

YPF S.A.
Resultados Consolidados
2T 2018

ÍNDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO TRIMESTRE 2018.....	3
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2018.....	4
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL SEGUNDO 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 del segundo trimestre de 2018 alcanzó los Ps 24,8 MM un 53,2% superior al segundo trimestre 2017.

2T 2017	1T 2018	2T 2018	Var.% 2T18 / 2T17	(Cifras no auditadas)	Ene-Jun 2017	Ene-Jun 2018	Var.% 2018 / 2017
60.162	75.823	93.034	54,6%	Ingresos (Ps M)	117.165	168.857	44,1%
3.466	17.354	1.746	-49,6%	Resultado operativo (Ps M)	7.977	19.100	139,4%
272	5.986	1.508	454,4%	Resultado neto (Ps M)	464	7.494	1515,1%
16.177	36.492	24.782	53,2%	EBITDA (Ps M)	33.003	61.274	85,7%
16.177	24.512	24.782	53,2%	EBITDA recurrente (Ps M)	33.003	49.294	49,4%
0,54	15,47	5,08	835,5%	Resultado neto por acción (Ps /acción)	0,60	20,55	3307,3%
13.029	14.874	19.338	48,4%	Inversiones (Ps M)	24.979	34.212	37,0%

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

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

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

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

- Los ingresos ordinarios en el segundo trimestre de 2018 ascendieron a Ps 93,0 MM, un 54,6% superiores al segundo trimestre de 2017.
- La utilidad operativa del segundo trimestre fue de Ps 1,7 MM, lo que representa una disminución del 49,6% respecto del mismo período del año anterior.
- El resultado neto del segundo trimestre fue una ganancia de Ps 1,5 MM, comparado con la ganancia neta de Ps 0,3 MM reportados en el segundo trimestre de 2017.
- En el segundo trimestre del año, la producción total de hidrocarburos alcanzó los 544,6 Kbped, siendo un 1,0% inferior a la del mismo periodo 2017.
- En el negocio del Downstream, en el segundo trimestre de 2018, los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron el 86,1%, un 6,6% inferior al mismo trimestre del año pasado.
- Las inversiones en propiedad, planta y equipo del segundo trimestre del año fueron Ps 19,3 MM, reflejando un aumento del 48,4% respecto de los Ps 13,0 MM invertidos durante el segundo trimestre del año 2017.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2018

Los ingresos correspondientes al segundo trimestre de 2018 fueron de Ps 93,0 MM, lo que representa un aumento del 54,6% en comparación con los Ps 60,2 MM correspondientes al mismo período de 2017. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos de la compañía antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 9,8 MM, o 50,9%, debido a un incremento aproximado del 45,8% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 3,5%. Se observó un incremento del 21,6% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
- Las ventas de naftas aumentaron Ps 6,6 MM, o 50,9%, debido a un incremento aproximado del 42,9% en el precio promedio para el mix de naftas y a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente 5,6%, reflejando un incremento del 2,6% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las ventas como productores de gas natural se incrementaron en Ps 4,7 MM, o 44,8%, como consecuencia de un incremento en el precio promedio de 49,0% en pesos, compensado parcialmente con una reducción del 2,8% en el volumen vendido, a raíz de la menor producción y demanda de gas natural en el trimestre;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales y pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en Ps 2,1 MM, o 63,0%. Este incremento se explica principalmente por nuestra compañía controlada Metrogas S.A., que registró un mayor precio promedio de 78,8%, y un incremento de 4,2% en los volúmenes comercializados a través de su red de distribución;
- Las ventas de fuel oil en el mercado interno disminuyeron en Ps 1,5 MM, o 94,3%, debido a una disminución en los volúmenes comercializados del 96,3% a las usinas de generación eléctrica y a un aumento en el precio promedio de aproximadamente 53,4%;
- Las restantes ventas en el mercado interno se incrementaron en Ps 5,8 MM, o 74,9%. Se destacan las mayores ventas de jet fuel en un 77,2%, de productos petroquímicos en un 44,4%, de lubricantes en un 40,1%, de asfaltos en un 36,0% y de GLP en un 35,2%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos, así como también los mayores volúmenes comercializados de carbón residual y nafta virgen;
- Los ingresos obtenidos en el mercado externo se incrementaron en Ps 5,4 MM, o 115,1%. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de jet fuel en un 121,8%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos de un 93,6% y en un 14,6% en los volúmenes vendidos, así como también los mayores volúmenes comercializados y mejores precios obtenidos en nafta virgen, GLP y gas oil, con incrementos de 346,5%, 192,4% y 83,7%, respectivamente. Las ventas al exterior de productos petroquímicos se incrementaron un 148,7% debido a los mayores volúmenes comercializados. Se registraron también ventas al exterior de petróleo por Ps 0,3 MM y de carbón residual por Ps 0,4 MM,

que no se habían registrado en el año anterior. Las exportaciones de harinas y aceite de soja tuvieron un aumento de Ps 0,9 MM o 54,7% en la comparación de ambos trimestres, motivado por un incremento de 90,8% en los precios obtenidos, compensado parcialmente por una disminución de volúmenes de 18,9%.

El costo de ventas en el segundo trimestre de 2018 fue de Ps 82,0 MM, un 65,0% superior al del segundo trimestre de 2017, incluyendo incrementos en los costos de producción del 58,5% sustancialmente afectados por el incremento en las depreciaciones, y en las compras del 59,1%. Los costos erogables incluyendo costos de producción y compras, pero excluyendo depreciaciones y amortizaciones aumentaron 49,4%. 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 10,5 MM, o 90,3%, 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 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 las regalías y otros cargos asociados a la producción por Ps 3,4 MM, o 89,0%, con un aumento de Ps 2,6 MM en las regalías sobre la producción de petróleo crudo y un aumento de Ps 0,8 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 conceptos relacionados al costo de extracción (“lifting cost”) por Ps 3,2 MM, o 32,1%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 32,7%, en línea con el incremento general de precios de la economía, ponderado por la menor producción del periodo;
- Incremento en los costos de transporte por Ps 0,7 MM, o 33,2%, 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 15,5%, fundamentalmente motivado por los mayores cargos por servicios de reparación y mantenimiento, de consumo de materiales, repuestos y otros suministros, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos del 23,7%, ponderado por los menores volúmenes procesados en el trimestre.

