

YPF S.A.
Resultados Consolidados
3T 2017

INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL TERCER TRIMESTRE 2017	3
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2017	4
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL TERCER TRIMESTRE DE 2017	8
3.1 UPSTREAM	8
3.2 DOWNSTREAM	12
3.3 GAS Y ENERGÍA	15
3.4 ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS	16
3.5 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS	16
4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL.....	16
5. TABLAS Y NOTAS	18
5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO	19
5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	20
5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	21
5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DEL NEGOCIO	22
5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DOLARES ESTADOUNIDENSES.....	23
5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS	24

El EBITDA del tercer trimestre de 2017 alcanzó los Ps 17,0 MM un 16,7% superior al tercer trimestre 2016.

3T 2016	2T 2017	3T 2017	Var.% 3T17 / 3T16	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2016	Ene-Sep 2017	Var.% 2017/2016
55.849	60.162	66.034	18,2%	Ingresos (Ps M)	155.542	183.199	17,8%
-34.578	3.466	3.050	N/A	Resultado operativo (Ps M)	-27.642	11.027	N/A
1.610	3.466	3.050	89,4%	Resultado operativo antes de deterioro de activos (Ps M)	8.546	11.027	29,0%
-30.256	272	246	N/A	Resultado neto (Ps M)	-30.154	710	N/A
-6.734	272	246	N/A	Resultado neto antes de deterioro de activos (Ps M)	-6.632	710	N/A
14.609	16.177	17.043	16,7%	EBITDA (Ps M)	44.283	50.046	13,0%
-77,14	0,54	0,24	N/A	Resultado neto por acción (Ps /acción)	-76,49	0,84	N/A
14.997	13.029	15.903	6,0%	Inversiones (Ps M)	44.236	40.882	-7,6%

EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación de Bienes de Uso + Amortización de Activos Intangibles + Perforaciones Exploratorias Improductivas + Deterioro de propiedad, planta y equipo.

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

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2017

- Los ingresos ordinarios en el tercer trimestre de 2017 ascendieron a Ps 66,0 MM, un 18,2% superiores al tercer trimestre de 2016.
- El resultado operativo del tercer trimestre fue de Ps 3,1 MM, lo que representa un incremento del 89,4% respecto del resultado operativo, antes del cargo por deterioro de activos, del mismo período del año anterior. Considerando el cargo por deterioro de activo, el resultado operativo del 3T 2016 había sido negativo en Ps 34,6 MM.
- El resultado neto del tercer trimestre fue una ganancia de Ps 0,2 MM, comparado con la pérdida neta de Ps 6,7 MM reportados en el tercer trimestre de 2016, antes del cargo por deterioro de activos. Considerando el cargo por deterioro de activo, el resultado neto del 3T 2016 había sido negativo en Ps 30,3 MM.
- En el tercer trimestre del año, la producción total de hidrocarburos alcanzó los 553,2 Kbbpd, siendo un 4,5% inferior a la del mismo periodo 2016. La producción de crudo disminuyó un 8,1% totalizando 227,2 Kbbld, mientras que la producción de gas natural alcanzó los 44,1 Mm3d siendo un 1,7% inferior a la del mismo periodo 2016. Por su parte la producción de NGL disminuyó un 3,0% alcanzando los 48,6 Kbbld.

- En el negocio del Downstream, en el tercer trimestre de 2017, los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron el 92,0%, un 0,6% superior al mismo trimestre del año pasado.
- Las inversiones en propiedad, planta y equipo del tercer trimestre del año fueron Ps 15,9 MM, reflejando un incremento del 6,0% respecto de los Ps 15,0 MM invertidos durante el tercer trimestre del año 2016.
- El flujo de fondos operativo del tercer trimestre 2017 alcanzó los Ps 13,6 MM, siendo un 19,0% inferior al reportado en el mismo trimestre 2016.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2017

Los ingresos correspondientes al tercer trimestre de 2017 fueron de Ps 66,0 MM, lo que representa un aumento del 18,2% en comparación con los Ps 55,8 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 3,1 MM, o 26,0%, debido a un incremento aproximado del 15,6% en el precio promedio para el mix de naftas y a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente 9,0%. Asimismo, se observó un incremento del 25,4% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 2,3 MM, o 12,3%, debido a un incremento aproximado del 10,9% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 1,3%. A su vez, se observó un incremento del 39,5% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 2,0 MM, o 21,2%, debido a un aumento en el precio promedio del 18,0% en pesos, debido a la aplicación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural sobre la producción incremental, como así también debido a un incremento del 2,7% en los volúmenes de venta;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales y pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en Ps 1,0 MM, o 42,3%. Este incremento se explica principalmente por nuestra compañía controlada Metrogas S.A., que registró menores volúmenes despachados en un 12,0% y un mayor precio promedio de 54,3%, totalizando un incremento de sus ventas de Ps 1,0 MM, o 35,8%;
- Las ventas de fuel oil en el mercado interno disminuyeron en Ps 2,0 MM, o 70,3%, debido a una disminución en los volúmenes comercializados del 67,9% a las usinas de generación eléctrica y a una disminución en el precio promedio de aproximadamente 7,5%;
- Las restantes ventas en el mercado interno se incrementaron en Ps 2,3 MM, o 35,8%. Se destacan las mayores ventas de asfaltos, que se incrementaron en Ps 0,5 MM, o 134,0%, y las mayores ventas de lubricantes en un 35,5%, productos petroquímicos en un 33,3%, GLP

en un 28,4% y Jet Fuel en un 28,7%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos;

- Los ingresos obtenidos en el mercado externo se incrementaron en Ps 1,5 MM, o 34,1%. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de Jet Fuel en un 48,2%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos de un 23,7% y en un 19,8% en los volúmenes vendidos, así como también las mayores exportaciones en volúmenes y precios de GLP en un 139,8% y de nafta virgen en un 407,5%. Las exportaciones de harinas y aceite de soja tuvieron un aumento de Ps 0,4 MM o 28,8% en la comparación de ambos trimestres, motivado por un incremento en los volúmenes de dicha magnitud, sin variaciones significativas en los precios obtenidos.

