterior se encontraban consolidados dentro del segmento Gas y Energía.

## 4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el tercer trimestre del año 2018, la generación de caja operativa alcanzó los Ps 32,2 MM, un 137,7% superior a la del mismo período del año anterior. Este incremento de Ps 18,7 MM tuvo lugar principalmente por un aumento del EBITDA de Ps 19,8 MM, y con variaciones de capital de trabajo compensadas entre sí. La generación de fondos durante el tercer trimestre de 2018 permitió superar sustancialmente el monto que la compañía requirió para financiar las inversiones realizadas durante el presente período.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión alcanzó un total de Ps 22,4 MM durante el tercer trimestre del año 2018, un 60,7% superior al del mismo período del año anterior. Las inversiones en activos fijos e intangibles totalizaron Ps 23,4 MM en el tercer trimestre de 2018 siendo superiores en un 44,0% a las del mismo período del año anterior. Por otra parte, se realizaron parcialmente las tenencias de títulos públicos BONAR 2020 y 2021, con un ingreso de efectivo de Ps 1,0 MM.

A su vez, como resultado de sus actividades de financiación, durante el tercer trimestre de 2018 la compañía tuvo una disminución neta de fondos de Ps 14,0 MM, a diferencia del aumento neto de Ps 2,6 MM ocurrido en el mismo período de 2017. Esta diferencia fue generada por una menor toma y cancelación neta de vencimientos de deuda por Ps 13,3 MM y por un mayor pago de intereses por Ps 3,3 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 72,4 MM<sup>(1)</sup> al 30 de septiembre de 2018.

La deuda total expresada en dólares alcanzó los USD 9,1 MM, y la deuda neta los USD 7,3 MM<sup>(1)</sup>, con una ratio Deuda neta/EBITDA<sup>(2)</sup> de 1,67x.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del tercer trimestre de 2018 fue de 36,70%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 7,34%.

(1) Incluye inversiones en activos financieros (títulos públicos) por USD 351 millones a valor de mercado