b) Compras

- Incremento en las compras de gas natural a otros productores para su reventa en el segmento de distribución a clientes minoristas (residenciales y pequeños comercios e

industrias) por Ps 2,1 MM, o 105,4%, debido a un incremento en el precio de compra de aproximadamente 129,6% y a una disminución de los volúmenes adquiridos del 10,5%;

- Incremento de las compras de petróleo crudo a terceros de aproximadamente Ps 1,7 MM, o 35,1%, debido a un incremento de 84,8% en el precio promedio de compra a terceros en pesos, principalmente debido al incremento del precio internacional de referencia, compensado parcialmente por una disminución en los volúmenes de compra de aproximadamente 26,9%;
- Mayores importaciones de combustibles por Ps 1,7 MM, o 79,3% debido a mayores importaciones de gas oil y jet fuel debido fundamentalmente a los mayores precios internacionales de dichos productos;
- Incremento en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 1,1 MM, o 27,0%, debido principalmente a un aumento de un 34,4% en el precio del FAME y un 9,4% en el precio del bioetanol y al aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 5,3% y de FAME del 2,4%;
- Incremento en la recepción de granos por Ps 0,8 MM, o 41,5%, a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al agro, que contablemente se registran como compras. Dicho incremento es debido al aumento de 78,6% en el precio promedio, compensado parcialmente con una disminución en los volúmenes de 20,8%.

Los gastos de administración correspondientes al segundo trimestre de 2018 ascendieron a Ps 3,0 MM, presentando un aumento del 47,5% 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 en el segundo trimestre de 2018 ascendieron a Ps 5,9 MM, presentando un incremento del 39,9%. Se registraron mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente a los mayores volúmenes vendidos y al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, como así también por mayores retenciones a las exportaciones, principalmente de harinas y aceites, mayores cargos por depreciación de activos fijos, mayores gastos de personal y mayores cargos en las provisiones de incobrabilidades y de contingencias medioambientales.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 0,5 MM en el segundo trimestre de 2018, resultando inferiores en un 44,3% a los registrados en el segundo trimestre de 2017.

Los otros resultados operativos, netos, correspondientes al segundo trimestre de 2018 fueron negativos en Ps 17 millones, comparado con la ganancia de Ps 22 millones del mismo período de 2017. En el segundo trimestre de 2018, se registró una ganancia de Ps 0,3 MM como resultado de la cesión total de participación en el área Cerro Bandera, que se vio compensado por el efecto de mayores cargos en la provisión para contingencias judiciales.

Los resultados financieros correspondientes al segundo trimestre de 2018 fueron positivos en Ps 22,8 MM en comparación con la ganancia de Ps 0,9 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 23,0 MM, debido a la depreciación del peso observada durante el segundo trimestre de 2018 y en comparación al mismo período de 2017, cuando la devaluación de la moneda local había sido sustancialmente menor. A su vez, se registraron mayores intereses negativos por Ps 1,9 MM, producto de un mayor endeudamiento promedio, medido en pesos, durante el presente trimestre de 2018 y en comparación con el mismo período de 2017.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al segundo trimestre de 2018 alcanzó los Ps 21,9 MM, en comparación con el cargo de Ps 4,2 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 17,6 MM, cuyo origen está vinculado fundamentalmente a los efectos del movimiento del tipo de cambio en ambos períodos y según se comenta anteriormente.

El resultado neto del 2T 2018 fue una ganancia de Ps 1,5 MM comparado con la ganancia de Ps 0,3 MM del 2T 2017.

Las inversiones totales en propiedad, planta y equipo del trimestre alcanzaron los Ps 19,3 MM siendo superiores en un 48,4% a las inversiones realizadas durante el segundo trimestre de 2017.

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

3.1 UPSTREAM

2T 2017	1T 2018	2T 2018	Var.% 2T18 / 2T17	(Cifras no auditadas)	Ene-Jun 2017	Ene-Jun 2018	Var.% 2018 / 2017
-884	2.148	2.868	N/A	Resultado operativo (Ps M)	15	5.016	33340,0%
26.606	38.704	46.308	74,1%	Ventas netas (Ps M)	54.383	85.012	56,3%
218,3	227,6	226,3	3,6%	Producción crudo (Kbbld)	226,1	226,9	0,4%
51,4	47,0	41,6	-19,2%	Producción NGL (Kbbld)	53,1	44,3	-16,6%
44,6	43,7	44,0	-1,3%	Producción gas (Mm3d)	44,9	43,9	-2,4%
550,1	549,6	544,6	-1,0%	Producción total (Kbped)	561,7	547,0	-2,6%
833	323	464	-44,3%	Gastos de exploración (Ps M)	1.426	787	-44,8%
9.905	13.033	16.099	62,5%	Inversiones (Ps M)	19.353	29.132	50,5%
10.079	16.300	19.689	95,3%	Depreciaciones (Ps M)	20.014	35.989	79,8%
Precios de Realización							
52,5	65,1	64,6	22,9%	Crudo mercado local Promedio período (USD/bbl)	52,8	64,8	22,8%
4,99	4,76	4,90	-1,9%	Precio promedio gas (*) (USD/Mmbtu)	4,96	4,83	-2,6%

(*) El precio promedio del gas para el 2T 2017 y 1T 2018 ha sido recalculado. El precio al 2T 2018 es provisorio.

El resultado operativo del Upstream, fue positivo en Ps 2,9 MM en comparación con los Ps 0,9 MM negativos del 2T 2017.

En el segundo trimestre de 2018, los ingresos del segmento aumentaron un 74,1% en relación al mismo periodo de 2017, alcanzando los Ps 46,3 MM. Este incremento se produce debido a los siguientes factores:

- Las ventas de petróleo totalizaron Ps 30,2 MM, siendo superiores en Ps 14,1 MM o 87,8% a las del mismo trimestre del año pasado. El precio de realización del crudo expresado en dólares en el segundo trimestre 2018 aumentó un 22,9% hasta los 64,6 USD/bbl. El volumen de petróleo crudo transferido entre segmentos se incrementó en 1,6%, mientras que los volúmenes vendidos a terceros aumentaron en un 26,9%.
- Las ventas como productores de gas natural alcanzaron los Ps 16,4 MM, reflejando un incremento de Ps 5,5 MM o 50,0% respecto a las ventas del segundo trimestre 2017. El precio de realización promedio del trimestre fue de 4,90 USD/Mmbtu, un 1,8% inferior al del mismo trimestre 2017. Asimismo, los volúmenes comercializados disminuyeron un 2,8%

durante el segundo trimestre de 2018, en comparación con el mismo periodo de 2017, a raíz de la menor producción y demanda de gas natural en el trimestre.