El costo de ventas en el tercer trimestre de 2017 fue de Ps 56,1 MM, un 16,8% superior al del tercer trimestre de 2016, incluyendo incrementos en los costos de producción del 11,7% y en las compras del 28,5%. Los costos erogables incluyendo costos de producción y compras pero excluyendo depreciaciones y amortizaciones aumentaron 19,4%. 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 1,4 MM, o 14,9%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 20,5%, ponderado por la menor producción del periodo;
- Incrementos en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo en Ps 1,0 MM, o 8,4%, debido fundamentalmente a la apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la compañía, compensada con la disminución neta de dichos activos como consecuencia del cargo por deterioro registrado en el tercer trimestre del ejercicio 2016;
- Incremento en los costos de transporte por Ps 0,6 MM, o 33,3%, 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 0,4 MM, o 19,3%, 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 18,6%;
- Incremento neto en las regalías por Ps 145 millones, o 3,3%, con una disminución de Ps 248 millones en las regalías sobre la producción de petróleo crudo motivada por la menor producción del periodo, y un aumento de Ps 393 millones en las regalías sobre la producción de gas natural motivado 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 2,5 MM, o 70,9%, debido a un aumento en los volúmenes de compra de aproximadamente 84,7%, motivado por la menor producción del periodo y compensado parcialmente con una disminución del 7,5% 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 31,1%, debido principalmente a un aumento de aproximadamente un 15,1% en el precio del bioetanol y un 22,8% en el precio de FAME y a un aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 15,4% y a un aumento en los volúmenes de FAME del 5,5%;
- Incremento en la recepción de granos por Ps 0,4 MM, o 39,9%, 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 26,0% y a un aumento de 11,1% en el precio promedio;
- 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 0,1 MM, o 6,4%, debido a un incremento en el precio de compra de aproximadamente 10,9% y a una disminución de los volúmenes adquiridos del 4,1%;
- Menores importaciones de combustibles por Ps 1,0 MM, o 48,4% debido a disminuciones de 73,5% y 20,8% en los volúmenes importados de gas oil y Jet Fuel, respectivamente, compensado parcialmente por un incremento de aproximadamente un 35,7% en el precio de importación de gas oil y de 24,3% en el del Jet Fuel.

Los gastos de administración correspondientes al tercer trimestre de 2017 ascendieron a Ps 2,2 MM, presentando un aumento del 12,1% 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 tercer trimestre de 2017 ascendieron a Ps 4,7 MM, presentando un incremento del 19,1%. 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 0,3 MM en el tercer trimestre de 2017, resultando superiores en un 7,1% a los registrados en el tercer trimestre de 2016.

En el tercer trimestre de 2016, la compañía había reconocido un cargo negativo por deterioro de propiedades, planta y equipo por Ps 36,2 MM motivados principalmente por una reducción esperada del precio del petróleo comercializado en el mercado interno, conjuntamente con la evolución del comportamiento de los costos en función tanto a variables macroeconómicas como de comportamiento operativo de nuestros activos.

Los Otros resultados operativos, netos, correspondientes al tercer trimestre de 2017 fueron positivos en Ps 0,3 MM, comparado con la pérdida de Ps 26 millones del mismo período de 2016. En el tercer trimestre de 2017, este rubro incluye una reestimación positiva de ciertas contingencias judiciales mientras que en el tercer trimestre de 2016 incluyó un ingreso de Ps 0,2 MM relacionado con el Proyecto Integral Área Magallanes (PIAM), en virtud del acuerdo al que se arribó con el socio para participar de la extensión de la concesión de esta área.

Los resultados financieros correspondientes al tercer trimestre de 2017 fueron negativos en Ps 2,5 MM, representando una mejora del 25,4% en comparación con la pérdida de Ps 3,3 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 1,8 MM, debido a la mayor depreciación del peso observada durante el tercer trimestre de 2017 con respecto al mismo período de 2016. A su vez, se registraron mayores intereses negativos por Ps 0,2 MM, 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 menores resultados por la medición a valor razonable de las inversiones en activos financieros por Ps 0,8 MM.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al tercer trimestre de 2017 alcanzó los Ps 0,8 MM, en comparación con el cargo positivo de Ps 7,5 MM correspondiente al mismo período del año 2016. Esta diferencia tiene su origen principalmente en el mayor impuesto diferido por Ps 8,2 MM, y en menor medida, en un incremento de Ps 0,1 MM en el monto de impuesto corriente. El mayor cargo por impuesto diferido obedece principalmente a la registración en el tercer trimestre de 2016 del activo diferido relacionado con el deterioro de propiedad, planta y equipo antes mencionado.

El Resultado neto del 3T 2017 fue una ganancia de Ps 0,2 MM comparado con la pérdida, antes del cargo por deterioro de activos, de Ps 6,7 MM del 3T 2016. Considerando el cargo por deterioro de activos, la pérdida neta del 3T 2016 alcanzó los Ps 30,3 MM.

