

YPF S.A.

Resultados Consolidados

1T 2019



ÍNDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2019	3
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2019.....	4
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2019.....	8
3.1 UPSTREAM.....	8
3.2 DOWNSTREAM.....	12
3.3 GAS Y ENERGÍA	16
3.4 CORPORACIÓN Y OTROS	18
4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL	18
5. TABLAS Y NOTAS	20
5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO	21
5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO.....	22
5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	23
5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO.....	24
5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES	25
5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS.....	26

El EBITDA recurrente del primer trimestre de 2019 alcanzó los Ps 39,9 MM, un 62,6% superior al primer trimestre 2018.

(Cifras no auditadas)	1T 2018	4T 2018	1T 2019	Var.% 1T19 /1T18
Ingresos (Ps M)	75.823	145.775	130.907	72,6%
Resultado operativo (Ps M)	17.354	11.995	10.631	-38,7%
Resultado operativo antes de recupero/deterioro de activos (Ps M)	17.354	9.095	10.631	-38,7%
Resultado neto (Ps M)	5.986	17.905	-8.153	-236,2%
Resultado neto antes de recupero/deterioro de activos (Ps M)	5.986	15.730	-8.153	-236,2%
EBITDA (Ps M)	36.492	35.434	42.174	15,6%
EBITDA Ajustado (Ps M)	24.512	35.434	39.862	62,6%
Resultado neto por acción (Ps /acción)	15,47	44,38	-20,86	N/A
Inversiones (Ps M)	14.874	33.914	30.377	104,2%

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

EBITDA Ajustado: EBITDA que excluye efectos normas NIIF 16 y 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 PRIMER TRIMESTRE DE 2019

- Los ingresos ordinarios en el primer trimestre de 2019 ascendieron a Ps 130,9 MM, un 72,6% superiores al primer trimestre de 2018.
- En el primer trimestre de 2019, el resultado operativo alcanzó los Ps 10,6 MM, un 38,7% inferior respecto al resultado operativo del primer trimestre de 2018. Por su parte, el EBITDA Ajustado para los 3 meses del año 2019 alcanzó los Ps 39,9 MM, siendo un 62,6% mayor que el EBITDA Ajustado de los 3 meses del año 2018.
- El flujo de caja operativo ascendió a los Ps 42,6 MM para el primer trimestre de 2019, siendo este un 99,0% superior a los Ps 21,4 MM reportados para el primer trimestre de 2018.
- En cuanto a las inversiones totales en propiedades, planta y equipo, se incrementaron en un 104,2%, alcanzando los Ps 30,4 MM en el primer trimestre de 2019.

- La producción total de hidrocarburos del primer trimestre de 2019 disminuyó un 11,5%, alcanzando los 486,5 Kbped, en comparación al primer trimestre de 2018.
- El promedio de crudo procesado del primer trimestre de 2019 alcanzó los 269,0 Kbbld, un 7,5% inferior al primer trimestre de 2018, siendo el promedio de utilización de las refinerías para el primer trimestre del 2019 del 84,2%.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE 2019

Los ingresos correspondientes al primer trimestre de 2019 fueron de Ps 130,9 MM, lo que representa un aumento del 72,6% en comparación con los Ps 75,8 MM del primer trimestre 2018. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de gas oil del primer trimestre 2019 ascendieron a Ps 44,6 MM, siendo superiores a las del primer trimestre del año 2018 en Ps 20,0 MM, o 81,2%;
- Las ventas de naftas del primer trimestre 2019 ascendieron los Ps 31,3 MM, siendo superiores a las del primer trimestre 2018 en Ps 11,9 MM, o 61,1%;
- Las ventas como productores de gas natural del primer trimestre 2019 totalizaron Ps 12,5 MM en comparación a los Ps 11,9 MM del primer trimestre 2018, lo que representa un incremento de Ps 0,6 MM, o 5,1%;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales, pequeñas industrias y comercios) del primer trimestre 2019 ascendieron a los Ps 5,4 MM frente a los Ps 2,7 MM del primer trimestre del 2018, lo que representa un incremento de Ps 2,7 MM, o 100,7%;
- Las restantes ventas en el mercado interno, entre las que se destacan aquellas de jet fuel, lubricantes, GLP, petroquímicos, carbón y fertilizantes, entre otros, totalizaron Ps 19,8 MM, reportando un incremento de Ps 10,2 MM o 105,6% en comparación a los Ps 9,7 MM del primer trimestre 2018;
- Los ingresos obtenidos en el mercado externo durante el primer trimestre 2019 alcanzaron los Ps 17,2 MM, con un incremento de Ps 9,7 MM, o 128,8%, frente a los Ps 7,5 MM del primer trimestre 2018.

