

YPF S.A.

Resultados Consolidados

1T 2018

INDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL PRIMER TRIMESTRE 2018.....	3
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2018	4
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2018.....	8
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
4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL.....	17
5. TABLAS Y NOTAS	19
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 recurrente del primer trimestre de 2018 alcanzó los Ps 24,5 MM un 45,7% superior al primer trimestre 2017.

(Cifras no auditadas)	1T 2017	4T 2017	1T 2018	Var.% 1T18 /1T17
Ingresos (Ps M)	57.003	69.614	75.823	33,0%
Resultado operativo (Ps M)	4.511	5.046	17.354	284,7%
Resultado operativo antes de deterioro de activos (Ps M)	4.511	14	17.354	284,7%
Resultado neto (Ps M)	192	11.962	5.986	3017,7%
Resultado neto antes de deterioro de activos (Ps M)	192	8.253	5.986	3017,7%
EBITDA (Ps M)	16.826	16.745	36.492	116,9%
EBITDA recurrente (Ps M)	16.826	16.745	24.512	45,7%
Resultado neto por acción (Ps /acción)	0,06	30,59	15,47	25681,5%
Inversiones (Ps M)	11.950	17.127	14.874	24,5%

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.

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

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2018

- Los ingresos ordinarios en el primer trimestre de 2018 ascendieron a Ps 75,8 MM, un 33,0% superiores al primer trimestre de 2017.
- La utilidad operativa del presente trimestre fue de Ps 17,4 MM, lo que representa un incremento del 284,7% respecto del mismo período del año anterior.
- El resultado neto del primer trimestre fue una ganancia de Ps 6,0 MM, comparado con los Ps 0,2 MM positivos reportados en el primer trimestre de 2017.
- En el primer trimestre del año, la producción total de hidrocarburos alcanzó los 549,6 Kbped, siendo un 4,2% inferior a la del mismo periodo 2017.
- En el negocio del Downstream, los niveles de procesamiento de las refinerías durante el primer trimestre del año alcanzaron el 91,0%, manteniéndose estables respecto al mismo trimestre del año pasado.

- Las inversiones en propiedad, planta y equipo del primer trimestre del año fueron Ps 14,9 MM, reflejando un aumento 24,5% respecto de los Ps 11,9 MM invertidos durante el primer trimestre del año 2017.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2018

Los ingresos correspondientes al primer trimestre de 2018 fueron de Ps 75,8 MM, lo que representa un aumento del 33,0% en comparación con el 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 6,5 MM o 35,5%, debido a un incremento aproximado del 29,9% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 4,4%. Se observó un incremento del 26,0% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
- Las ventas de naftas aumentaron Ps 5,4 MM o 38,1%, debido a un incremento aproximado del 30,4% en el precio promedio para el mix de naftas y a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente 5,9%, reflejando un incremento del 10,0% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 1,5 MM o 14,2% como consecuencia de un incremento en el precio promedio del 25,1% en pesos, compensando parcialmente con una disminución del 8,7% en el volumen vendido. Esta reducción se explica por la disminución del 2,3% en los volúmenes despachados, a raíz de la menor producción y demanda de gas natural en el trimestre y a que durante el primer trimestre de 2017, se habían facturado 242 Mm3 oportunamente inyectados y pendientes de nominación;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales y pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en Ps 1,1 MM o 64,9%. Este incremento se explica principalmente por nuestra compañía controlada Metrogas S.A., que registró un mayor precio promedio de 91,0%, sin variaciones significativas en los volúmenes comercializados a través de su red de distribución;
- Las ventas de fuel oil en el mercado interno disminuyeron en Ps 1,3 MM o 96,4%, debido a una disminución en los volúmenes comercializados del 96,9% a las usinas de generación eléctrica y a una disminución en el precio promedio de aproximadamente 16,1%;
- Las restantes ventas en el mercado interno se incrementaron en Ps 2,9 MM o 43,5%. Se destacan las mayores ventas de GLP, que se incrementaron en un 80,9%, las mayores ventas de asfaltos en un 73,8%, productos petroquímicos en un 45,8%, jet fuel en un 43,4%, y lubricantes en un 25,5%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos;
- Los ingresos obtenidos en el mercado externo se incrementaron en Ps 2,9 MM o 62,4%. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de jet fuel en un 62,3%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos de un 49,3% y en un 8,7% en

los volúmenes vendidos, así como también los mayores volúmenes comercializados y mejores precios obtenidos en GLP, gas oil y petroquímicos, con incrementos de 121,7%, 77,5% y 50,4%, respectivamente. Las exportaciones de harinas y aceite de soja tuvieron un aumento de Ps 0,2 MM o 22,3% en la comparación de ambos trimestres, motivado por un incremento de 14,8% en los precios obtenidos y un aumento de 6,5% en los volúmenes.