Durante el segundo trimestre del año la producción total de hidrocarburos alcanzó los 544,6 Kbped, siendo un 1,0% inferior a la del mismo periodo 2017. La producción de crudo aumentó un 3,6% totalizando 226,3 Kbbld. Cabe recordar que, en el segundo trimestre de 2017, la producción de crudo se había visto impactada por fuertes temporales de lluvia y nieve que habían afectado principalmente a la provincia de Chubut y en menor medida, a la provincia de Santa Cruz. La producción de gas natural alcanzó los 44,0 Mm3d siendo un 1,3% inferior a la del mismo periodo 2017, producto de la menor demanda de gas natural observada durante el trimestre. Por su parte, la producción de NGL disminuyó un 19,2% alcanzando los 41,6 Kbbld.

Respecto de la actividad de desarrollo, en el segundo trimestre del año se han puesto en producción un total de 97 pozos nuevos, incluyendo los pozos de shale y tight mencionados a continuación.

Durante el segundo trimestre de 2018, en las áreas de shale la producción neta para YPF alcanzó un total de 55,9 Kbped de hidrocarburos, lo que representa un aumento del 52,8% respecto al segundo trimestre 2017. Dicha producción se compone por 20,3 Kbbld de crudo, 7,2 Kbbld de NGL y 4,5 Mm3d de gas natural. En cuanto a la actividad de desarrollo operada, se han puesto en producción 18 pozos con objetivo Vaca Muerta, alcanzando un total de pozos activos, al cierre del segundo trimestre de 2018, de aproximadamente 632 pozos contando con un total de 12 equipos activos de perforación y 9 de workover.

En cuanto al desarrollo de tight, la producción neta alcanzó en el segundo trimestre de 2018 los 13,6 Mm3d, 4,8 Kbbld de NGL y 6,1 Kbbld de petróleo, de los cuales el 88,6% proviene de áreas operadas por YPF. En cuanto a la actividad operada se pusieron en producción 17 nuevos pozos, 5 en Estación Fernández Oro, 4 Loma la Lata – Sierra Barrosa, 3 en Río Neuquén, 3 en Octógono, 1 en Rincón del Mangrullo y 1 en Dadín.

En materia de los costos operativos totales se observó en el segundo trimestre de 2018 un incremento del 64,3%, alcanzando los Ps 43,3 MM (excluyendo los gastos exploratorios). Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo por aproximadamente Ps 9,6 MM, o 95,3%, 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 debido a la disminución de reservas netas de hidrocarburos 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 las regalías y otros cargos asociados a la producción por Ps 3,4 MM, o 89,0%, con un aumento de Ps 2,6 MM en las regalías sobre la producción de petróleo crudo y un aumento de Ps 0,8 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 conceptos relacionados al costo de extracción (“lifting cost”) por Ps 3,2 MM, o 32,1%, considerando un incremento del indicador unitario, medido en pesos, del 32,7%, en línea

con el incremento general de precios de la economía, ponderado por la caída de producción antes comentada;

- Incremento en los costos de transporte vinculados a la producción (camión, oleoductos y poliductos en yacimientos) de Ps 0,3 MM, lo que representa un aumento del 40,3%.

Se destaca que la inversión exploratoria del trimestre fue un 110,9% superior al mismo período del año anterior. En términos de gastos de exploración correspondientes al segundo trimestre del año 2018 ascendieron a Ps 0,5 MM, presentando una caída del 44,3% comparado con los Ps 0,8 MM correspondientes al mismo período del año 2017, debido principalmente a los menores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el presente trimestre comparado con el mismo período del año 2017, por un monto diferencial de Ps 0,5 MM y a mayores gastos de estudios sísmicos y geológicos por Ps 0,1 MM.

En el segundo trimestre de 2018, los resultados de este segmento incluyen también un ingreso de Ps 0,3 MM relacionado con la cesión total de participación en el área Cerro Bandera.

Se destaca que, durante el presente trimestre en comparación al segundo trimestre de 2017, los costos erogables unitarios en dólares disminuyeron un 3,8% de 21,3 USD/bpe en el 2T 2017 a 20,5 USD/bpe en el 2T 2018 (incluyendo tributos por 5,6 USD/bpe y 6,8 USD/bpe respectivamente). Por su parte el lifting cost promedio consolidado para la sociedad fue de 11,2 USD/bpe, un 13,2% inferior a los 12,9 USD/Bpe del 2T 2017.

Inversiones

Las inversiones en Upstream totalizaron Ps 16,1 MM en el segundo trimestre de 2018, siendo superiores a los Ps 9,9 MM del mismo período de 2017 en un 62,5%.

En relación a las inversiones mencionadas, cabe destacar que durante el segundo trimestre del año 2018 el 69,8% fueron destinadas a perforación y workover, el 18,7% a instalaciones, el 8,1% a exploración y el 3,4% restante a otras actividades de Upstream.

En la cuenca Neuquina la actividad del segundo trimestre del 2018 estuvo enfocada principalmente en el desarrollo de los bloques Loma Campana, Estación Fernandez Oro, El Orejano, La Amarga Chica, Rincón del Mangrullo, Río Neuquén, Aguada Toledo-Sierra Barrosa (Lajas), Chachahuén, Octógono, Volcán Auca Mahuida, Filo Morado, Loma La Lata y Loma Alta Sur. 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. En la Cuenca Cuyana, continúa la actividad de desarrollo en los bloques Mesa Verde, Ugarteche, 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, Los Perales, Zona Central, Cañadón Vasco y Restinga Ali. En cuenca Austral se continúa con la actividad de perforación en Lago Fuego.

En lo que concierne a la actividad exploratoria, el segundo trimestre de 2018 cubrió las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, Austral, Noroeste Argentino y Cuyana. La actividad exploratoria en la cuenca Neuquina se enfocó en los bloques Estación Fernández Oro, Agua Salada, Filo Morado, Los

Caldenes, Señal Picada-Punta Barda y Loma la Lata. En la cuenca Golfo San Jorge la actividad se concentró en los bloques Los Perales-Las Mesetas, Cerro Piedra y Cañadón Vasco. En la cuenca Austral la actividad se desarrolló en los bloques Cañadón Piedra-Cabo Nombre y Lago Fuego. En cuanto a la cuenca Cuyana se realizó actividad exploratoria en el bloque Mesa Verde. En el Noroeste Argentino la actividad se concentró en el bloque Aguaragüe.