(2) Deuda Neta: 7.349 MUSD / EBITDA LTM: 4.409 MUSD = 1.67x

**5. TABLAS Y NOTAS**  
Resultados 3° TRIMESTRE 2018

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

3T 2017	2T 2018	3T 2018	Var.% 3T18 / 3T17		Ene-Sep 2017	Ene-Sep 2018	Var.% 2018 / 2017
66.034	93.034	121.188	83,5%	Ingresos	183.199	290.045	58,3%
(56.108)	(81.966)	(95.993)	71,1%	Costos	(151.581)	(241.397)	59,3%
<b>9.926</b>	<b>11.068</b>	<b>25.195</b>	<b>153,8%</b>	<b>Resultado bruto</b>	<b>31.618</b>	<b>48.648</b>	<b>53,9%</b>
(4.684)	(5.890)	(7.113)	51,9%	Gastos de comercialización	(12.780)	(18.184)	42,3%
(2.174)	(2.951)	(3.669)	68,8%	Gastos de administración	(5.965)	(8.974)	50,4%
(334)	(464)	(1.082)	224,0%	Gastos de exploración	(1.760)	(1.869)	6,2%
316	(17)	(646)	N/A	Otros resultados operativos, netos	(86)	12.164	N/A
<b>3.050</b>	<b>1.746</b>	<b>12.685</b>	<b>315,9%</b>	<b>Resultado operativo</b>	<b>11.027</b>	<b>31.785</b>	<b>188,2%</b>
<b>432</b>	<b>(1.139)</b>	<b>(1.573)</b>	<b>N/A</b>	<b>Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos</b>	<b>546</b>	<b>(2.498)</b>	<b>N/A</b>
4.350	46.126	46.980	980,0%	Ingresos financieros	8.963	101.005	1026,9%
(7.297)	(24.326)	(22.501)	208,4%	Costos financieros	(18.865)	(55.750)	195,5%
491	1.027	988	101,2%	Otros resultados financieros	1.224	3.157	157,9%
<b>(2.456)</b>	<b>22.827</b>	<b>25.467</b>	<b>N/A</b>	<b>Resultados financieros netos</b>	<b>(8.678)</b>	<b>48.412</b>	<b>N/A</b>
<b>1.026</b>	<b>23.434</b>	<b>36.579</b>	<b>3465,2%</b>	<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>2.895</b>	<b>77.699</b>	<b>2583,9%</b>
<b>(780)</b>	<b>(21.926)</b>	<b>(23.372)</b>	<b>2896,4%</b>	<b>Impuesto a las ganancias</b>	<b>(2.185)</b>	<b>(56.998)</b>	<b>2508,6%</b>
<b>246</b>	<b>1.508</b>	<b>13.207</b>	<b>5268,7%</b>	<b>Resultado neto del ejercicio</b>	<b>710</b>	<b>20.701</b>	<b>2815,6%</b>
153	(485)	4	-97,4%	Resultado neto atribuible al interés no controlante	380	(562)	N/A
93	1.993	13.203	14096,8%	Resultado neto atribuible al accionista de la controlante	330	21.263	6343,3%
<b>0,24</b>	<b>5,08</b>	<b>33,50</b>	<b>14047,5%</b>	<b>Resultado neto por acción básico y diluida</b>	<b>0,84</b>	<b>54,05</b>	<b>6335,2%</b>
5.634	69.295	106.585	1791,8%	Otros resultados integrales	11.584	189.389	1534,9%
<b>5.880</b>	<b>70.803</b>	<b>119.792</b>	<b>1937,3%</b>	<b>Resultado integral total del periodo</b>	<b>12.294</b>	<b>210.090</b>	<b>1608,9%</b>
<b>17.043</b>	<b>24.782</b>	<b>36.821</b>	<b>116,0%</b>	<b>EBITDA (*)</b>	<b>50.046</b>	<b>98.095</b>	<b>96,0%</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>31/12/2017</u>	<u>30/9/2018</u>
<b>Activo No Corriente</b>		
Activos intangibles	9.976	21.385
Propiedades, planta y equipo	354.443	755.903
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	6.045	26.602
Activos mantenidos para su disposición	8.823	-
Activos por impuesto diferido, netos	588	1.920
Otros créditos	1.335	4.849
Créditos por ventas	2.210	33.398
<b>Total del activo no corriente</b>	<b><u>383.420</u></b>	<b><u>844.057</u></b>
<b>Activo Corriente</b>		
Inventarios	27.149	63.483
Activos de contratos	142	458
Otros créditos	12.684	20.405
Créditos por ventas	40.649	67.748
Inversiones en activos financieros	12.936	14.462
Efectivo y equivalentes de efectivo	28.738	57.915
<b>Total del activo corriente</b>	<b><u>122.298</u></b>	<b><u>224.471</u></b>
<b>Total del activo</b>	<b><u>505.718</u></b>	<b><u>1.068.528</u></b>
<b>Patrimonio Neto</b>		
Aportes de los propietarios	10.402	10.430
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	141.893	352.247
Interés no controlante	238	(324)
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b><u>152.533</u></b>	<b><u>362.353</u></b>
<b>Pasivo No Corriente</b>		
Provisiones	54.734	119.226
Pasivo asociados con activos mantenidos para su disposición	4.193	-
Pasivos por impuesto diferido, netos	37.645	95.000
Pasivos de contratos	1.470	2.371
Cargas fiscales	220	2.765
Préstamos	151.727	294.947
Otros pasivos	277	579
Cuentas por pagar	185	214
<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b><u>250.451</u></b>	<b><u>515.102</u></b>
<b>Pasivo Corriente</b>		
Provisiones	2.442	4.021
Impuesto a las ganancias a pagar	191	376
Pasivos de contratos	1.460	3.529
Cargas fiscales	6.879	11.670
Remuneraciones y cargas sociales	4.132	4.612
Préstamos	39.336	79.855
Otros pasivos	2.383	783
Cuentas por pagar	45.911	86.227
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b><u>102.734</u></b>	<b><u>191.073</u></b>