El costo de ventas en el primer trimestre de 2018 fue de Ps 63,4 MM, un 38,5% superior al del primer trimestre de 2017, incluyendo incrementos en los costos de producción del 36,6% y en las compras del 45,7%. Los costos erogables incluyendo costos de producción y compras, pero excluyendo depreciaciones y amortizaciones aumentaron 32,1%. 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 6,8 MM o 60,0%, debido fundamentalmente a la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la compañía y al incremento en la alícuota de amortización por la disminución de reservas netas de petróleo crudo y gas natural registrada durante el tercer y cuarto trimestre de 2017 como consecuencia de una reducción en el precio promedio de comercialización en el mercado interno durante dicho año;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción ("lifting cost") por Ps 2,3 MM o 23,3%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 28,3%, en línea con el incremento general de precios de la economía, ponderado por la menor producción del periodo;
- Incremento en las regalías y otros cargos asociados a la producción por Ps 1,6 MM o 41,1%, con un aumento de Ps 1,3 MM en las regalías sobre la producción de petróleo crudo y un aumento de Ps 0,3 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;
- Incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por Ps 0,4 MM o 15,9%, 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 16,3%;
- Incremento en los costos de transporte por Ps 0,4 MM o 17,8%, principalmente debido a los incrementos en las tarifas respectivas y a los mayores volúmenes movilizados.

b) Compras

- Mayores importaciones de combustibles por Ps 1,5 MM o 117,9% debido fundamentalmente a importaciones de nafta premium por Ps 1,1 MM, para abastecer la mayor demanda de este producto en el mercado local, las cuales no se habían efectuado en el mismo período del año

anterior. También contribuyeron las mayores importaciones de gas oil y jet fuel debido a los mayores precios internacionales de dichos productos;

- Incremento de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente Ps 1,3 MM o 36,8%, debido a un incremento de 46,8% en el precio promedio de compra a terceros en pesos, principalmente debido al incremento del precio internacional de referencia y teniendo en cuenta la finalización del acuerdo de precios entre productores y refinadores que se mantuvo vigente hasta fines del tercer trimestre de 2017, compensado parcialmente por una disminución en los volúmenes de compra de aproximadamente 6,8%;
- 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 0,6 MM o 65,0%, debido a un incremento en el precio de compra de aproximadamente 90,4% y a una disminución de los volúmenes adquiridos del 13,3%;
- Incremento en la recepción de granos por Ps 0,5 MM o 92,6%, 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 el precio promedio de 67,0% y un incremento en los volúmenes de 15,3%;
- Incremento en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 83 millones o 1,9%, debido principalmente a un aumento de aproximadamente un 13,6% en el precio del FAME y un 1,5% en el precio del bioetanol y al aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 6,9%, todo ello compensado parcialmente por una disminución en los volúmenes adquiridos de FAME del 15,3%.

Los gastos de administración correspondientes al primer trimestre del año 2018 ascendieron a Ps 2,4 MM, presentando un aumento del 31,5% frente a los Ps 1,8 MM registrados durante el mismo período de 2017, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal, a los mayores costos en contrataciones de servicios y licencias informáticas, a los mayores cargos relacionados con la publicidad institucional y a mayores cargos en las depreciaciones de activos fijos.

Los gastos de comercialización correspondientes al primer trimestre del año 2018 ascendieron a Ps 5,2 MM, presentando un incremento del 33,3% comparado con los Ps 3,9 MM registrados durante el mismo período de 2017, motivado fundamentalmente por 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 relacionados a las campañas comerciales de fidelización de clientes, mayores montos de impuesto a los débitos y créditos bancarios, mayores retenciones a las exportaciones, principalmente de harinas y aceites, mayores cargos por depreciación de activos fijos, mayores gastos de personal, y mayores cargos en la provisión de incobrabilidades, principalmente en nuestra sociedad controlada Metrogas S.A.

Los gastos de exploración correspondientes al primer trimestre del año 2018 fueron Ps 0,3 MM, presentando una disminución del 45,5% comparado con los Ps 0,6 MM correspondientes al mismo período del año 2017.

Los otros resultados operativos, netos, correspondientes al primer trimestre de 2018 fueron positivos en Ps 12,8 MM, comparado con los Ps 0,4 MM negativos del mismo período de 2017. En el primer trimestre de 2018, se registró un resultado por la revaluación de la inversión de YPF S.A. en YPF Energía Eléctrica (YPF EE) por Ps 12,0 MM como consecuencia del acuerdo para la capitalización de esta última, suscripto entre YPF y una subsidiaria de GE Financial Services, Inc. Asimismo, se registró una ganancia de Ps 1,2 MM como resultado del acuerdo para la readecuación de las participaciones en el área Aguada Pichana y la cesión parcial de participación en el área Aguada de Castro.

Los resultados financieros correspondientes al primer trimestre de 2018 fueron una ganancia de Ps 0,1 MM, en comparación con la pérdida de Ps 7,2 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 9,7 MM, debido a la depreciación del peso observada durante el primer trimestre de 2018 y en comparación al mismo período de 2017, cuando se había producido una revaluación de la moneda local. Adicionalmente, se obtuvieron mejores resultados por la medición a valor razonable de las inversiones en activos financieros por Ps 1,1 MM, principalmente provenientes de las colocaciones en fondos comunes de inversión. A su vez, se registraron mayores intereses negativos por Ps 1,2 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, compensado parcialmente por menores tasas de interés vigentes sobre el endeudamiento en pesos. Por último, se registraron mayores cargos negativos por actualizaciones financieras.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al primer trimestre de 2018 fue negativo en Ps 11,7 MM, en comparación con el cargo positivo de Ps 2,8 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 14,6 MM, cuyo origen está vinculado fundamentalmente a los efectos del movimiento del tipo de cambio en ambos periodos y según se comenta anteriormente.

El resultado neto del 1T 2018 fue una ganancia de Ps 6,0 MM, en comparación con una ganancia de Ps 0,2 MM durante el mismo período de 2017.