También se realizó actividad en el bloque San Sebastián (Tierra del Fuego-Chile).

Durante el segundo trimestre del año se han finalizado 4 pozos exploratorios de gas, 3 workover de gas y 1 pozo de petróleo en Chile.

3.2 DOWNSTREAM

2T 2017	1T 2018	2T 2018	Var.% 2T18 / 2T17	(Cifras no auditadas)	Ene-Jun 2017	Ene-Jun 2018	Var.% 2018 / 2017
3.093	4.009	361	-88,3%	Resultado operativo (Ps M)	7.457	4.370	-41,4%
45.611	60.337	70.273	54,1%	Ventas netas (Ps M)	89.791	130.610	45,5%
4.172	3.911	4.048	-3,0%	Ventas de productos refinados mercado interno (Km3)	8.124	7.959	-2,0%
289	512	393	36,1%	Exportación productos refinados (Km3)	708	905	27,9%
214	207	208	-3,0%	Ventas de productos químicos mercado interno (*) (Ktn)	387	415	7,1%
52	60	138	164,7%	Exportación de productos químicos (Ktn)	96	198	106,0%
294,6	290,7	275,0	-6,6%	Crudo procesado (Kbped)	292,8	282,8	-3,4%
92%	91%	86%	-6,6%	Utilización de las refinerías (%)	92%	89%	-3,4%
1.935	1.255	2.673	38,1%	Inversiones (Ps M)	3.214	3.928	22,2%
1.621	2.076	2.596	60,1%	Depreciaciones (Ps M)	3.190	4.672	46,5%
655	691	634	-3,2%	Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (**) (USD/m3)	661	663	0,3%
624	664	613	-1,7%	Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (**) (USD/m3)	633	638	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 2T de 2018 registró un resultado operativo de Ps 0,4 MM, lo que representa una disminución del 88,3% frente al resultado operativo de Ps 3,1 MM reportado en el 2T 2017.

Las ventas netas crecieron un 54,1% con relación al segundo trimestre del año 2017, alcanzando los Ps 70,3 MM. Se destacan:

- Las ventas de gas oil aumentaron Ps 9,8 MM, o 50,9%, debido a un incremento aproximado del 45,8% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 3,5%. Se observó un incremento del 21,6% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
- Las ventas de naftas aumentaron Ps 6,6 MM, o 50,9%, debido a un incremento aproximado del 42,9% en el precio promedio para el mix de naftas y a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente 5,6%, reflejando un incremento del 2,6% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);

- Las ventas de fuel oil en el mercado interno disminuyeron en Ps 1,5 MM, o 94,3%, debido a una disminución en los volúmenes comercializados del 96,3% a las usinas de generación eléctrica y a un aumento en el precio promedio de aproximadamente 53,4%;
- Las restantes ventas en el mercado interno se incrementaron en Ps 4,4 MM, o 62,2%. Se destacan las mayores ventas de jet fuel, que se incrementaron en un 77,2%, productos petroquímicos en un 44,4%, lubricantes en un 40,1%, asfaltos en un 36,0%, ventas de GLP en un 35,2%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos, así como también los mayores volúmenes comercializados de carbón residual y nafta virgen;
- Los ingresos obtenidos por el segmento Downstream en el mercado externo se incrementaron en Ps 5,4 MM, o 115,6%. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de jet fuel en un 121,8%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos de un 93,6% y en un 14,6% en los volúmenes vendidos, así como también los mayores volúmenes comercializados y mejores precios obtenidos en nafta virgen, GLP y gas oil, con incrementos de 346,5%, 192,4% y 83,7%, respectivamente. Las ventas al exterior de productos petroquímicos se incrementaron un 148,7% debido a los mayores volúmenes comercializados. Se registraron también ventas al exterior de petróleo por Ps 0,3 MM y de carbón residual por Ps 0,4 MM, que no se habían registrado en el año anterior. Las exportaciones de harinas y aceite de soja tuvieron un aumento de Ps 0,9 MM o 54,7% en la comparación de ambos trimestres, motivado por un incremento de 90,8% en los precios obtenidos, compensado parcialmente por una disminución de volúmenes de 18,9%.

En el segundo trimestre de 2018 los costos y gastos operativos se incrementaron un 68,3%, o Ps 26,2 MM, con relación al mismo periodo del año anterior alcanzando los Ps 64,5 MM. Se destacan:

- Incremento en las compras de petróleo crudo por Ps 15,7 MM o 76,2%. Se observó una suba de 85,3% en los precios del petróleo crudo expresado en pesos, principalmente debido al incremento del precio internacional de referencia. A su vez, el volumen comprado a terceros tuvo una disminución de 26,9%, mientras que el volumen de crudo transferido del segmento Upstream tuvo un incremento del 1,6%;
- Mayores importaciones de combustibles por Ps 1,7 MM, o 79,3% debido a mayores importaciones de gas oil y jet fuel debido fundamentalmente a los mayores precios internacionales de dichos productos;
- Incremento en las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) por Ps 1,1 MM, o 27,0%, debido principalmente a un aumento de un 34,4% en el precio del FAME y un 9,4% en el precio del bioetanol y al aumento en los volúmenes comprados de bioetanol del 5,3% y de FAME del 2,4%;
- Incremento en la recepción de granos por Ps 0,8 MM, o 41,5%, 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 78,6% en el precio promedio, compensado parcialmente con una disminución en los volúmenes de 20,8%;

- Adicionalmente, en el segundo trimestre de 2018 se registró una variación de stock negativa por Ps 0,4 MM mientras que, en el mismo período de 2017, este importe había sido positivo en Ps 0,5 MM, mayormente a causa de una disminución en los stocks de gas oil y naftas de la compañía observada en el presente trimestre;
- Incremento en las depreciaciones de propiedades, planta y equipo correspondientes al proceso productivo por aproximadamente Ps 0,8 MM, o 60,5%, 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;
- Con relación a los costos de producción, se observa durante el segundo trimestre de 2018 un incremento de los conceptos vinculados al costo de refinación por aproximadamente Ps 0,4 MM, o 15,5%. Dichos incrementos están fundamentalmente motivados por los mayores cargos por servicios de reparación y mantenimiento, de consumo de materiales, repuestos y otros suministros. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo que el nivel de procesamiento en refinerías fue un 6,6% inferior, el costo de refinación unitario aumentó en el segundo trimestre de 2018 en un 23,7% 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 0,3 MM, lo que representa un aumento del 24,9%.