<b>Total del pasivo</b>	<b><u>353.185</u></b>	<b><u>706.175</u></b>
<b>Total del Pasivo y Patrimonio Neto</b>	<b><u>505.718</u></b>	<b><u>1.068.528</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 2017	2T 2018	3T 2018		Ene-Sep 2017	Ene-Sep 2018
			<b>Actividades operativas:</b>		
246	1.508	13.207	Resultado neto	710	20.701
(432)	1.139	1.573	Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(546)	2.498
13.718	22.689	23.251	Depreciación de propiedades, planta y equipo	37.454	64.654
222	314	450	Amortización de activos intangibles	605	1.011
1.034	1.548	2.735	Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	3.218	5.749
780	21.926	23.372	Cargo por impuesto a las ganancias	2.185	56.998
135	1.969	2.415	Aumento neto de provisiones	2.316	5.977
1.904	(22.295)	(25.730)	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	7.249	(47.988)
46	73	80	Planes de beneficios en acciones	116	206
-	-	(270)	Seguros devengados	-	(270)
-	-	-	Resultado por revaluación de sociedades	-	(11.980)
			<b>Cambios en activos y pasivos:</b>		
(8.952)	(7.677)	(14.041)	Créditos por ventas	(7.827)	(25.948)
(766)	1.489	(958)	Otros créditos	2.131	(4.304)
149	910	(5.144)	Inventarios	(1.148)	(4.172)
2.598	3.629	9.570	Cuentas por pagar	2.587	16.440
752	753	1.506	Cargas fiscales	2.196	4.447
706	277	926	Remuneraciones y cargas sociales	293	340
452	457	251	Otros pasivos	(480)	(1.222)
(315)	(619)	(775)	Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(981)	(1.777)
(183)	(42)	(162)	Activos de contratos	(183)	(316)
1.723	80	(126)	Pasivos de contratos	1.723	825
17	22	348	Dividendos cobrados	328	474
-	-	476	Cobro de seguros por pérdida de beneficio	-	476
(282)	(540)	(744)	Pagos de impuesto a las ganancias	(761)	(1.573)
<b>13.552</b>	<b>27.610</b>	<b>32.210</b>	<b>Flujo neto de efectivo de las actividades operativas</b>	<b>51.185</b>	<b>81.246</b>
			<b>Actividades de inversión:</b>		
(16.273)	(18.105)	(23.426)	Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(43.951)	(57.325)
(92)	(4)	-	Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	(429)	(284)
-	452	997	Cobro por ventas de activos financieros	-	6.402
-	293	-	Intereses cobrados de activos financieros	511	293
<b>(13.961)</b>	<b>(17.364)</b>	<b>(22.429)</b>	<b>Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión</b>	<b>(41.465)</b>	<b>(50.914)</b>
			<b>Actividades de financiación:</b>		
(9.797)	(5.093)	(18.267)	Pago de préstamos	(24.877)	(32.795)
(4.948)	(4.964)	(8.248)	Pago de intereses	(13.525)	(18.611)
17.343	7.481	12.530	Préstamos obtenidos	33.403	28.677
-	(120)	-	Recompra de acciones propias en cartera	(100)	(120)
<b>2.598</b>	<b>(2.696)</b>	<b>(13.985)</b>	<b>Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación</b>	<b>(5.099)</b>	<b>(22.849)</b>
<b>237</b>	<b>5.190</b>	<b>15.868</b>	<b>Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes</b>	<b>503</b>	<b>21.694</b>
<b>2.426</b>	<b>12.740</b>	<b>11.664</b>	<b>Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes</b>	<b>5.124</b>	<b>29.177</b>
13.455	33.511	46.251	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	10.757	28.738
15.881	46.251	57.915	Efectivo y equivalentes al cierre del período	15.881	57.915
<b>2.426</b>	<b>12.740</b>	<b>11.664</b>	<b>Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes</b>	<b>5.124</b>	<b>29.177</b>
			<b>COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO</b>		
6.639	5.318	9.215	Caja y Bancos	6.639	9.215
9.242	40.933	48.700	Otros Activos Financieros	9.242	48.700
<b>15.881</b>	<b>46.251</b>	<b>57.915</b>	<b>TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO</b>	<b>15.881</b>	<b>57.915</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 2018	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	322	29.051	90.734	2.464	(1.383)	<b>121.188</b>
Ingresos intersegmentos	63.144	2.488	486	3.096	(69.214)	-
<b>Ingresos Ordinarios</b>	<b>63.466</b>	<b>31.539</b>	<b>91.220</b>	<b>5.560</b>	<b>(70.597)</b>	<b>121.188</b>
<b>Resultado operativo</b>	12.215	2.920	(908)	(1.604)	62	<b>12.685</b>
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	(1.866)	293	-	-	<b>(1.573)</b>
Depreciación de propiedades, planta y equipo	18.946	73	3.465	767	-	<b>23.251</b>
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	-	-	-	-
Inversión en propiedades, planta y equipo	22.547	442	3.660	583	-	<b>27.232</b>
Activos	532.413	106.252	343.644	96.701	(10.482)	<b>1.068.528</b>