Las inversiones totales en propiedad, planta y equipo del trimestre alcanzaron los Ps 14,9 MM, reflejando un aumento 24,5% respecto de los Ps 11,9 MM invertidos durante el primer trimestre del año 2017.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2018

3.1 UPSTREAM

(Cifras no auditadas)	1T 2017	4T 2017	1T 2018	Var.% 1T18 /1T17
Resultado operativo (Ps M)	899	3.502	2.148	138,9%
Resultado operativo antes de deterioro de activos (Ps M)	899	-1.530	2.148	138,9%
Ventas netas (Ps M)	27.777	32.376	38.704	39,3%
Producción crudo (Kbbld)	234,0	230,6	227,6	-2,7%
Producción NGL (Kbbld)	54,7	46,8	47,0	-14,1%
Producción gas (Mm3d)	45,3	42,3	43,7	-3,5%
Producción total (Kbped)	573,5	543,6	549,6	-4,2%
Gastos de exploración (Ps M)	593	696	323	-45,5%
Inversiones (Ps M)	9.448	12.472	13.033	37,9%
Depreciaciones (Ps M)	9.935	13.782	16.300	64,1%
Precios de Realización				
Crudo mercado local Promedio período (USD/bbl)	53,0	58,4	65,1	22,8%
Precio promedio gas (USD/Mmbtu)	5,00	4,78	4,84	-3,3%

El resultado operativo del Upstream ascendió a Ps 2,1 MM, un 138,9% superior a la del 1T 2017.

En el primer trimestre de 2018, los ingresos del segmento aumentaron un 39,3% en relación al mismo periodo de 2017, alcanzando los Ps 38,7 MM. Este aumento se produce debido a los siguientes factores:

- Las ventas de petróleo totalizaron los Ps 25,9 MM, siendo superiores en Ps 9,0 MM o 53,1% a las del mismo trimestre del año pasado. El precio de realización del crudo expresado en dólares en el primer trimestre 2018 aumento un 22,8% hasta los 65,1 USD/bbl. El volumen de petróleo crudo transferido entre segmentos no tuvo variaciones significativas, mientras que los volúmenes vendidos a terceros aumentaron en un 21,6%;
- Las ventas como productores de gas natural alcanzaron los Ps 13,1 MM, reflejando un incremento de Ps 2,1 MM o 19,3% respecto a las ventas del primer trimestre 2017. El precio de realización promedio del trimestre fue de 4,84 USD/Mmbtu, un 3,3% inferior al del mismo

trimestre 2017. Por su parte, los volúmenes comercializados disminuyeron en un 8,7% durante el primer trimestre de 2018, en comparación con el mismo periodo de 2017. Esta reducción se explica por la disminución en los volúmenes despachados a raíz de la menor producción y demanda de gas natural en el trimestre y a que en el primer trimestre de 2017 se habían facturado 242 Mm³ oportunamente inyectados y pendientes de nominación.

Durante el primer trimestre del año la producción total de hidrocarburos alcanzó los 549,6 Kbbpd, siendo un 4,2% inferior a la del mismo periodo 2017. La producción de crudo disminuyó un 2,7% totalizando 227,6 Kbbld, mientras que la producción de gas natural alcanzó los 43,7 Mm³d siendo un 3,5% inferior a la del mismo periodo 2017. Por su parte, la producción de NGL disminuyó un 14,1% alcanzando los 47,0 Kbbld.

Respecto de la actividad de desarrollo, en el primer trimestre del año se han puesto en producción un total de 96 pozos nuevos, incluyendo los pozos de no convencional y tight mencionados posteriormente.

Durante el primer trimestre de 2018, en las áreas de shale la producción neta para YPF alcanzó un total de 49,6 Kbbpd de hidrocarburos, lo que representa un aumento del 37,1% respecto al primer trimestre 2017. Dicha producción se compone por 18,6 Kbbld de crudo, 8,3 Kbbld de NGL y 3,6 Mm³d de gas natural. En cuanto a la actividad de desarrollo operada, se han puesto en producción 14 pozos con objetivo Vaca Muerta, alcanzando un total de pozos activos, al cierre del primer trimestre de 2018, de aproximadamente 621 pozos contando con un total de 12 equipos activos de perforación y 8 de workover.

En cuanto al desarrollo de tight gas, la producción neta ascendió en el primer trimestre de 2018 a 14,0 Mm³d más 7,4 Kbbld de NGL. En cuanto a la actividad operada se pusieron en producción 12 nuevos pozos, 3 en Aguada Toledo-Sierra Barrosa, 4 en Rincón del Mangrullo y 5 en Estación Fernandez Oro.

En materia de los costos operativos totales se observó durante el primer trimestre de 2018 un incremento del 40,9% alcanzando los Ps 37,1 MM. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo aproximadamente por Ps 6,4 MM o 64,1%, debido fundamentalmente a la apreciación de los mismos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la compañía y al incremento en la alícuota de amortización por la disminución de reservas netas de petróleo crudo y gas natural registrada en el tercer y cuarto trimestre de 2017, como consecuencia de una reducción en el precio promedio de comercialización en el mercado interno durante dicho año;
- Incremento en los conceptos relacionados al costo de extracción ("lifting cost") por Ps 2,3 MM o 23,3%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 28,3%, en línea con el incremento general de precios de la economía, ponderado por la caída de producción antes comentada;
- Incremento en las regalías y otros cargos asociados a la producción por Ps 1,6 MM, o 41,1%, con un aumento de Ps 1,3 MM en las regalías sobre la producción de petróleo crudo y un aumento de Ps 0,3 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;

- Incremento en los costos de transporte vinculados a la producción (camión, oleoductos y poliductos en yacimientos) por Ps 0,2 MM, lo que representa un aumento del 31,1%.