Se registraron mayores gastos de comercialización por Ps 1,6 MM, o 39,1%, 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 retenciones a las exportaciones, principalmente de harinas y aceites, mayores cargos por depreciación de activos fijos, mayores gastos de personal y mayores cargos en las provisiones de incobrabilidades y de contingencias medioambientales.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 275 Kbbld, un 6,6% inferior al del segundo trimestre del 2017. Con estos menores niveles de procesamiento, se obtuvo una menor producción de naftas (-2,4%), de gas oil (-0,3%), y de otros refinados como fuel oil, GLP, jet fuel, nafta petroquímica, asfaltos y bases lubricantes, todo ello en comparación con las producciones del segundo trimestre del año anterior.

Inversiones

Las inversiones de Downstream del segundo trimestre del 2018 alcanzaron los Ps 2,7 MM, siendo superiores en un 38,1% a las del mismo período del 2017.

En el segundo trimestre 2018 continuaron las obras de blending de naftas en Refinería Luján de Cuyo, para aumentar la capacidad de elaboración de naftas premium y las obras de incremento de capacidad de blending en Refinería La Plata. Estas obras finalizarán en parte en el último trimestre del año, con el objetivo de dar cumplimiento a la Resolución 5/2017 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos sobre nuevas especificaciones de combustibles, cuyas principales modificaciones entrarán en vigencia en



2019 y en 2022. Además, se continuó con el desarrollo de las Ingenierías para las nuevas unidades de hidrotreatmento de naftas y gasoil a realizarse en las refinerías antes mencionadas.

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

3.3 GAS Y ENERGÍA

2T 2017	1T 2018	2T 2018	Var.% 2T18 / 2T17	(Cifras no auditadas)	Ene-Jun 2017	Ene-Jun 2018	Var.% 2018 / 2017
1.025	12.251	849	-17,2%	Resultado operativo (Ps M)	1.583	13.100	727,5%
15.749	17.018	23.912	51,8%	Ventas netas (Ps M)	29.494	40.930	38,8%
992	379	196	-80,2%	Inversiones (Ps M)	1.935	575	-70,3%
65	57	64	-1,5%	Depreciaciones (Ps M)	130	121	-6,9%

El segmento de negocios de Gas y Energía, el cual comprende las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas natural a terceros, servicios de regasificación de gas natural licuado (GNL) y generación de electricidad, registró un resultado operativo correspondiente al segundo trimestre de 2018 de Ps 0,8 MM, lo que representa una disminución del 17,2% frente a los Ps 1,0 MM registrados durante el mismo período de 2017.

Por una parte, como consecuencia del acuerdo para la capitalización de YPF Energía Eléctrica, se produjo la desconsolidación de esta compañía que en el segundo trimestre de 2017 había incorporado Ps 0,2 MM de resultado operativo a las cifras del Grupo.

Por otra parte, pese a la paulatina recomposición de tarifas obtenida por nuestra subsidiaria Metrogas S.A., el segmento registró una utilidad operativa de Ps 0,5 MM en el presente trimestre de 2018, que resultó menor a la utilidad operativa de Ps 0,6 MM en el mismo período de 2017, principalmente debido a un incremento en los cargos por contingencias judiciales provenientes de esta participación.

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 segundo trimestre del año fue una pérdida de Ps 1,5 MM en comparación con la pérdida operativa de Ps 0,5 MM del mismo periodo del año anterior. La variación está relacionada principalmente con un incremento en los cargos por contingencias judiciales tanto por la actividad de YPF en el país como por aquellas vinculadas a las Entidades de Maxus (desconsolidadas 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., los cuales presentaron un diferencial negativo de Ps 0,2 MM.

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 0,8 MM en el segundo trimestre de 2018. Estos ajustes habían tenido una magnitud positiva de Ps 0,8 MM en el segundo trimestre de 2017. 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 inventarios de la compañía, mientras que, en el segundo trimestre de 2017, la misma se había reducido. En ambos casos, el movimiento de los precios de transferencia refleja las variaciones de los precios de mercado, especialmente del petróleo crudo.

3.5 COMPAÑÍAS NO CONTROLADAS

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

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el segundo trimestre del año 2018, la generación de caja operativa alcanzó los Ps 27,6 MM, un 112,7% superior a la del mismo período del año anterior. Este incremento de Ps 14,6 MM tuvo lugar consecuencia de un aumento del EBITDA de Ps 8,6 MM, y también como consecuencia de una reducción en el capital de trabajo generada por mayores cuentas a pagar originadas en las mayores compras del trimestre, y en el incremento del pasivo por compras de gas a terceros productores por parte de nuestra sociedad controlada Metrogas, por la realización circunstancial de inventarios debida al menor procesamiento antes comentado, así como por la cobranza parcial del saldo pendiente de la cesión parcial de las áreas Aguada Pichana Este y Aguada de Castro y una mayor monetización de créditos fiscales. La generación de fondos durante el segundo trimestre de 2018 permitió superar

sustancialmente el monto que la compañía requirió para financiar las inversiones realizadas durante el presente período.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión alcanzó un total de Ps 17,4 MM durante el segundo trimestre del año 2018, un 37,1% superior al del mismo período del año anterior. Las inversiones en activos fijos e intangibles totalizaron Ps 18,1 MM en el segundo trimestre de 2018 siendo superiores en un 38,2% a las del mismo período del año anterior. Por otra parte, se realizaron parcialmente las tenencias de títulos públicos BONAR 2020 y 2021, con un ingreso de efectivo de Ps 0,5 MM.

A su vez, como resultado de sus actividades de financiación, durante el segundo trimestre de 2018 la compañía tuvo una disminución neta de fondos de Ps 2,7 MM, a diferencia del aumento neto de Ps 1,3 MM ocurrido en el mismo período de 2017. Esta diferencia fue generada por una menor toma y cancelación neta de vencimientos de deuda por Ps 2,2 MM y por un mayor pago de intereses por Ps 1,8 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 57,6 MM⁽¹⁾ al 30 de junio de 2018.

La deuda total expresada en dólares alcanzó los USD 9,6 MM, y la deuda neta los USD 7,6 MM⁽¹⁾, con una ratio Deuda neta/EBITDA⁽²⁾ de 1,80x.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del segundo trimestre de 2018 fue de 31,66%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 7,39%.