  

3T 2017	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	240	16.209	49.558	706	(679)	<b>66.034</b>
Ingresos intersegmentos	29.695	969	287	1.808	(32.759)	-
<b>Ingresos Ordinarios</b>	<b>29.935</b>	<b>17.178</b>	<b>49.845</b>	<b>2.514</b>	<b>(33.438)</b>	<b>66.034</b>
<b>Resultado operativo</b>	360	1.481	3.204	(1.273)	(722)	<b>3.050</b>
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	244	188	-	-	<b>432</b>
Depreciación de propiedades, planta y equipo	11.483	67	1.837	331	-	<b>13.718</b>
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	-	-	-	-
Inversión en propiedades, planta y equipo	12.499	670	2.434	300	-	<b>15.903</b>
Activos al 31 de diciembre de 2017	234.575	48.463	139.815	39.844	(1.413)	<b>461.284</b>

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

<i>Millones de USD</i>	2017 3T	2018 2T	2018 3T	Var 3T 18 / 3T 17	2017 Ene-Sep	2018 Ene-Sep	Var 2018 / 2017
<b>ESTADO DE RESULTADOS</b>							
Ingresos Ordinarios	3.831	3.963	3.784	-1,2%	11.315	11.605	2,6%
Costos de Ventas	-3.255	-3.491	-2.998	-7,9%	-9.354	-9.717	3,9%
<b>Utilidad bruta</b>	<b>576</b>	<b>471</b>	<b>787</b>	<b>36,6%</b>	<b>1.962</b>	<b>1.888</b>	<b>-3,7%</b>
Otros resultados operativos	-399	-397	-391	-2,1%	-1.275	-535	-58,0%
<b>Utilidad operativa</b>	<b>177</b>	<b>74</b>	<b>396</b>	<b>123,8%</b>	<b>687</b>	<b>1.353</b>	<b>97,1%</b>
Depreciaciones + deterioro del valor de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	796	966	726	-8,8%	2.312	2.645	14,4%
Amortización de activos intangibles	13	13	14	9,1%	37	40	7,1%
Perforaciones exploratorias improductivas	3	1	14	341,7%	61	24	-60,7%
<b>EBITDA</b>	<b>989</b>	<b>1.056</b>	<b>1.150</b>	<b>16,3%</b>	<b>3.097</b>	<b>4.062</b>	<b>31,2%</b>
<b>EBITDA recurrente</b>	<b>989</b>	<b>1.056</b>	<b>1.150</b>	<b>16,3%</b>	<b>3.097</b>	<b>3.453</b>	<b>11,5%</b>
<b>UPSTREAM</b>							
Ventas netas	1.737	1.973	1.982	14,1%	5.211	5.924	13,7%
Utilidad operativa	21	122	381	1726,1%	22	613	2682,1%
Depreciaciones y amortizaciones	667	840	592	-11,2%	1.947	2.262	16,2%
Inversiones	725	686	704	-2,9%	1.961	2.053	4,7%
EBITDA	691	963	987	42,9%	2.030	2.899	42,8%
<b>DOWNSTREAM</b>							
Ventas netas	2.892	2.993	2.849	-1,5%	8.628	8.912	3,3%
Utilidad operativa	186	15	-28	N/A	662	191	-71,2%
Depreciaciones y amortizaciones	117	122	119	2,0%	340	357	5,0%
Inversiones	141	114	114	-19,1%	346	292	-15,7%
EBITDA	303	137	91	-70,0%	1.002	548	-45,3%
<b>GAS Y ENERGÍA</b>							
Ventas netas	997	1.019	985	-1,2%	2.881	2.869	-0,4%
Utilidad operativa	86	36	91	6,1%	187	751	301,4%
Depreciaciones y amortizaciones	4	3	3	-28,6%	13	9	-33,1%
Inversiones	39	8	14	-64,5%	162	41	-74,5%
EBITDA	90	39	94	4,5%	200	760	279,1%
<b>ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS</b>							
Utilidad operativa	-74	-65	-50	-32,2%	-172	-166	-3,9%
Inversiones	17	16	18	4,6%	48	44	-7,1%
<b>AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN</b>							
Utilidad operativa	-42	-34	2	N/A	-12	-35	185,3%
<b>Tipo de cambio promedio del periodo</b>	<b>17,23</b>	<b>23,48</b>	<b>32,02</b>		<b>16,18</b>	<b>25,05</b>	
<b>Tipo de cambio cierre del periodo</b>	<b>17,26</b>	<b>28,80</b>	<b>41,15</b>		<b>17,26</b>	<b>41,15</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 FÍSICAS (Cifras no auditadas)