Los gastos de exploración correspondientes al primer trimestre de 2018 ascendieron a Ps 0,3 MM, presentando una disminución del 45,5% comparado con los Ps 0,6 MM correspondientes al mismo período del año 2017, debido principalmente a los menores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el presente trimestre versus el mismo período del año 2017, por un monto diferencial de Ps 0,2 MM y a menores gastos de estudios sísmicos y geológicos por Ps 52 millones. Sin embargo, se destaca que la inversión exploratoria del trimestre fue un 60,4% superior al mismo período del año anterior.

En el primer trimestre 2018 los resultados de este segmento incluyen también un ingreso de Ps 1,2 MM relacionado con el acuerdo para la readecuación de las participaciones en el área Aguada Pichana y la cesión parcial de participación en el área Aguada de Castro.

Se destaca que, durante el presente trimestre en comparación al primer trimestre de 2017, los costos erogables unitarios en dólares aumentaron un 2,4%, de 20,7 USD/bpe en el 1T 2017 a 21,2 USD/bpe en el 1T 2018 (incluyendo tributos por 5,6 USD/bpe y 6,5 USD/bpe respectivamente). Por su parte, el lifting cost promedio consolidado para la compañía fue de 12,5 USD/bpe, un 1,6% superior a los 12,3 USD/Bpe del 1T 2017.

Inversiones

Las inversiones en Upstream totalizaron Ps 13,0 MM en el primer trimestre de 2018, siendo superiores a los Ps 9,5 MM del mismo período de 2017 en un 37,9%.

En relación a las inversiones mencionadas, cabe destacar que durante el primer trimestre del año 2018 el 71,2% fueron destinadas a Perforación y Workover, el 17,6% a instalaciones, el 7,4% a exploración y el 3,8% restante a otras actividades de Upstream.

En la cuenca Neuquina la actividad del primer trimestre del 2018 estuvo enfocada principalmente en el desarrollo de los bloques Loma Campana, Estación Fernández Oro, El Orejano, La Amarga Chica, Rincón del Mangrullo, Río Neuquén, Aguada Toledo-Sierra Barrosa (Lajas), Chachahuén, Los Caldenes y Octógono. Se continúa con los pilotos con objetivo Vaca Muerta en los bloques Rincón del Mangrullo, La Ribera, Bajada de Añelo y Aguada de la Arena. Continúa la actividad de desarrollo en la Cuenca Cuyana, principalmente en los bloques Mesa Verde, Ugarteche, Cerro Fortunoso, Barrancas, La Ventana y Los Cavaos. En el Golfo San Jorge, la actividad estuvo centrada en los bloques de Manantiales Behr, El Trébol-Escalante, Cañadón Yatel, Cañadón León, Barranca Baya, El Guadal y Los Perales. En cuenca Austral se continúa con la actividad de perforación en Lago Fuego.

En lo que concierne a la actividad exploratoria, el primer trimestre de 2018 cubrió las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, Austral y Cuyana. La actividad exploratoria en la cuenca Neuquina se enfocó en los bloques Estación Fernández Oro, Chachahuén, CNQ7/CNQ7A, Agua Salada, Filo Morado, Los Caldenes y Loma la Lata. En la cuenca Golfo San Jorge, la actividad se concentró en los bloques Los Perales-Las Mesetas, Pico Truncado-El Cordón, Cerro Piedra, Cañadón de la Escondida y El Trébol-

Escalante. En la cuenca Austral, la actividad se desarrolló en los bloques Uribe-Fracción E, Cañadón Piedra-Cabo Nombre, Fracción C-Cabeza de León y Los Chorrillos. En cuanto a la cuenca Cuyana, se realizó actividad exploratoria en el bloque Mesa Verde. También se realizó actividad en el bloque San Sebastián (Tierra del Fuego-Chile).

Durante el primer trimestre del año se han finalizado 5 pozos exploratorios (5 de petróleo).

3.2 DOWNSTREAM

(Cifras no auditadas)	1T 2017	4T 2017	1T 2018	Var.% 1T18/1T17
Resultado operativo (Ps M)	4.364	5.152	4.009	-8,1%
Ventas netas (Ps M)	44.179	56.673	60.337	36,6%
Ventas de productos refinados mercado interno (Km3)	3.952	4.129	3.911	-1,0%
Exportación productos refinados (Km3)	419	467	512	22,2%
Ventas de productos químicos mercado interno (*) (Ktn)	173	228	207	19,7%
Exportación de productos químicos (Ktn)	44	57	60	36,4%
Crudo procesado (Kbped)	291,4	292,4	290,7	-0,3%
Utilización de las refinerías (%)	91%	92%	91%	-0,3%
Inversiones (Ps M)	1.279	2.531	1.255	-1,9%
Depreciaciones (Ps M)	1.569	1.899	2.076	32,3%
Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (**) (USD/m3)	667	697	691	3,5%
Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (**) (USD/m3)	644	659	664	3,2%

(*) No incluye las ventas de fertilizantes.

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

El segmento del Downstream en el 1T de 2018 registró un resultado operativo de Ps 4,0 MM, un 8,1% inferior al reportado en el 1T 2017.