(1) Incluye inversiones en activos financieros (títulos públicos) por USD 394 millones a valor de mercado

(2) Deuda Neta: 7.627 MUSD / EBITDA LTM: 4.248 MUSD = 1.80x

5. TABLAS Y NOTAS
Resultados 2° TRIMESTRE 2018

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

2T 2017	1T 2018	2T 2018	Var.% 2T18 / 2T17		Ene-Jun 2017	Ene-Jun 2018	Var.% 2018 / 2017
60.162	75.823	93.034	54,6%	Ingresos	117.165	168.857	44,1%
(49.675)	(63.438)	(81.966)	-65,0%	Costos	(95.473)	(145.404)	-52,3%
10.487	12.385	11.068	5,5%	Resultado bruto	21.692	23.453	8,1%
(4.209)	(5.181)	(5.890)	-39,9%	Gastos de comercialización	(8.096)	(11.071)	-36,7%
(2.001)	(2.354)	(2.951)	-47,5%	Gastos de administración	(3.791)	(5.305)	-39,9%
(833)	(323)	(464)	44,3%	Gastos de exploración	(1.426)	(787)	44,8%
22	12.827	(17)	N/A	Otros resultados operativos, netos	(402)	12.810	N/A
3.466	17.354	1.746	-49,6%	Resultado operativo	7.977	19.100	139,4%
92	214	(1.139)	N/A	Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	114	(925)	N/A
3.001	7.899	46.126	1437,0%	Ingresos financieros	4.613	54.025	1071,1%
(2.720)	(8.923)	(24.326)	-794,3%	Costos financieros	(11.568)	(33.249)	-187,4%
658	1.142	1.027	56,1%	Otros resultados financieros	733	2.169	195,9%
939	118	22.827	2331,0%	Resultados financieros netos	(6.222)	22.945	N/A
4.497	17.686	23.434	-421,1%	Resultado antes de impuesto a las ganancias	1.869	41.120	2100,1%
(4.225)	(11.700)	(21.926)	-419,0%	Impuesto a las ganancias	(1.405)	(33.626)	-2293,3%
272	5.986	1.508	454,4%	Resultado neto del ejercicio	464	7.494	1515,1%
60	(81)	(485)	N/A	Resultado neto atribuible al interés no controlante	227	(566)	N/A
212	6.067	1.993	840,1%	Resultado neto atribuible al accionista de la controlante	237	8.060	3300,8%
0,54	15,47	5,08	842,5%	Resultado neto por acción básico y diluida	0,60	20,55	3307,3%
9.593	13.509	69.295	622,4%	Otros resultados integrales	5.950	82.804	1291,7%
9.865	19.495	70.803	617,7%	Resultado integral total del periodo	6.414	90.298	1307,8%
16.177	36.492	24.782	53,2%	EBITDA (*)	33.003	61.274	85,7%

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

(*) EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación de bienes de uso + Amortización de activos intangibles + Perforaciones exploratorias improductivas

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

	<u>31/12/2017</u>	<u>30/06/2018</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	9.976	15.231
Propiedades, planta y equipo	354.443	531.888
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	6.045	24.926
Activos mantenidos para su disposición	8.823	-
Activos por impuesto diferido, netos	588	1.685
Otros créditos	1.335	1.920
Créditos por ventas	2.210	17.874
Total del activo no corriente	<u>383.420</u>	<u>593.524</u>
Activo Corriente		
Inventarios	27.149	40.903
Activos de contratos	142	296
Otros créditos	12.684	21.473
Créditos por ventas	40.649	47.959
Inversiones en activos financieros	12.936	11.346
Efectivo y equivalentes de efectivo	28.738	46.251
Total del activo corriente	<u>122.298</u>	<u>168.228</u>
Total del activo	<u>505.718</u>	<u>761.752</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.402	10.408
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	141.893	232.459
Interés no controlante	238	(328)
Total Patrimonio Neto	<u>152.533</u>	<u>242.539</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	54.734	84.577
Pasivo asociados con activos mantenidos para su disposición	4.193	-
Pasivos por impuesto diferido, netos	37.645	71.873
Pasivos de contratos	1.470	1.904
Cargas fiscales	220	2.259
Préstamos	151.727	220.584
Otros pasivos	277	412
Cuentas por pagar	185	174
Total del pasivo no corriente	<u>250.451</u>	<u>381.783</u>
Pasivo Corriente		
Provisiones	2.442	2.869
Impuesto a las ganancias a pagar	191	93
Pasivos de contratos	1.460	1.977
Cargas fiscales	6.879	8.605
Remuneraciones y cargas sociales	4.132	3.611
Préstamos	39.336	56.673
Otros pasivos	2.383	699
Cuentas por pagar	45.911	62.903
Total del pasivo corriente	<u>102.734</u>	<u>137.430</u>
Total del pasivo	<u>353.185</u>	<u>519.213</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>505.718</u>	<u>761.752</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)