	Unidad	2017					2018			
		1T	2T	3T	4T	Acum. 4T 2017	1T	2T	3T	Acum. 3T 2018
<b>Producción</b>										
Producción de crudo	Kbbl	21.058	19.867	20.904	21.219	83.048	20.483	20.591	20.933	62.007
Producción de NGL	Kbbl	4.923	4.680	4.469	4.309	18.381	4.228	3.781	2.477	10.487
Producción de gas	Mm3	4.076	4.056	4.057	3.893	16.082	3.935	4.004	4.018	11.957
<b>PRODUCCIÓN TOTAL</b>	<b>Kbpe</b>	<b>51.618</b>	<b>50.055</b>	<b>50.891</b>	<b>50.012</b>	<b>202.576</b>	<b>49.460</b>	<b>49.554</b>	<b>48.679</b>	<b>147.693</b>
<b>Henry Hub</b>	US\$/mbtu	3,32	3,18	3,00	2,93	<b>3,11</b>	3,00	2,80	2,90	<b>2,90</b>
<b>Brent</b>	US\$/bbl	53,68	49,67	52,11	61,53	<b>54,25</b>	66,81	74,50	75,22	<b>72,18</b>
<b>Ventas</b>										
<b>Ventas de productos refinados</b>										
<b>Mercado interno</b>										
Motonaftas	Km3	1.297	1.220	1.284	1.358	5.159	1.373	1.288	1.321	3.982
Gasoil	Km3	1.792	1.954	1.981	2.025	7.752	1.870	2.023	2.154	6.047
JP1 y Kerosene	<b>Km3</b>	134	117	140	143	534	135	125	146	406
Fuel Oil	Km3	220	264	121	37	642	7	10	10	27
LPG	Km3	152	241	189	159	741	146	185	196	527
Otros (*)	Km3	357	377	406	408	1.548	381	416	323	1.120
<b>Total mercado interno</b>	<b>Km3</b>	<b>3.952</b>	<b>4.173</b>	<b>4.121</b>	<b>4.130</b>	<b>16.376</b>	<b>3.912</b>	<b>4.047</b>	<b>4.150</b>	<b>12.109</b>
<b>Exportación</b>										
Nafta Virgen	Km3	57	23	46	58	184	24	44	0	68
JP1 y Kerosene	Km3	135	123	139	142	539	141	136	144	421
LPG	<b>Km3</b>	115	39	70	98	322	194	91	41	326
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	83	74	102	116	375	101	72	65	238
Otros (*)	Km3	28	29	4	53	114	52	50	93	195
<b>Total Exportación</b>	<b>Km3</b>	<b>418</b>	<b>288</b>	<b>361</b>	<b>467</b>	<b>1.534</b>	<b>512</b>	<b>393</b>	<b>343</b>	<b>1.248</b>
<b>Total ventas productos refinados</b>	<b>Km3</b>	<b>4.370</b>	<b>4.461</b>	<b>4.482</b>	<b>4.597</b>	<b>17.910</b>	<b>4.424</b>	<b>4.440</b>	<b>4.493</b>	<b>13.357</b>
<b>Ventas de productos químicos</b>										
<b>Mercado interno</b>										
Fertilizantes	Ktn	35	39	139	111	324	38	85	117	240
Metanol	Ktn	57	84	73	99	313	69	93	64	226
Otros	Ktn	116	130	125	129	500	138	115	139	392
<b>Total mercado interno</b>	<b>Ktn</b>	<b>208</b>	<b>253</b>	<b>337</b>	<b>339</b>	<b>1.137</b>	<b>245</b>	<b>293</b>	<b>320</b>	<b>858</b>
<b>Exportación</b>										
Metanol	Ktn	1	2	1	2	6	24	75	31	130
Otros	Ktn	42	51	53	55	201	36	63	42	141
<b>Total exportación</b>	<b>Ktn</b>	<b>43</b>	<b>53</b>	<b>54</b>	<b>57</b>	<b>207</b>	<b>60</b>	<b>138</b>	<b>73</b>	<b>271</b>
<b>Total ventas productos químicos</b>	<b>Ktn</b>	<b>251</b>	<b>306</b>	<b>391</b>	<b>396</b>	<b>1.344</b>	<b>305</b>	<b>431</b>	<b>393</b>	<b>1.129</b>
<b>Ventas de otros productos</b>										
<b>Granos, harinas y aceites</b>										
Mercado interno	Ktn	21	37	21	18	97	30	23	92	145
Exportación	Ktn	159	291	331	253	1.034	169	236	177	582
<b>Total granos, harinas y aceites</b>	<b>Ktn</b>	<b>180</b>	<b>328</b>	<b>352</b>	<b>271</b>	<b>1.131</b>	<b>199</b>	<b>259</b>	<b>269</b>	<b>727</b>
<b>Principales volúmenes importados</b>										
Naftas y Jet Fuel	Km3	3	40	13	98	<b>154</b>	114	59	49	<b>222</b>
Gasoil	Km3	152	230	77	85	<b>544</b>	111	161	355	<b>627</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 descriptos 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 descriptos 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 2017, 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