Las ventas netas crecieron un 36,6% en relación al primer trimestre del año 2017, alcanzando los Ps 60,3 MM. Se destacan:

- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 6,5 MM o 35,5%, debido a un incremento aproximado del 29,9% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 4,4%. Se observó un incremento del 26,0% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
- Las ventas de naftas aumentaron Ps 5,4 MM o 38,1%, debido a un incremento aproximado del 30,4% en el precio promedio para el mix de naftas y a mayores volúmenes totales

despachados de aproximadamente 5,9%, reflejando un incremento del 10,0% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);

- Las ventas de fuel oil en el mercado interno disminuyeron en Ps 1,3 MM o 96,4%, debido a una disminución en los volúmenes comercializados del 96,9% a las usinas de generación eléctrica y a una disminución en el precio promedio de aproximadamente 16,1%;
- Las restantes ventas en el mercado interno se incrementaron en Ps 2,8 MM o 47,1%. Se destacan las mayores ventas de GLP, que se incrementaron en un 80,9%, las mayores ventas de asfaltos en un 73,8%, productos petroquímicos en un 45,8%, jet fuel en un 43,4%, y lubricantes en un 25,5%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos;
- Los ingresos obtenidos por el segmento Downstream en el mercado externo se incrementaron en Ps 2,9 MM, o 62,5%. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de jet fuel en un 62,3%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos de un 49,3% y en un 8,7% en los volúmenes vendidos, así como también los mayores volúmenes comercializados y mejores precios obtenidos en GLP, gas oil y petroquímicos, con incrementos de 121,7%, 77,5% y 50,4%, respectivamente. Las exportaciones de harinas y aceite de soja tuvieron un aumento de Ps 0,2 MM o 22,3% en la comparación de ambos trimestres, motivado por un incremento de 14,8% en los precios obtenidos y de 6,5% en los volúmenes.

En el primer trimestre de 2018 los costos y gastos operativos aumentaron un 42,5%, o Ps 15,3 MM, en relación al mismo periodo del año anterior. Se destacan:

- Incremento en las compras de petróleo crudo por Ps 10,0 MM o 49,0%. Se observó una suba de 51,3% en los precios del petróleo crudo expresado en pesos, principalmente debido al incremento del precio internacional de referencia y teniendo en cuenta la finalización del acuerdo de precios entre productores y refinadores que se mantuvo vigente hasta fines del tercer trimestre de 2017. A su vez, el volumen comprado a terceros tuvo una disminución de 6,8%, mientras que el volumen de crudo transferido del segmento Upstream tuvo una disminución del 0,4%;
- Mayores importaciones de combustibles por Ps 1,5 MM o 117,9% debido fundamentalmente a importaciones de nafta premium por Ps 1,1 MM para abastecer la mayor demanda de este producto en el mercado local, las cuales no se habían efectuado en el mismo período del año anterior. También contribuyeron las mayores importaciones de gas oil y jet fuel debido a los mayores precios internacionales de dichos productos;
- Incremento en la recepción de granos por Ps 0,5 MM o 92,6%, 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 de 67,0% en el precio promedio y a un 15,3% en los volúmenes;
- Incremento en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 83 millones o 1,9%, debido principalmente a un aumento de aproximadamente un 13,6% en el precio del FAME y

un 1,5% en el precio del bioetanol y al aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 6,9%, todo ello compensado parcialmente por una disminución en los volúmenes adquiridos de FAME del 15,3%;

- Con relación a los costos de producción, se observa durante el primer trimestre de 2018 un incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,4 MM o 15,9%. 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 0,3% inferior, el costo de refinación unitario aumentó en el primer trimestre de 2018 en un 16,3% 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 0,1 MM, lo que representa un aumento del 9,0%;
- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo correspondientes al proceso productivo por aproximadamente Ps 0,4 MM, o 32,7%, 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 1,2 MM o 32,3%, 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 los precios de combustibles en el mercado interno, como así también por mayores cargos relacionados a las campañas comerciales de fidelización de clientes, mayores montos de impuesto a los débitos y créditos bancarios, mayores retenciones a las exportaciones, principalmente de harinas y aceites y mayores cargos por depreciación de activos fijos.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 291 Kbbld, similar al del primer trimestre del 2017. Con estos similares niveles de procesamiento, se obtuvo una mayor producción de gas oil (+7,3%) y de naftas (+4,3%), mientras que se incrementó la producción de otros refinados como GLP, asfaltos y carbón de petróleo, y disminuyó la producción de fuel oil, todo ello en comparación con las producciones del primer trimestre del año anterior.

Inversiones

Las inversiones de Downstream del primer trimestre del 2018 alcanzaron los Ps 1,3 MM, siendo inferiores en un 1,9% a las del mismo período del 2017.

Durante el primer trimestre 2018 se continuaron con 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 de gasoil en Refinería La Plata, a fin de incrementar la producción de gas oil premium. Estas obras finalizarán en el último trimestre del año. Esto ocurre para cumplir con las nuevas especificaciones de combustibles emanadas de la Resolución 5/2017 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, cuyas principales modificaciones entrarán en vigencia en 2019 y en 2022. Además, se



comenzó con el desarrollo de las Ingenierías para las nuevas unidades de hidrotreatmento de naftas y gasoil a realizarse en las refinerías mencionadas.

En las instalaciones de refino, logísticas y de despacho de productos petrolíferos se continúan con las obras de mejoras en la infraestructura, en aspectos de seguridad y medio ambiente.

3.3 GAS Y ENERGÍA

(Cifras no auditadas)	1T 2017	4T 2017	1T 2018	Var.% 1T18 /1T17
Resultado operativo (Ps M)	558	195	12.251	2095,5%
Ventas netas (Ps M)	13.745	14.208	17.018	23,8%
Inversiones (Ps M)	943	1.262	379	-59,8%
Depreciaciones (Ps M)	65	93	57	-12,3%

El segmento 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 primer trimestre de 2018 de Ps 12,3 MM, frente a los Ps 0,6 MM durante el mismo período de 2017.