2T 2017	1T 2018	2T 2018		Ene-Jun 2017	Ene-Jun 2018
			Actividades operativas:		
272	5.986	1.508	Resultado neto	464	7.494
(92)	(214)	1.139	Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(114)	925
11.972	18.714	22.689	Depreciación de propiedades, planta y equipo	23.736	41.403
202	247	314	Amortización de activos intangibles	383	561
1.315	1.466	1.548	Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	2.184	3.014
4.225	11.700	21.926	Cargo por impuesto a las ganancias	1.405	33.626
510	1.593	1.969	Aumento neto de provisiones	2.181	3.562
(1.024)	37	(22.295)	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	5.345	(22.258)
44	53	73	Planes de beneficios en acciones	70	126
-	(11.980)	-	Resultado por revaluación de sociedades	-	(11.980)
			Cambios en activos y pasivos:		
(769)	(4.230)	(7.677)	Créditos por ventas	1.125	(11.907)
(278)	(4.835)	1.489	Otros créditos	2.897	(3.346)
(1.310)	62	910	Inventarios	(1.199)	972
(2.850)	3.241	3.629	Cuentas por pagar	(1.705)	6.870
(675)	2.188	753	Cargas fiscales	1.444	2.941
238	(863)	277	Remuneraciones y cargas sociales	(413)	(586)
18	(1.930)	457	Otros pasivos	(932)	(1.473)
(393)	(383)	(619)	Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(666)	(1.002)
(98)	(112)	(42)	Activos de contratos	(98)	(154)
1.694	871	80	Pasivos de contratos	1.694	951
216	104	22	Dividendos cobrados	311	126
(234)	(289)	(540)	Pagos de impuesto a las ganancias	(479)	(829)
12.983	21.426	27.610	Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	37.633	49.036
			Actividades de inversión:		
(13.104)	(15.794)	(18.105)	Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(27.678)	(33.899)
(65)	(280)	(4)	Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	(337)	(284)
-	4.953	452	Cobro por ventas de activos financieros	-	5.405
3	-	-	Inversiones en activos financieros	-	-
503	-	293	Intereses cobrados de activos financieros	511	293
(12.663)	(11.121)	(17.364)	Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(27.504)	(28.485)
			Actividades de financiación:		
(6.687)	(9.435)	(5.093)	Pago de préstamos	(15.080)	(14.528)
(3.208)	(5.399)	(4.964)	Pago de intereses	(8.577)	(10.363)
11.291	8.666	7.481	Préstamos obtenidos	16.060	16.147
(100)	-	(120)	Recompra de acciones propias en cartera	(100)	(120)
1.296	(6.168)	(2.696)	Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(7.697)	(8.864)
415	636	5.190	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	266	5.826
2.031	4.773	12.740	Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	2.698	17.513
11.424	28.738	33.511	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	10.757	28.738
13.455	33.511	46.251	Efectivo y equivalentes al cierre del período	13.455	46.251
2.031	4.773	12.740	Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	2.698	17.513
			COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO		
5.438	12.325	5.318	Caja y Bancos	5.438	5.318
8.017	21.186	40.933	Otros Activos Financieros	8.017	40.933
13.455	33.511	46.251	TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	13.455	46.251

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

5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO
YPF S.A. Y SOCIEDADES CONTROLADAS
 (Cifras no auditadas expresadas en millones de pesos)

2T 2018	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	496	22.185	69.892	1.486	(1.025)	93.034
Ingresos intersegmentos	45.812	1.727	381	2.455	(50.375)	-
Ingresos Ordinarios	46.308	23.912	70.273	3.941	(51.400)	93.034
Resultado operativo	2.868	849	361	(1.532)	(800)	1.746
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	(1.138)	(1)	-	-	(1.139)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	19.689	64	2.596	340	-	22.689
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	-	-	-	-
Inversión en propiedades, planta y equipo	16.099	196	2.673	370	-	19.338
Activos	374.150	78.776	238.447	77.758	(7.379)	761.752

2T 2017	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	78	14.808	45.406	483	(613)	60.162
Ingresos intersegmentos	26.528	941	205	1.791	(29.465)	-
Ingresos Ordinarios	26.606	15.749	45.611	2.274	(30.078)	60.162
Resultado operativo	(884)	1.025	3.093	(535)	767	3.466
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	53	39	-	-	92
Depreciación de propiedades, planta y equipo	10.079	65	1.621	207	-	11.972
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	-	-	-	-
Inversión en propiedades, planta y equipo	9.905	992	1.935	197	-	13.029
Activos al 31 de diciembre de 2017	251.525	45.395	158.800	53.934	(3.936)	505.718

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

<i>Millones de USD</i>	2017 2T	2018 1T	2018 2T	Var 2T 18 / 2T 17	2017 Ene-Jun	2018 Ene-Jun	Var 2018 / 2017
ESTADO DE RESULTADOS							
Ingresos Ordinarios	3.837	3.858	3.963	3,3%	7.484	7.821	4,5%
Costos de Ventas	-3.168	-3.228	-3.491	-10,2%	-6.098	-6.719	-10,2%
Utilidad bruta	669	630	471	-29,5%	1.386	1.102	-20,5%
Otros resultados operativos	-448	253	-397	11,3%	-876	-144	83,5%
Utilidad operativa	221	883	74	-66,4%	510	957	87,8%
Depreciaciones + deterioro del valor de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	764	952	966	26,6%	1.516	1.919	26,5%
Amortización de activos intangibles	13	13	13	3,8%	24	26	6,0%
Perforaciones exploratorias improductivas	34	9	1	-95,9%	58	10	-82,0%
EBITDA	1.032	1.857	1.056	2,3%	2.108	2.912	38,1%
EBITDA recurrente	1.032	1.247	1.056	2,3%	2.108	2.303	9,2%
UPSTREAM							
Ventas netas	1.697	1.969	1.973	16,3%	3.474	3.942	13,5%
Utilidad operativa	-56	109	122	N/A	1	231	20172,8%
Amortizaciones	643	829	839	30,5%	1.278	1.668	30,5%
Inversiones	632	663	686	8,6%	1.236	1.349	9,1%
EBITDA	621	948	962	55,0%	1.338	1.910	42,8%
DOWNSTREAM							
Ventas netas	2.909	3.070	2.993	2,9%	5.735	6.063	5,7%
Utilidad operativa	197	204	15	-92,2%	476	219	-54,0%
Amortizaciones	103	106	111	7,0%	204	216	6,1%
Inversiones	123	64	114	-7,7%	205	178	-13,4%
EBITDA	301	310	126	-58,1%	680	436	-36,0%
GAS Y ENERGÍA							
Ventas netas	1.004	866	1.019	1,4%	1.884	1.884	0,0%
Utilidad operativa	65	623	36	-44,7%	101	659	552,5%
Amortizaciones	4	3	3	-34,2%	8	6	-32,2%
Inversiones	63	19	8	-86,8%	124	28	-77,6%
EBITDA	70	626	39	-44,1%	109	665	508,1%
ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS							
Utilidad operativa	-15	-50	-65	-343,0%	-99	-116	-17,3%
Inversiones	13	11	16	25,4%	30	26	-13,7%
AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN							
Utilidad operativa	49	-3	-34	N/A	29	-37	N/A
Tipo de cambio promedio del periodo	15,68	19,65	23,48		15,65	21,57	
Tipo de cambio cierre del periodo	16,58	20,10	28,80		16,58	28,80	

NOTA: El cálculo de las magnitudes financieras expresadas en dólares estadounidenses es derivado del cálculo de los resultados expresados en pesos argentinos dividido el tipo de cambio promedio de cada periodo. Los periodos acumulados corresponden a la suma de los resultados trimestrales.