Las inversiones totales en propiedad, planta y equipo del trimestre alcanzaron los Ps 15,9 MM siendo superiores en un 6,0% a las inversiones en realizadas durante el tercer trimestre de 2016.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL TERCER TRIMESTRE DE 2017

3.1 UPSTREAM

3T 2016	2T 2017	3T 2017	Var.% 3T17 / 3T16	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2016	Ene-Sep 2017	Var.% 2017/2016
-35.137	-884	360	N/A	Resultado operativo (Ps M)	-28.980	375	N/A
1.051	-884	360	-65,7%	Resultado operativo antes de deterioro de activos (Ps M)	7.208	375	-94,8%
28.096	26.606	29.935	6,5%	Ventas netas (Ps M)	85.265	84.318	-1,1%
247,1	218,3	227,2	-8,1%	Producción crudo (Kbbld)	246,3	226,5	-8,1%
50,1	51,4	48,6	-3,0%	Producción NGL (Kbbld)	52,0	51,5	-0,8%
44,9	44,6	44,1	-1,7%	Producción gas (Mm3d)	44,6	44,6	0,2%
579,3	550,1	553,2	-4,5%	Producción total (Kbped)	578,5	558,8	-3,4%
312	833	334	7,1%	Gastos de exploración (Ps M)	1.504	1.760	17,0%
11.665	9.905	12.499	7,1%	Inversiones (Ps M)	35.329	31.852	-9,8%
10.965	10.079	11.483	4,7%	Depreciaciones (Ps M)	29.795	31.497	5,7%
Precios de Realización							
59,9	52,5	51,4	-14,2%	Crudo mercado local Promedio período (USD/bbl)	60,8	52,3	-14,0%
4,79	4,91	4,92	2,7%	Precio promedio gas (USD/Mmbtu)	4,74	4,93	4,0%

El resultado operativo del Upstream alcanzó los Ps 0,4 MM en comparación con los Ps 1,1 MM positivos del 3T 2016, antes de deterioro de activos. Considerando el cargo por deterioro de activos, el resultado operativo del Upstream en el 3T 2016 había sido negativo en Ps 35,1 MM.

En el tercer trimestre de 2017, los ingresos del segmento aumentaron un 6,5% en relación al mismo periodo de 2016, alcanzando los Ps 29,9 MM. Este incremento se produce debido a los siguientes factores:

- Las ventas como productores de gas natural a terceros se incrementaron en Ps 2,0 MM (+21,2%). El precio de realización promedio fue de 4,92 USD/Mmbtu, un 2,7% superior al del mismo trimestre de 2016. Por su parte, los volúmenes comercializados se incrementaron un 2,7% durante el tercer trimestre de 2017, en comparación con el mismo periodo de 2016. 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 0,5 MM (-2,8%). El precio promedio de realización del crudo expresado en dólares en el mercado local en el tercer trimestre del año 2017 disminuyó un 14,2% hasta los 51,4 USD/bbl, producto del acuerdo de precios alcanzado por productores y refinadores para 2017. Los volúmenes de petróleo transferidos entre segmentos disminuyeron un 2,3%, mientras que aquellos vendidos a terceros aumentaron en un 17,5%.

Durante el tercer trimestre del año la producción total de hidrocarburos alcanzó los 553,2 Kbped, siendo un 4,5% inferior a la del mismo periodo 2016. La producción de crudo disminuyó un 8,1% totalizando 227,2 Kbbl. El declino natural de los campos maduros, junto a los efectos de los fuertes temporales de lluvia y nieve que afectaron principalmente a la provincia de Chubut, durante el segundo trimestre de 2017, y en menor medida a la provincia de Santa Cruz, son los motivos principales que originan esta disminución en la producción de crudo. Por su parte la producción de gas natural alcanzó los 44,1 Mm3d siendo un 1,7% inferior a la del mismo periodo 2016, mientras que la producción de NGL disminuyó un 3,0% alcanzando los 48,6 Kbbl.

Respecto de la actividad de desarrollo, en el tercer trimestre del año se han puesto en producción un total de 124 pozos nuevos, incluyendo los pozos de no convencional y tight mencionados posteriormente.

Durante el tercer trimestre de 2017, en las áreas de shale la producción neta para YPF alcanzó un total de 37,62 Kbped de hidrocarburos, lo que representa un aumento del 10,5% respecto al tercer trimestre 2016. Dicha producción se compone por 17,08 Kbbl de crudo, 6,07 Kbbl de NGL y 2,75 Mm3d de gas natural.

En cuanto a la actividad de desarrollo operada, se han puesto en producción 17 pozos con objetivo Vaca Muerta, alcanzando un total de pozos activos, al cierre del tercer trimestre de 2017, de aproximadamente 596 pozos contando con un total de 8 equipos activos de perforación y 8 de workover.

En cuanto al desarrollo de tight gas, la producción neta ascendió en el tercer trimestre de 2017 a 14,11 Mm3d, de los cuales el 88,3% proviene de áreas operadas por YPF. En cuanto a la actividad operada se pusieron en producción 24 nuevos pozos, 5 en Aguada Toledo-Sierra Barrosa, 8 en Rincón del Mangrullo y 11 en Estación Fernandez Oro.

En materia de los costos operativos totales se observó en el tercer trimestre de 2017 un incremento del 11,1%, alcanzando los Ps 29,7 MM (excluyendo los gastos exploratorios). Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción ("lifting cost") por Ps 1,4 MM, o 14,9%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 20,5%, ponderado por la caída de producción antes mencionada;
- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo aproximadamente por Ps 0,5 MM, o 4,8%, debido fundamentalmente a la apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la compañía, compensado con la disminución neta de activos como consecuencia del cargo por deterioro registrado en el tercer trimestre del ejercicio 2016;

- Incremento neto en las regalías por Ps 145 millones, o 3,3%, con una disminución de Ps 248 millones en las regalías sobre la producción de petróleo crudo motivada por la menor producción del periodo, y un aumento de Ps 393 millones en las regalías sobre la producción de gas natural motivado por el mayor valor en boca de pozo de este producto.

Los gastos de exploración correspondientes al tercer trimestre del año 2017 ascendieron a Ps 0,3 MM, presentando un incremento del 7,1% comparado con los Ps 0,3 MM correspondientes al mismo período del año 2016, no presentando variaciones significativas que destacar.