Por una parte, en este segmento se encuentra registrado el resultado por revaluación de la inversión de YPF S.A. en YPF Energía Eléctrica (YPF EE) por Ps 12,0 MM, como consecuencia del acuerdo para la capitalización de esta última. Adicionalmente, este acuerdo motivó la desconsolidación de YPF EE, compañía que en el primer trimestre de 2017 había aportado Ps 0,2 MM de resultado operativo a las cifras del Grupo.

Por otra parte, a partir de la paulatina recomposición de tarifas obtenida por nuestra subsidiaria Metrogas S.A., el segmento registró una utilidad operativa de Ps 0,2 MM en el presente trimestre de 2018, frente a una utilidad operativa de Ps 90 millones en el mismo período de 2017, provenientes de esta participación. Por último, se registraron menores ingresos en la actividad de regasificación de GNL por una menor utilización de las instalaciones en la UTE GNL Escobar.

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 primer trimestre del año fue una pérdida de Ps 1,0 MM siendo similar a la pérdida operativa de Ps 1,0 MM del mismo periodo del año anterior. Durante el primer trimestre de 2017 se había registrado un cargo negativo de Ps 0,3 MM vinculado a las contingencias derivadas del proceso de desconsolidación de las Entidades de Maxus a partir de su presentación ante el Tribunal de Quiebras. Por otra parte, en el presente período, se observaron incrementos en los gastos de personal, mayores cargos por licencias informáticas y por publicidad institucional, sumados a 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 65 millones en el primer trimestre de 2018 y habían tenido una magnitud también negativa de Ps 0,3 MM en el primer trimestre de 2017.

3.5 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

El resultado de las compañías no controladas en el primer trimestre del año mostró un resultado positivo de Ps 0,2 MM, habiendo sido el resultado en el primer trimestre del año anterior positivo en Ps 22 millones. Dicha variación surge principalmente por los mejores resultados obtenidos por Mega y Refinor.

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el primer trimestre del año 2018, la generación de caja operativa alcanzó los Ps 21,4 MM, un 13,1% inferior a la del mismo período del año anterior. Esta disminución de Ps 3,2 MM tuvo lugar consecuencia de un incremento en el capital de trabajo generado por mayores cuentas a cobrar originadas en las mayores ventas del trimestre, menores cobranzas de los subsidios sobre las ventas de gas natural y gas oíl, como así también por el incremento de otros créditos originados en mayores anticipos a proveedores por importación de combustibles, el saldo pendiente de cobro de la cesión parcial de las áreas Aguada Pichana Este y Aguada de Castro y una menor monetización de créditos fiscales, parcialmente compensado por un incremento del EBITDA de Ps 7,7 MM, sin considerar el resultado por revaluación de la inversión en YPF EE antes mencionado. No obstante, dicha generación operativa de fondos, en el primer trimestre 2018, permitió superar el monto que la compañía requirió para financiar las inversiones realizadas durante el presente trimestre.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión alcanzó un total de Ps 11,1 MM durante el primer trimestre del año 2018, un 25,1% menor al del mismo período del año anterior. Las inversiones en activos fijos e intangibles totalizaron Ps 15,8 MM en el primer trimestre de 2018 siendo superiores en un 8,4% a las del mismo período del año anterior. Por otra parte, se liquidaron parcialmente las tenencias de títulos públicos BONAR 2020 y 2021, con un ingreso de efectivo de Ps 5,0 MM.

A su vez, como resultado de sus actividades de financiación, durante el primer trimestre de 2018 la compañía tuvo una disminución neta de fondos de Ps 6,2 MM, a diferencia de la disminución neta de Ps 9,0 MM ocurrida en el mismo período de 2017. Esta diferencia fue generada por una mayor toma y cancelación neta de vencimientos de deuda por Ps 2,9 MM, neta de un mayor pago de intereses por Ps 30 millones.

La generación de recursos previamente explicada, sumada a la tenencia 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 42,3 MM⁽¹⁾ al 31 de marzo de 2018.

La deuda total expresada en dólares alcanzó los USD 10,1 MM, y la deuda neta los USD 8,0 MM⁽¹⁾, con un ratio Deuda Neta/EBITDA recurrente LTM⁽²⁾ de 1,89x.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del primer trimestre de 2018 fue de 24,83%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 7,40%.

(1) Incluye inversiones en activos financieros (títulos públicos) por USD 440 millones a valor de mercado

(2) Deuda Neta: 7.972 MUSD / EBITDA recurrente LTM: 4.224 MUSD = 1,89x

5. TABLAS Y NOTAS
Resultados 1° TRIMESTRE 2018

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

	1T 2017	4T 2017	1T 2018	Var.% 1T18 / 1T17
Ingresos	57.003	69.614	75.823	33,0%
Costos	(45.798)	(60.231)	(63.438)	-38,5%
Resultado bruto	11.205	9.383	12.385	10,5%
Gastos de comercialización	(3.887)	(5.174)	(5.181)	-33,3%
Gastos de administración	(1.790)	(2.771)	(2.354)	-31,5%
Gastos de exploración	(593)	(696)	(323)	45,5%
(Recupero)/Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	5.032	-	0,0%
Otros resultados operativos, netos	(424)	(728)	12.827	N/A
Resultado operativo	4.511	5.046	17.354	284,7%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	22	882	214	872,7%
Ingresos financieros	1.612	8.660	7.899	390,0%
Costos financieros	(8.848)	(9.764)	(8.923)	-0,8%
Otros resultados financieros	75	984	1.142	1422,7%
Resultados financieros netos	(7.161)	(120)	118	N/A
Resultado antes de impuesto a las ganancias	(2.628)	5.808	17.686	N/A
Impuesto a las ganancias	2.820	6.154	(11.700)	N/A
Resultado neto del ejercicio	192	11.962	5.986	3017,7%
Resultado neto atribuible al interés no controlante	167	(48)	(81)	N/A
Resultado neto atribuible al accionista de la controlante	25	12.010	6.067	24168,0%
Resultado neto por acción básico y diluida	0,06	30,59	15,47	25681,5%
Otros resultados integrales	(3.643)	10.333	13.509	N/A
Resultado integral total del periodo	(3.451)	22.295	19.495	N/A
EBITDA (*)	16.826	16.745	36.492	116,9%