5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS (Cifras no auditadas)

	Unidad	2017					2018		
		1T	2T	3T	4T	Acum. 4T 2017	1T	2T	Acum. 2T 2018
Producción									
Producción de crudo	Kbbl	21.058	19.867	20.904	21.219	83.048	20.483	20.591	41.074
Producción de NGL	Kbbl	4.923	4.680	4.469	4.309	18.381	4.228	3.781	8.009
Producción de gas	Mm3	4.076	4.056	4.057	3.893	16.082	3.935	4.004	7.939
PRODUCCIÓN TOTAL	Kbpe	51.618	50.055	50.891	50.012	202.576	49.460	49.554	99.014
Henry Hub	US\$/mbtu	3,32	3,18	3,00	2,93	3,11	3,00	2,80	2,90
Brent	US\$/bbl	53,68	49,67	52,11	61,53	54,25	66,81	74,50	70,65
Ventas									
Ventas de productos refinados									
Mercado interno									
Motonaftas	Km3	1.297	1.220	1.284	1.358	5.159	1.373	1.288	2.661
Gasoil	Km3	1.792	1.954	1.981	2.025	7.752	1.870	2.023	3.893
JP1 y Kerosene	Km3	134	117	140	143	534	135	125	260
Fuel Oil	Km3	220	264	121	37	642	7	10	17
LPG	Km3	152	241	189	159	741	146	185	331
Otros (*)	Km3	357	377	406	408	1.548	381	416	797
Total mercado interno	Km3	3.952	4.173	4.121	4.130	16.376	3.912	4.047	7.959
Exportación									
Nafta Virgen	Km3	57	23	46	58	184	24	44	68
JP1 y Kerosene	Km3	135	123	139	142	539	141	136	277
LPG	Km3	115	39	70	98	322	194	91	285
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	83	74	102	116	375	101	72	173
Otros (*)	Km3	28	29	4	53	114	52	50	102
Total Exportación	Km3	418	288	361	467	1.534	512	393	905
Total ventas productos refinados	Km3	4.370	4.461	4.482	4.597	17.910	4.424	4.440	8.864
Ventas de productos químicos									
Mercado interno									
Fertilizantes	Ktn	35	39	139	111	324	38	85	123
Metanol	Ktn	57	84	73	99	313	69	93	162
Otros	Ktn	116	130	125	129	500	138	115	253
Total mercado interno	Ktn	208	253	337	339	1.137	245	293	538
Exportación									
Metanol	Ktn	1	2	1	2	6	24	75	99
Otros	Ktn	42	51	53	55	201	36	63	99
Total exportación	Ktn	43	53	54	57	207	60	138	198
Total ventas productos químicos	Ktn	251	306	391	396	1.344	305	431	736
Ventas de otros productos									
Granos, harinas y aceites									
Mercado interno	Ktn	21	37	21	18	97	30	23	53
Exportación	Ktn	159	291	331	253	1.034	169	236	405
Total granos, harinas y aceites	Ktn	180	328	352	271	1.131	199	259	458
Pincipales volúmenes importados									
Naftas y Jet Fuel	Km3	3	40	13	98	154	114	59	173
Gasoil	Km3	152	230	77	85	544	111	161	272

(*) Incluye principalmente ventas de aceites y bases lubricantes, grasas, asfaltos y carbón residual, entre otros.

Este documento contiene ciertas afirmaciones que YPF considera constituyen estimaciones sobre las perspectivas de la compañía (“forward-looking statements”) tal como se definen en la Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 (“Private Securities Litigation Reform Act of 1995”).

Dichas afirmaciones pueden incluir declaraciones sobre las intenciones, creencias, planes, expectativas reinantes u objetivos a la fecha de hoy por parte de YPF y su gerencia, incluyendo estimaciones con respecto a tendencias que afecten la futura situación financiera de YPF, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, sus resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volumen de producción, comercialización y reservas, así como con respecto a gastos futuros de capital, inversiones planificados por YPF y expansión y de otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos. Estas declaraciones pueden incluir supuestos sobre futuras condiciones económicas y otras, el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio. Estas declaraciones no constituyen garantías de qué resultados futuros, precios, márgenes, tasas de cambio u otros eventos se concretarán y las mismas están sujetas a riesgos importantes, incertidumbres, cambios en circunstancias y otros factores que pueden estar fuera del control de YPF o que pueden ser difíciles de predecir.

En el futuro, la situación financiera, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volúmenes de producción y comercialización, reservas, gastos de capital e inversiones de YPF y expansión y otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos, así como futuras condiciones económicas y otras como el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio podrían variar sustancialmente en comparación a aquellas contenidas expresa o implícitamente en dichas estimaciones. Factores importantes que pudieran causar esas diferencias incluyen pero no se limitan a fluctuaciones en el precio del petróleo y sus derivados, niveles de oferta y demanda, tasa de cambio de divisas, resultados de exploración, perforación y producción, cambios en estimaciones de reservas, éxito en asociaciones con terceros, pérdida de participación en el mercado, competencia, riesgos medioambientales, físicos y de negocios en mercados emergentes, modificaciones legislativos, fiscales, legales y regulatorios, condiciones financieras y económicas en varios países y regiones, riesgos políticos, guerras, actos de terrorismo, desastres naturales, retrasos de proyectos o aprobaciones, así como otros factores descriptos en la documentación presentada por YPF y sus empresas afiliadas ante la Comisión Nacional de Valores en Argentina y la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y, particularmente, aquellos factores descriptos en el Ítem 3 titulada “Key information– Risk Factors” y el Ítem 5 titulada “Operating and Financial Review and Prospects” del Informe Anual de YPF en Formato 20-F para el año fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2017, registrado ante la Securities and Exchange Commission. En vista de lo mencionado anteriormente, las estimaciones incluidas en este documento pueden no ocurrir.

YPF no se compromete a actualizar o revisar públicamente dichas estimaciones aún en el caso en que eventos o cambios futuros indiquen claramente que las proyecciones o las situaciones contenidas expresa o implícitamente en dichas estimaciones no se concretarán.

Este material no constituye una oferta de venta de bonos, acciones o ADRs de YPF S.A en Estados Unidos u otros lugares.

La información contenida en este documento ha sido preparada para ayudar a las partes interesadas en realizar sus propias evaluaciones de YPF.

Relación con Inversores

E-mail: inversoresypf@ypf.com

Website: inversores.ypf.com

Macacha Güemes 515

C1106BKK Buenos Aires (Argentina)

Tel: 54 11 5441 1215

Fax: 54 11 5441 2113