En el tercer trimestre de 2016, la compañía había reconocido un cargo negativo por deterioro de propiedades, planta y equipo por Ps 36,2 MM motivados principalmente por una reducción esperada del precio del petróleo comercializado en el mercado interno, conjuntamente con la evolución del comportamiento de los costos en función tanto a variables macroeconómicas como de comportamiento operativo de nuestros activos.

Se destaca que, durante el presente trimestre en comparación al tercer trimestre de 2016, los costos erogables unitarios en dólares disminuyeron un 1,9% de 20,9 USD/bpe en el 3T 2016 a 20,5 USD/bpe en el 3T 2017 (incluyendo tributos por 6,1 USD/bpe y 5,8 USD/bpe respectivamente). Por su parte el lifting cost promedio consolidado para la sociedad fue de 12,6 USD/bpe, un 4,2% superior a los 12,0 USD/Bpe del 3T 2016.

Inversiones

Las inversiones en Upstream totalizaron Ps 12,5 MM en el tercer trimestre de 2017, siendo superiores a los Ps 11,7 MM del mismo período de 2016 en un 7,1%.

En relación a las inversiones mencionadas, cabe destacar que el 71% fueron destinadas a perforación y workover, el 21% a instalaciones, y el 8% restante a exploración y otras actividades de Upstream.

En la cuenca Neuquina la actividad del tercer 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, Bandurria, Río Neuquén, La Ribera y Chachahuen. Inicio pilotos con objetivo Vaca Muerta en los bloques Aguada de la Arena y Rincón del Mangrullo. 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. En el Golfo San Jorge, la actividad estuvo centrada en los bloques de Manantiales Behr y El Trébol-Escalante. En Santa Cruz se reinicia la actividad de dos equipos de perforación en Estancia Cholita (Cañadón Yatel) y Cañadón Seco Leon. En cuenca Austral se continúa con la actividad de perforación en Lago Fuego.

En lo que concierne a la actividad exploratoria, el tercer trimestre del 2017 cubrió las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, Austral y Cuyana. La actividad exploratoria en la cuenca Neuquina se enfocó en los bloques Salinas del Huitrín, Estación Fernandez Oro, Chachahuen, La Calera y Loma la Lata. En la cuenca Golfo San Jorge la actividad se concentró en el bloque Cañadón de la Escondida y en la cuenca

Austral en el bloque Fracción E. En cuanto a la cuenca Cuyana se realizó actividad exploratoria en el bloque Mesa Verde.

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

3.2 DOWNSTREAM

3T 2016	2T 2017	3T 2017	Var.% 3T17 / 3T16	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2016	Ene-Sep 2017	Var.% 2017/2016
332	3.093	3.204	865,1%	Resultado operativo (Ps M)	2.573	10.661	314,3%
42.992	45.611	49.845	15,9%	Ventas netas (Ps M)	120.399	139.636	16,0%
4.257	4.172	4.119	-3,2%	Ventas de productos refinados mercado interno (Km3)	12.420	12.244	-1,4%
303	289	361	19,1%	Exportación productos refinados (Km3)	1.070	1.069	-0,1%
227	214	198	-12,7%	Ventas de productos químicos mercado interno (*) (Ktn)	622	586	-5,9%
80	52	54	-32,5%	Exportación de productos químicos (Ktn)	149	149	0,1%
292	295	294	0,6%	Crudo procesado (Kbped)	292	293	0,5%
91%	92%	92%	0,6%	Utilización de las refinerías (%)	91%	92%	0,5%
2.486	1.935	2.434	-2,1%	Inversiones (Ps M)	6.516	5.648	-13,3%
1.317	1.621	1.837	39,5%	Depreciaciones (Ps M)	3.795	5.027	32,5%
645	655	642	-0,4%	Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (**) (USD/m3)	625	655	4,7%
629	624	602	-4,3%	Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (**) (USD/m3)	618	622	0,7%

(*) 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 2017 registró un resultado operativo de Ps 3,2 MM, lo que representa un incremento del 865,1% frente al resultado operativo de Ps 0,3 MM reportado en el 3T 2016.

Las ventas netas crecieron un 15,9% con relación al tercer trimestre del año 2017, alcanzando los Ps 49,8 MM. Se destacan:

- Las ventas de naftas aumentaron Ps 3,1 MM, o 26,0%, debido a un incremento aproximado del 15,6% en el precio promedio para el mix de naftas y a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente 9,0%. Asimismo, se observó un incremento del 25,4% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las ventas de gas oil aumentaron en Ps 2,3 MM, o 12,3%, debido a un incremento aproximado del 10,9% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a mayores volúmenes totales

despachados de aproximadamente un 1,3%. A su vez, se observó un incremento del 39,5% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);

- Las ventas de fuel oil en el mercado interno disminuyeron en Ps 2,0 MM, o 70,3%, debido a una disminución en los volúmenes comercializados del 67,9% a las usinas de generación eléctrica y a una disminución en el precio promedio de aproximadamente 7,5%;
- Las restantes ventas en el mercado interno se incrementaron en Ps 2,0 MM, o 35,6%. Se destacan las mayores ventas de asfaltos, que se incrementaron en Ps 0,5 MM, o 134,0%, y las mayores ventas de lubricantes en un 35,5%, productos petroquímicos en un 33,3%, GLP en un 28,4% y Jet Fuel en un 28,7%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos;
- Los ingresos obtenidos por este segmento en el mercado externo se incrementaron en Ps 1,6 o 35,6%. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de Jet Fuel en un 48,2%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos de un 23,7% y en un 19,8% en los volúmenes vendidos, así como también las mayores exportaciones en volúmenes y precios de GLP en un 139,8% y de nafta virgen en un 407,5%. Las exportaciones de harinas y aceite de soja tuvieron un incremento de Ps 0,4 MM o 28,8% en la comparación de ambos trimestres, motivado por un incremento en los volúmenes de dicha magnitud, sin variaciones significativas en los precios obtenidos.