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

(*) EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación de propiedad, planta y equipo + Amortización de Activos Intangibles + Perforaciones Exploratorias Improductivas + (Recupero) / 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>31/12/2017</u>	<u>31/03/2018</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	9.976	10.662
Propiedades, planta y equipo	354.443	377.055
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	6.045	24.108
Activos mantenidos para su disposición	8.823	-
Activos por impuesto diferido, netos	588	742
Otros créditos	1.335	1.508
Créditos por ventas	<u>2.210</u>	<u>13.967</u>
Total del activo no corriente	<u>383.420</u>	<u>428.042</u>
Activo Corriente		
Inventarios	27.149	29.230
Activos de contratos	142	254
Otros créditos	12.684	18.196
Créditos por ventas	40.649	34.192
Inversiones en activos financieros	12.936	8.834
Efectivo y equivalentes de efectivo	<u>28.738</u>	<u>33.511</u>
Total del activo corriente	<u>122.298</u>	<u>124.217</u>
Total del activo	<u>505.718</u>	<u>552.259</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.402	10.457
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	141.893	161.171
Interés no controlante	<u>238</u>	<u>157</u>
Total Patrimonio Neto	<u>152.533</u>	<u>171.785</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	54.734	59.831
Pasivo asociados con activos mantenidos para su disposición	4.193	-
Pasivos por impuesto diferido, netos	37.645	49.292
Pasivos de contratos	1.470	1.509
Cargas fiscales	220	1.730
Préstamos	151.727	164.950
Otros pasivos	277	293
Cuentas por pagar	<u>185</u>	<u>144</u>
Total del pasivo no corriente	<u>250.451</u>	<u>277.749</u>
Pasivo Corriente		
Provisiones	2.442	2.602
Impuesto a las ganancias a pagar	191	244
Pasivos de contratos	1.460	2.292
Cargas fiscales	6.879	7.548
Remuneraciones y cargas sociales	4.132	3.281
Préstamos	39.336	37.616
Otros pasivos	2.383	403
Cuentas por pagar	<u>45.911</u>	<u>48.739</u>
Total del pasivo corriente	<u>102.734</u>	<u>102.725</u>
Total del pasivo	<u>353.185</u>	<u>380.474</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>505.718</u>	<u>552.259</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)

	1T 2017	4T 2017	1T 2018
Actividades operativas:			
Resultado neto	192	11.962	5.986
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(22)	(882)	(214)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	11.764	16.058	18.714
Amortización de activos intangibles	181	233	247
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	869	1.374	1.466
Cargo por impuesto a las ganancias	(2.820)	(6.154)	11.700
(Recupero)/Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	(5.032)	-
Aumento neto de provisiones	1.671	2.608	1.593
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	6.369	362	37
Planes de beneficios en acciones	26	46	53
Seguros devengados	-	(206)	-
Resultado por revaluación de sociedades	-	-	(11.980)
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas	1.894	(246)	(4.230)
Otros créditos	3.175	(1.236)	(4.835)
Inventarios	225	(355)	62
Cuentas por pagar	(411)	2.098	3.241
Cargas fiscales	2.119	354	2.188
Remuneraciones y cargas sociales	(651)	772	(863)
Otros pasivos	(950)	(237)	(1.930)
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(273)	(407)	(383)
Activos de contratos	(106)	-	(112)
Pasivos de contratos	1.548	-	871
Dividendos cobrados	95	-	104
Pagos de impuesto a las ganancias	(245)	(323)	(289)
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	24.650	20.789	21.426
Actividades de inversión:			
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(14.574)	(15.667)	(15.794)
Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	(272)	(462)	(280)
Cobro por ventas de activos financieros	-	1.883	4.953
Inversiones en activos financieros	(3)	-	-
Intereses cobrados de activos financieros	8	469	-
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(14.841)	(13.777)	(11.121)
Actividades de financiación:			
Pago de préstamos	(8.393)	(11.469)	(9.435)
Pago de intereses	(5.369)	(4.387)	(5.399)
Préstamos obtenidos	4.769	21.316	8.666
Dividendos pagados	-	(716)	-
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(8.993)	4.744	(6.168)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	(149)	1.162	636
Reclasificación a activos mantenidos para su disposición	-	(61)	-
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	667	12.857	4.773
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	10.757	15.881	28.738
Efectivo y equivalentes al cierre del período	11.424	28.738	33.511
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	667	12.857	4.773
COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO			
Caja y Bancos	5.620	9.672	12.325
Otros Activos Financieros	5.804	19.066	21.186
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	11.424	28.738	33.511

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)

1T 2018	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	220	15.542	60.062	875	(876)	75.823
Ingresos intersegmentos	38.484	1.476	275	2.016	(42.251)	-
Ingresos Ordinarios	38.704	17.018	60.337	2.891	(43.127)	75.823
Resultado operativo	2.148	12.251	4.009	(989)	(65)	17.354
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	174	40	-	-	214
Depreciación de propiedades, planta y equipo	16.300	57	2.076	281	-	18.714
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	-	-	-	-
Inversión en propiedades, planta y equipo	13.033	379	1.255	207	-	14.874
Activos	266.959	61.054	173.298	55.707	(4.759)	552.259