El costo de ventas en el primer trimestre de 2019 fue de Ps 104,7 MM, un 65,1% superior al del primer trimestre de 2018, incluyendo incrementos en los costos de producción del 59,5% y en las compras del 103,8%. Los costos erogables incluyendo costos de producción y compras, pero excluyendo depreciaciones y amortizaciones aumentaron 77,2%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

a) Costos de producción

- Las depreciaciones de propiedades, planta y equipo ascendieron a Ps 26,9 MM en el primer trimestre 2019 en comparación a los Ps 18,2 MM del primer trimestre 2018, lo que representa un incremento de Ps 8,7 MM o 47,9%;
- Los conceptos relacionados al costo de extracción (“lifting cost”) durante el primer trimestre 2019 ascendieron a Ps 21,6 MM siendo superiores a los Ps 12,1 MM del primer trimestre 2018 en Ps 9,5 MM, o 78,1%;
- Las regalías y otros cargos asociados a la producción del primer trimestre 2019 ascendieron a Ps 7,8 MM en comparación a los Ps 5,5 MM del primer trimestre 2018, lo que representa un incremento de Ps 2,3 MM, o 42,0%;
- Los conceptos vinculados al costo de refinación en el primer trimestre 2019 ascendieron a Ps 4,1 MM en comparación a los Ps 2,7 MM del primer trimestre 2018, reportando un incremento de Ps 1,4 MM, o 54,1%;
- Los costos de transporte del primer trimestre 2019 totalizaron Ps 4,2 MM siendo superiores a los Ps 2,3 MM del primer trimestre 2018 en Ps 1,8 MM, o 78,9%.

b) Compras

- Las compras de petróleo crudo a terceros en el primer trimestre 2019 totalizaron Ps 9,6 MM siendo superiores a los Ps 4,9 MM del primer trimestre 2018 en aproximadamente Ps 4,7 MM, o 97,8%;
- Las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) del primer trimestre 2019 alcanzaron los Ps 7,5 MM reportando un incremento de Ps 3,1 MM, o 69,5%, respecto a los Ps 4,4 MM del primer trimestre 2018;
- Las importaciones de combustibles en el primer trimestre 2019 ascendieron a Ps 6,5 MM siendo superiores a los Ps 2,8 MM del primer trimestre 2018 en aproximadamente Ps 3,7 MM, o 132,0%;
- 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) durante el primer trimestre 2019 alcanzaron los Ps 4,3 MM, siendo superiores a los Ps 1,6 MM del primer trimestre 2018 en Ps 2,7 MM, o 171,9%;
- La recepción de granos a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al agro, las cuales se registran contablemente como compras alcanzaron los Ps 1,9 MM en el primer trimestre 2019, siendo superiores a los Ps 1,1 MM del primer trimestre 2018 en Ps 0,8 MM, o 74,8%;
- En el primer trimestre de 2019 se registró una variación de existencia positiva por Ps 4,2 MM, en comparación con la variación de existencia negativa registrada en el primer trimestre de 2018 de Ps 50 millones, principalmente como consecuencia del incremento en el costo de reposición de los inventarios de la compañía.

Los gastos de comercialización en el primer trimestre de 2019 ascendieron a Ps 9,8 MM, presentando un incremento del 89,5% en comparación a los Ps 5,2 MM del primer trimestre 2018. Se registraron mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, mayores cargos de impuestos, tasas y contribuciones fundamentalmente por el incremento de las retenciones a las exportaciones, mayores cargos de la provisión de incobrabilidades, mayores cargos por depreciación de activos fijos y mayores gastos de personal, entre otros.

Los gastos de administración correspondientes al primer trimestre de 2019 ascendieron a Ps 4,8 MM presentando un aumento del 102,5% frente a los Ps 2,4 MM registrados durante el primer trimestre 2018, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal, a los mayores costos en contrataciones de servicios y licencias informáticas, muchos de los cuales están dolarizados, a los mayores cargos relacionados con la publicidad institucional y a mayores cargos en las depreciaciones de activos fijos.

Los gastos de exploración correspondientes al primer trimestre de 2019 ascendieron a Ps 1,5 MM, presentando un incremento de 370,9% frente a los Ps 0,3 MM registrados en el primer trimestre de 2018.

Los otros resultados operativos, netos, correspondientes al primer trimestre de 2019 fueron positivos en Ps 0,6 MM, comparados con la ganancia de Ps 12,8 MM del mismo período de 2018. La variación corresponde principalmente a la registración del resultado por la revaluación de la inversión de YPF en YPF Energía Eléctrica (YPF EE) por Ps 12,0 MM en el primer trimestre de 2018, como consecuencia del acuerdo para la capitalización de esta última, suscripto entre YPF y una subsidiaria de GE Financial Services, Inc.