En el tercer trimestre de 2017 los costos y gastos operativos se incrementaron un 8,4%, o Ps 3,3 MM, con relación al mismo periodo del año anterior. Se destacan:

- Incremento en las compras de petróleo crudo por Ps 1,9 MM u 8,6%. El volumen comprado a terceros tuvo un incremento de 84,7%, mientras que el volumen de crudo transferido del segmento Upstream tuvo una disminución del 2,3%. A su vez, se observó una baja de 1,6% 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;
- Mayores compras netas de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 1,1 MM, o un 31,1%, debido principalmente a un aumento de aproximadamente un 15,1% en el precio del bioetanol y un 22,8% en el precio de FAME y a los aumentos en los volúmenes comprados de bioetanol del 15,4% y de FAME del 5,5%;
- Mayor recepción de granos a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al agro, por Ps 0,4 MM, o 39,9%, las cuales se registran contablemente como compras;
- Menores importaciones de combustibles por Ps 1,0 MM, o 48,4% debido a disminuciones de 73,5% y 20,8% en los volúmenes importados de gas oil y Jet Fuel, respectivamente, compensado parcialmente por un incremento de aproximadamente un 35,7% en el precio de importación de gas oil y de 24,3% en el del Jet Fuel.
- Disminución en los costos de los productos vendidos por Ps 1,9 MM, principalmente como consecuencia de una mayor valoración de los stocks con respecto a la ocurrida en el mismo

trimestre del ejercicio anterior, y en menor medida, por una acumulación de stock, especialmente de crudo, por las mayores compras realizadas en el presente trimestre;

- En relación a los costos de producción, se observa durante el tercer trimestre de 2017 un incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,4 MM, o 19,3%. 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 0,6% superior, el costo de refinación unitario aumentó en el tercer trimestre de 2017 en un 18,6% 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 0,3 MM, lo que representa un aumento del 23,3%;
- Mayores depreciaciones de propiedad planta y equipo correspondientes al proceso productivo por aproximadamente Ps 0,5 MM, lo que representa un incremento del 42,6%; 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 0,8 MM, o 20,8%, 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 depreciaciones de los activos comerciales y por los mayores cargos de impuestos a los débitos y créditos bancarios.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 294 Kbbld, un 0,6% superior al del tercer trimestre del 2016. Con estos similares niveles de procesamiento, se obtuvo una mayor producción de Gas Oil (+6,3%) y de Naftas (+6,3%), una menor producción de Fuel Oil (-43,2%), mientras que se incrementó la producción de otros refinados como Jet Fuel, nafta petroquímica, asfaltos, carbón de petróleo y bases lubricantes, todo ello en comparación con las producciones del tercer trimestre del año anterior.

Inversiones

Las inversiones de Downstream del tercer trimestre del 2017 alcanzaron los Ps 2,4 MM, siendo inferiores en un 2,1% a las del mismo período del 2016.

Finalizó el revamping de la Unidad de Topping III en Refinería Luján de Cuyo, cuya puesta en marcha fue en el mes de Agosto. A su vez, comenzaron las pruebas de bombeo en el Oleoducto Señal Cerro Bayo – Puesto Hernández, que posibilitará incrementar el suministro de crudo a Refinería Luján de Cuyo, y continúan las obras de adecuaciones en instalaciones logísticas y de mejoras en aspectos de seguridad y medio ambiente.

3.3 GAS Y ENERGÍA

3T 2016	2T 2017	3T 2017	Var.% 3T17 / 3T16	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2016	Ene-Sep 2017	Var.% 2017/2016
786	1.025	1.481	88,4%	Resultado operativo (Ps M)	1.183	3.064	159,0%
8.360	15.749	17.178	105,5%	Ventas netas (Ps M)	20.622	46.672	126,3%
420	992	670	59,5%	Inversiones (Ps M)	1.257	2.605	107,2%
72	65	67	-6,9%	Depreciaciones (Ps M)	217	197	-9,2%

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 tercer trimestre de 2017 fue de Ps 1,5 MM, frente a los Ps 0,8 MM de utilidad operativa reportados durante el mismo período de 2016. Dicho incremento se debe principalmente a la paulatina recomposición de tarifas obtenida por nuestra compañía controlada Metrogas S.A., la cual registró una utilidad operativa de Ps 0,7 MM en el tercer trimestre de 2017, en comparación a la pérdida operativa de Ps 53 millones reportada 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.

Inversiones

Las inversiones Gas y Energía del tercer trimestre 2017 ascendieron a Ps 0,7 MM, siendo un 59,5% superior a las del tercer trimestre 2016.

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

Loma Campana Este ya ha entrado en producción y Loma Campana I ha finalizado las pruebas de puesta en marcha para obtener su habilitación comercial y así comenzar el período de producción. Se estima que la central Y-GEN entrará en producción en el último trimestre del 2017, mientras que Y-GEN 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 tercer trimestre del año fue una pérdida de Ps 1,3 MM en comparación con la pérdida operativa de Ps 0,7 MM del mismo periodo del año anterior, lo que representa un aumento de 82,9%. Dicha variación está relacionada principalmente con los incrementos en los gastos de personal, con las mayores actualizaciones de contingencias judiciales y con los mayores cargos por licencias informáticas, sumados a los menores 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 negativo de Ps 0,7 MM en el tercer trimestre de 2017. Estos ajustes habían tenido una magnitud positiva de Ps 0,1 MM en el tercer trimestre de 2016. En el presente trimestre se produjo una ampliación 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 tercer trimestre de 2016, la misma se había mantenido sin variaciones significativas.

3.5 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

El resultado de las compañías no controladas en el tercer trimestre del año mostró un resultado positivo de Ps 0,4 MM, habiendo sido el resultado obtenido en el tercer trimestre del año anterior positivo en Ps 0,1 MM. Dicha variación surge principalmente por los mejores resultados obtenidos por Mega, Central Dock Sud e YPF GAS.