1T 2017	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	155	12.755	43.978	714	(599)	57.003
Ingresos intersegmentos	27.622	990	202	1.566	(30.380)	-
Ingresos Ordinarios	27.777	13.745	44.180	2.280	(30.979)	57.003
Resultado operativo	899	558	4.364	(1.006)	(304)	4.511
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	56	(34)	-	-	22
Depreciación de propiedades, planta y equipo	9.935	65	1.569	195	-	11.764
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	-	-	-	-
Inversión en propiedades, planta y equipo	9.448	943	1.279	280	-	11.950
Activos	210.579	36.553	123.151	34.090	(1.364)	403.009

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

<i>Millones de USD</i>	2017 1T	2017 4T	2018 1T	Var 1T 18 / 1T 17
ESTADO DE RESULTADOS				
Ingresos Ordinarios	3.647	3.976	3.858	5,8%
Costos de Ventas	-2.930	-3.440	-3.228	-10,2%
Utilidad bruta	717	536	630	-12,1%
Otros resultados operativos	-428	-248	253	N/A
Utilidad operativa	289	288	883	205,9%
Depreciaciones + deterioro del valor de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	753	630	952	26,5%
Amortización de activos intangibles	12	13	13	8,5%
Perforaciones exploratorias improductivas	24	25	9	-62,0%
EBITDA	1.077	956	1.857	72,5%
EBITDA recurrente	1.077	956	1.247	15,8%
UPSTREAM				
Ventas netas	1.777	1.849	1.969	10,8%
Utilidad operativa	58	200	109	90,0%
Amortizaciones	636	787	829	30,5%
Inversiones	604	712	663	9,7%
EBITDA	717	725	948	32,2%
DOWNSTREAM				
Ventas netas	2.827	3.237	3.070	8,6%
Utilidad operativa	279	294	204	-26,9%
Amortizaciones	100	108	106	5,2%
Inversiones	82	145	64	-22,0%
EBITDA	380	403	310	-18,4%
GAS Y ENERGÍA				
Ventas netas	879	811	866	-1,5%
Utilidad operativa	36	11	623	1645,9%
Amortizaciones	4	5	3	-30,3%
Inversiones	60	72	19	-68,0%
EBITDA	40	16	626	1471,0%
ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS				
Utilidad operativa	-84	-91	-50	40,0%
Inversiones	18	49	11	-41,2%
AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN				
Utilidad operativa	-19	-127	-3	83,0%
Tipo de cambio promedio del periodo	15,63	17,51	19,65	

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
Producción							
Producción de crudo	Kbbl	21.058	19.867	20.904	21.219	83.048	20.483
Producción de NGL	Kbbl	4.923	4.680	4.469	4.309	18.381	4.228
Producción de gas	Mm3	4.076	4.056	4.057	3.893	16.082	3.935
PRODUCCION TOTAL	Kbpe	51.618	50.055	50.891	50.012	202.576	49.460
Henry Hub	US\$/mbtu	3,32	3,18	3,00	2,93	3,11	3,00
Brent	US\$/bbl	53,68	49,67	52,11	61,53	54,25	66,81
Ventas							
Ventas de productos refinados							
Mercado interno							
Motonaftas	Km3	1.297	1.220	1.284	1.358	5.158	1.373
Gasoil	Km3	1.792	1.954	1.981	2.025	7.751	1.870
JP1 y Kerosene	Km3	134	117	140	143	534	135
Fuel Oil	Km3	220	264	121	37	641	7
LPG	Km3	152	241	189	159	741	146
Otros (*)	Km3	357	377	406	408	1.547	381
Total mercado interno	Km3	3.952	4.172	4.119	4.129	16.372	3.911
Exportación							
Nafta Virgen	Km3	57	23	46	58	185	24
JP1 y Kerosene	Km3	135	123	139	142	538	141
LPG	Km3	115	39	70	98	322	194
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	83	74	102	116	376	101
Otros (**)	Km3	28	29	4	53	115	52
Total Exportación	Km3	419	289	361	467	1.536	512
Total ventas productos refinados	Km3	4.371	4.461	4.481	4.596	17.908	4.423
Ventas de productos químicos							
Mercado interno							
Fertilizantes	Ktn	35	39	139	111	324	38
Metanol	Ktn	57	84	73	99	313	69
Otros	Ktn	116	130	125	129	500	138
Total mercado interno	Ktn	208	254	337	339	1.138	245
Exportación							
Metanol	Ktn	1	2	1	2	5	24
Otros	Ktn	42	51	53	55	201	36
Total exportación	Ktn	43	52	54	57	206	60
Total ventas productos químicos	Ktn	251	306	391	395	1.344	305
Ventas de otros productos							
Granos, harinas y aceites							
Mercado interno	Ktn	21	37	21	18	97	30
Exportación	Ktn	159	291	331	253	1.034	169
Total granos, harinas y aceites	Ktn	180	328	353	271	1.131	199
Pincipales volúmenes importados							
Naftas y Jet Fuel	Km3	3	40	13	98	154	114
Gasoil	Km3	152	230	77	85	545	111

(*) 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 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

Website: inversores.ypf.com

Macacha Güemes 515

C1106BKK Buenos Aires (Argentina)

Tel: 54 11 5441 1215

Fax: 54 11 5441 2113