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el tercer trimestre del año 2017, la generación de caja operativa alcanzó los Ps 13,6 MM, un 19,0% inferior a la del mismo período del año anterior. Esta disminución de Ps 3,2 MM tuvo lugar debido a un aumento en el capital de trabajo en el trimestre motivado principalmente por un incremento de los saldos a cobrar del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural y del subsidio al suministro de gas oil al transporte público de pasajeros, como así también en las cuentas a cobrar a CAMMESA y a las empresas distribuidoras de gas natural. Efectos que fueron parcialmente compensados por un incremento en el EBITDA de Ps 2,4 MM.

El flujo de efectivo de las actividades de inversión alcanzó un total de Ps 14,0 MM durante el tercer trimestre del año 2017, un 29,9% menor al del mismo período del año anterior. Las inversiones en activos fijos e intangibles totalizaron Ps 16,3 MM en el tercer trimestre de 2017 y fueron superiores en un 13,3% a las del mismo período del año anterior. En el tercer trimestre de 2016 se había registrado un incremento de las inversiones en activos financieros por Ps 3,1 MM, mientras que en el presente trimestre de 2017 se realizaron activos financieros por Ps 2,4 MM.

A su vez, como resultado de sus actividades de financiación, durante el tercer trimestre de 2017 la compañía tuvo un incremento neto de fondos de Ps 2,6 MM, en comparación con el incremento neto de

Ps 4,2 MM ocurrido en el mismo período de 2016. Esta diferencia fue generada por una menor toma y refinanciación neta de vencimientos de deuda por Ps 2,3 MM y por un mayor pago de intereses por Ps 0,2 MM, efectos que fueron parcialmente compensados ya que en el tercer trimestre de 2016 se había efectuado un pago de dividendos de Ps 0,9 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 30,0 MM⁽¹⁾ al 30 de septiembre de 2017. En el presente trimestre se destaca la nueva emisión internacional realizada en los primeros días de julio por USD 750 millones.

La deuda total expresada en dólares alcanzó los USD 10,0 MM, y la deuda neta los USD 8,3 MM⁽¹⁾, con una ratio Deuda neta/EBITDA de 2,07x⁽²⁾.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del tercer trimestre de 2017 fue de 22,52%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 7,66%.

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

ON	Monto	Tasa de interés	Vencimiento
Clase LIII	USD 750 M	6,95%	120 meses

(1) Deuda Neta: Incluye inversiones en activos financieros (títulos públicos) por USD 817 millones a valor de mercado

(2) Deuda Neta: 8.266 MUSD / EBITDA LTM: 3.999 MUSD = 2,07x

5. TABLAS Y NOTAS
Resultados 3° TRIMESTRE 2017

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

3T 2016	2T 2017	3T 2017	Var.% 3T17 / 3T16		Ene-Sep 2016	Ene-Sep 2017	Var.% 2016 / 2017
55.849	60.162	66.034	18,2%	Ingresos	155.542	183.199	17,8%
(48.028)	(49.675)	(56.108)	16,8%	Costos	(130.978)	(151.581)	15,7%
7.821	10.487	9.926	26,9%	Resultado bruto	24.564	31.618	28,7%
(3.934)	(4.209)	(4.684)	19,1%	Gastos de comercialización	(10.678)	(12.780)	19,7%
(1.939)	(2.001)	(2.174)	12,1%	Gastos de administración	(5.258)	(5.965)	13,4%
(312)	(833)	(334)	7,1%	Gastos de exploración	(1.504)	(1.760)	17,0%
(36.188)	-	-	N/A	Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(36.188)	-	N/A
(26)	22	316	N/A	Otros resultados operativos, netos	1.422	(86)	N/A
(34.578)	3.466	3.050	N/A	Resultado operativo	(27.642)	11.027	N/A
110	92	432	292,7%	Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	373	546	46,4%
1.483	3.001	4.350	193,3%	Ingresos financieros	12.592	8.963	-28,8%
(6.064)	(2.720)	(7.297)	20,3%	Costos financieros	(18.234)	(18.865)	3,5%
1.290	658	491	-61,9%	Otros resultados financieros	1.709	1.224	-28,4%
(3.291)	939	(2.456)	-25,4%	Resultados financieros netos	(3.933)	(8.678)	120,6%
(37.759)	4.497	1.026	N/A	Resultado antes de impuesto a las ganancias	(31.202)	2.895	N/A
7.503	(4.225)	(780)	N/A	Impuesto a las ganancias	1.048	(2.185)	N/A
(30.256)	272	246	N/A	Resultado neto del ejercicio	(30.154)	710	N/A
(45)	60	153		Resultado neto atribuible al interés no controlante	(196)	380	
(30.211)	212	93	N/A	Resultado neto atribuible al accionista de la controlante	(29.958)	330	N/A
(77,14)	0,54	0,24	N/A	Resultado neto por acción básico y diluida	(76,49)	0,84	N/A
2.848	9.593	5.634	97,8%	Otros resultados integrales	22.564	11.584	-48,7%
(27.408)	9.865	5.880	N/A	Resultado integral total del periodo	(7.590)	12.294	N/A
14.609	16.177	17.043	16,7%	EBITDA (*)	44.283	50.046	13,0%

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

(*) EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación de bienes de uso + Amortización de activos intangibles + Perforaciones exploratorias improductivas + Deterioro de propiedad, planta y equipo.

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>30/09/2017</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	8.114	9.032
Propiedades, planta y equipo	308.014	334.670
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	5.488	6.447
Activos por impuesto diferido, netos	564	441
Otros créditos	3.909	1.640
Créditos por ventas	87	392
Inversiones en activos financieros	7.737	6.618
Total del activo no corriente	<u>333.913</u>	<u>359.240</u>
Activo Corriente		
Inventarios	21.820	25.040
Otros créditos	13.456	11.644
Créditos por ventas	33.645	41.988
Inversiones en activos financieros	7.548	7.491
Efectivo y equivalentes de efectivo	10.757	15.881
Total del activo corriente	<u>87.226</u>	<u>102.044</u>
Total del activo	<u>421.139</u>	<u>461.284</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.403	10.356
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	108.352	120.266
Interés no controlante	(94)	286
Total Patrimonio Neto	<u>118.661</u>	<u>130.908</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	47.358	56.116
Pasivos por impuesto diferido, netos	42.465	44.033
Cargas fiscales	98	241
Préstamos	127.568	148.232
Otros pasivos	336	368
Cuentas por pagar	2.187	1.577
Total del pasivo no corriente	<u>220.012</u>	<u>250.567</u>
Pasivo Corriente		
Provisiones	1.994	1.818
Impuesto a las ganancias a pagar	176	201
Cargas fiscales	4.440	6.518
Remuneraciones y cargas sociales	3.094	3.384
Préstamos	26.777	24.430
Otros pasivos	4.390	374
Cuentas por pagar	41.595	43.084
Total del pasivo corriente	<u>82.466</u>	<u>79.809</u>
Total del pasivo	<u>302.478</u>	<u>330.376</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>421.139</u>	<u>461.284</u>

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

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

3T 2016	2T 2017	3T 2017		Ene-Sep 2016	Ene-Sep 2017
			Actividades operativas:		
(30,256)	272	246	Resultado neto	(30,154)	710
(110)	(92)	(432)	Resultados de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos	(373)	(546)
12,652	11,972	13,718	Depreciación de propiedades, planta y equipo	34,411	37,454
188	202	222	Amortización de activos intangibles	511	605
996	1,315	1,034	Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	3,601	3,218
(7,503)	4,225	780	Cargo por impuesto a las ganancias	(1,048)	2,185
1,289	510	135	Aumento neto de provisiones	3,792	2,316
36,188	-	-	Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	36,188	-
2,893	(1,024)	1,904	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	2,193	7,249
51	44	46	Plan de beneficios en acciones	108	116
-	-	-	Resultado por desconsolidación de sociedades	(1,528)	-
			Cambios en activos y pasivos:		
(505)	(769)	(8,952)	Créditos por ventas	(15,393)	(7,827)
2,399	(278)	(766)	Otros créditos	7,034	2,131
(79)	(1,408)	(34)	Inventarios	(198)	(1,331)
(1,030)	(1,156)	4,321	Cuentas por pagar	(2,787)	4,310
307	(675)	752	Cargas fiscales	(142)	2,196
341	238	706	Remuneraciones y cargas sociales	290	293
40	18	452	Otros pasivos	177	(480)
(355)	(393)	(315)	Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(1,303)	(981)
1	216	17	Dividendos cobrados	521	328
-	-	-	Cobro de seguros por pérdida de beneficio	607	-
(786)	(234)	(282)	Pagos de impuesto a las ganancias	(2,347)	(761)
16,721	12,983	13,552	Flujos de efectivo de las actividades operativas	34,160	51,185
			Activades de inversión:		
(14,368)	(13,104)	(16,273)	Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(46,970)	(43,951)
(388)	(65)	(92)	Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	(388)	(429)
(2,093)	-	-	Prestamos a terceros	(2,093)	-
-	-	2,404	Cobro por ventas de activos financieros	-	2,404
(3,078)	3	-	Inversión en activos financieros	(2,168)	-
-	503	-	Intereses cobrados de activos financieros	-	511
-	-	-	Cobro de seguros por daño material	355	-
(19,927)	(12,663)	(13,961)	Flujos de efectivo de las actividades de inversión	(51,264)	(41,465)
			Actividades de financiación:		
(15,488)	(6,687)	(9,797)	Pago de préstamos	(49,442)	(24,877)
(4,728)	(3,208)	(4,948)	Pago de intereses	(11,621)	(13,525)
25,304	11,291	17,343	Préstamos obtenidos	79,770	33,403
5	(100)	-	Recompra de acciones propias en cartera	(50)	(100)
-	-	-	Aportes del interés no controlante	50	-
(889)	-	-	Dividendos pagados	(889)	-
4,204	1,296	2,598	Flujos de efectivo de las actividades de financiación	17,818	(5,099)
743	415	237	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	1,681	503
-	-	-	Desconsolidación de subsidiarias	(148)	-
1,741	2,031	2,426	Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	2,247	5,124
15,893	11,424	13,455	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	15,387	10,757
17,634	13,455	15,881	Efectivo y equivalentes al cierre del período	17,634	15,881
1,741	2,031	2,426	Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	2,247	5,124
			COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO		
11,163	5,438	6,639	Caja y Bancos	11,163	6,639
6,471	8,017	9,242	Otros Activos Financieros	6,471	9,242
17,634	13,455	15,881	TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	17,634	15,881

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

3T 2016	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	5.098	7.382	42.839	530	-	55.849
Ingresos intersegmentos	22.998	978	153	1.999	-26.128	-
Ingresos Ordinarios	28.096	8.360	42.992	2.529	-26.128	55.849
Resultado operativo	-35.137	786	332	-696	137	-34.578
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	(1)	111	-	-	110
Depreciación de propiedades, planta y equipo	10.965	72	1.317	298	-	12.652
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	36.188	-	-	-	-	36.188
Inversión en propiedades, planta y equipo	11.680	420	2.486	426	-	15.012
Activos	236.173	25.866	125.536	34.739	-1.175	421.139

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

Millones de USD	2016 3T	2017 2T	2017 3T	Var 3T 17 / 3T 16	2016 Ene-Sep	2017 Ene-Sep	Var 2017 / 2016
ESTADO DE RESULTADOS							
Ingresos Ordinarios	3.748	3.837	3.831	2,2%	10.720	11.315	5,6%
Costos de Ventas	-3.224	-3.168	-3.255	1,0%	-9.023	-9.354	3,7%
Utilidad bruta	525	669	576	9,7%	1.697	1.962	15,6%
Otros resultados operativos	-2.846	-448	-399	N/A	-3.531	108	N/A
Utilidad operativa	-2.321	221	177	N/A	-1.834	687	N/A
Depreciaciones + deterioro del valor de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	3.278	764	796	-75,7%	4.799	2.312	-51,8%
Amortización de activos intangibles	13	13	13	2,1%	35	37	6,1%
Perforaciones exploratorias improductivas	11	34	3	-71,2%	57	61	7,6%
EBITDA	981	1.032	989	0,9%	3.057	3.097	1,3%
UPSTREAM							
Ventas netas	1.886	1.697	1.737	-7,9%	5.880	5.211	-11,4%
Utilidad operativa	-2.358	-56	21	N/A	-1.930	22	N/A
Amortizaciones	736	643	666	-9,5%	2.052	1.945	-5,2%
Inversiones	783	632	725	-7,4%	2.436	1.961	-19,5%
EBITDA	817	621	690	N/A	179	2.028	N/A
DOWNSTREAM							
Ventas netas	2.886	2.909	2.875	-0,3%	8.299	8.611	3,8%
Utilidad operativa	22	197	186	734,3%	181	662	265,3%
Amortizaciones	88	103	107	20,6%	262	310	18,6%
Inversiones	167	123	141	-15,4%	449	346	-22,8%
EBITDA	111	301	292	164,3%	443	973	119,6%
GAS Y ENERGÍA							
Ventas netas	561	1.004	940	67,6%	1.415	2.824	99,6%
Utilidad operativa	53	65	86	62,9%	80	187	132,3%
Amortizaciones	5	4	4	-19,6%	15	12	-18,2%
Inversiones	28	63	39	37,9%	86	162	88,0%
EBITDA	58	70	90	56,0%	95	199	108,8%
ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS							
Utilidad operativa	-47	-15	-74	58,1%	-54	-172	219,9%
Inversiones	29	13	17	-39,1%	80	48	-40,4%
AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN							
Utilidad operativa	9	49	-42	N/A	-11	-12	10,2%
Tipo de cambio promedio del periodo	14,90	15,68	17,23		14,51	16,18	
Tipo de cambio cierre del periodo	15,26	16,58	17,26		15,26	17,26	

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	3T	Acum. 3T 2017
Producción										
Producción de crudo	Kbbl	22.656	22.102	22.735	22.051	89.544	21.058	19.867	20.904	61.830
Producción de NGL	Kbbl	5.124	4.512	4.608	4.987	19.230	4.923	4.680	4.469	14.072
Producción de gas	Mm3	4.008	4.074	4.127	4.099	16.308	4.076	4.056	4.057	12.189
PRODUCCION TOTAL	Kbpe	52.986	52.237	53.299	52.816	211.338	51.618	50.055	50.891	152.564
Henry Hub	US\$/mbtu	2,09	1,95	2,81	2,98	2,46	3,32	3,18	3,00	3,17
Brent	US\$/bbl	37,88	45,56	45,79	49,19	43,56	53,68	49,67	52,11	51,82
Ventas										
Ventas de productos refinados										
Mercado interno										
Motonaftas	Km3	1.283	1.119	1.178	1.248	4.828	1.297	1.220	1.284	3.800
Gasoil	Km3	1.855	2.038	1.955	1.955	7.803	1.792	1.954	1.981	5.726
JP1 y Kerosene	Km3	130	107	135	139	510	134	117	140	391
Fuel Oil	Km3	354	350	376	189	1.269	220	264	121	605
LPG	Km3	153	242	273	171	839	152	241	189	582
Otros (*)	Km3	263	270	340	342	1.214	357	377	406	1.139
Total mercado interno	Km3	4.037	4.126	4.257	4.043	16.463	3.952	4.172	4.119	12.244
Mercado externo										
Nafta Virgen	Km3	0	0	15	86	100	57	23	46	127
JP1 y Kerosene	Km3	121	117	130	138	507	135	123	139	396
LPG	Km3	117	17	40	128	302	115	39	70	224
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	149	116	93	87	445	83	74	102	260
Otros (**)	Km3	105	24	26	59	214	28	29	4	62
Total mercado externo	Km3	493	275	303	498	1.568	419	289	361	1.069
Total ventas productos refinados	Km3	4.529	4.401	4.560	4.540	18.031	4.371	4.461	4.481	13.312
Ventas de productos químicos										
Mercado interno										
Fertilizantes	Ktn	24	40	91	114	269	35	39	139	214
Metanol	Ktn	55	82	105	85	327	57	84	73	214
Otros	Ktn	133	125	122	144	524	116	130	125	371
Total mercado interno	Ktn	212	247	318	343	1.120	208	254	337	799
Mercado externo										
Metanol	Ktn	2	1	2	2	7	1	2	1	4
Otros	Ktn	25	41	78	51	195	42	51	53	145
Total mercado externo	Ktn	27	42	80	53	202	43	52	54	149
Total ventas productos químicos	Ktn	239	289	398	396	1.322	251	306	391	948
Ventas de otros productos										
Granos, harinas y aceites										
Mercado interno	Ktn	9	27	7	11	54	21	37	21	79
Mercado externo	Ktn	169	311	256	151	887	159	291	331	781
Total granos, harinas y aceites	Ktn	178	338	263	162	941	180	328	353	860
Principales volúmenes importados										
Naftas y Jet Fuel	Km3	50	65	52	3	171	3	40	13	56
Gasoil	Km3	145	239	306	45	736	152	230	77	460

(*) 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

Website: inversores.ypf.com

Macacha Güemes 515

C1106BKK Buenos Aires (Argentina)

Tel: 54 11 5441 1215

Fax: 54 11 5441 2113