Los resultados financieros correspondientes al primer trimestre de 2019 fueron positivos en Ps 8,0 MM, en comparación con la ganancia de Ps 0,1 MM correspondientes al mismo trimestre de 2018. En este orden, se registró un mayor cargo positivo neto por una mayor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos de Ps 7,7 MM, debido a la depreciación del peso observada durante el primer trimestre de 2019, en comparación con el mismo período de 2018, cuando la devaluación de la moneda local había sido menor. A su vez, se registraron mayores intereses negativos por Ps 3,3 MM, producto de un mayor endeudamiento promedio, medido en pesos, y mayores tasas de interés durante el presente trimestre de 2019 y en comparación con el mismo período de 2018. Por último, se registraron menores cargos positivos por actualizaciones financieras por Ps 1,2 MM, y mayores intereses ganados por Ps 0,8 MM.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al primer trimestre de 2019 fue negativo en Ps 28,4 MM, en comparación con el cargo también negativo de Ps 11,7 MM correspondiente al mismo período del año 2018. Esta diferencia tiene su origen principalmente en la decisión adoptada por la administración de la compañía mediante la cual el 21 de marzo de 2019, informó al Directorio la decisión de adherir al reavalúo impositivo y al plan de pagos para causas judiciales en el Tribuna Fiscal de la Nación.

El resultado neto del 1T 2019 fue una pérdida de Ps 8,2 MM, en comparación al resultado neto positivo de Ps 6,0 MM del 1T 2018.



Las inversiones totales en propiedad, planta y equipo del trimestre alcanzaron los Ps 30,4 MM siendo superiores en un 104,2% a las inversiones realizadas durante el primer trimestre de 2018.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2019

3.1 UPSTREAM

(Cifras no auditadas)	1T 2018	4T 2018	1T 2019	Var.% 1T 19 / 1T 18
Resultado operativo (Ps M)	2.148	5.252	-1.663	N/A
Resultado operativo antes de recupero/deterioro de activos (Ps M)	2.148	2.352	-1.663	N/A
Ventas netas (Ps M)	38.704	62.110	55.545	43,5%
Producción crudo (Kbbld)	227,6	227,1	226,4	-0,5%
Producción NGL (Kbbld)	47,0	39,8	41,7	-11,2%
Producción gas (Mm3d)	43,7	36,8	34,7	-20,6%
Producción total (Kbped)	549,6	498,1	486,5	-11,5%
Gastos de exploración (Ps M)	323	3.597	-1.521	N/A
Inversiones (Ps M)	13.033	23.202	24.804	90,3%
Depreciaciones (Ps M)	16.300	17.117	23.125	41,9%
Precios de Realización				
Crudo mercado local Promedio período (USD/bbl)	64,1	59,7	52,2	-18,5%
Precio promedio gas (*) (USD/Mmbtu)	4,65	4,03	3,72	-20,0%

(*) El precio promedio del gas ha sido recalculado debido al cambio en el devengamiento del Plan Gas y a los ajustes por facturación definitiva.

El resultado operativo del Upstream del primer trimestre 2019 totalizó una pérdida de Ps 1,7 MM, en comparación con la ganancia de Ps 2,1 MM del primer trimestre 2018.

En el primer trimestre de 2019, las ventas del segmento crecieron un 43,5% en relación al mismo periodo de 2018, totalizando Ps 55,5 MM. Este incremento se produce como resultado de los siguientes factores:

- Las ventas de petróleo totalizaron Ps 40,0 MM, siendo superiores en Ps 14,1 MM, o 54,3%, a los Ps 25,9 MM del primer trimestre 2019. El precio de realización del crudo expresado en dólares en el primer trimestre 2019 disminuyó un 18,5% hasta los 52,2 USD/bbl. Asimismo, los volúmenes vendidos a terceros se incrementaron en un 296,4%, mientras que el volumen de petróleo crudo transferido entre segmentos disminuyó 2,5%;

- Las ventas como productores de gas natural alcanzaron los Ps 14,4 MM reflejando un incremento de Ps 1,5 MM o 11,7% respecto a los Ps 12,9 MM del primer trimestre 2018 como consecuencia de un incremento del 50,4% del precio promedio en pesos, considerando que el precio de realización promedio del trimestre en dólares fue de 3,72 USD/Mmbtu, un 20,0% inferior al del mismo trimestre 2018 y la devaluación producida entre ambos períodos. Asimismo, los volúmenes comercializados presentaron una disminución del 25,7%, en comparación con el mismo periodo de 2018 debido a la menor demanda de gas natural.

Durante el primer trimestre del año 2019 la producción total de hidrocarburos alcanzó los 486,5 Kbped, siendo un 11,5% inferior a la del mismo periodo 2018. La producción de crudo se mantuvo estable totalizando 226,4 Kbbld. El mercado de gas natural en la Argentina durante el primer trimestre de 2019 se caracterizó por el exceso de oferta frente a la demanda doméstica, lo cual impactó en la producción de gas natural a partir del cierre temporal de producción en algunas locaciones, como así también a partir de la reinyección del hidrocarburo. Entre otros, las temperaturas promedio observadas en el primer trimestre de 2019 determinaron un menor consumo de gas natural por el sector de usinas, lo cual afectó la demanda y, consecuentemente, la oferta de gas natural. En este orden, la producción de gas natural disminuyó un 20,6% respecto al mismo periodo de 2018, alcanzando los 34,7 Mm3d. Por su parte, la producción de NGL se redujo un 11,2% alcanzando los 41,7 Kbbld debido fundamentalmente a la baja de retención de líquidos asociados a gas por restricción en producción de gas debido a la falta de demanda en el mercado.

Respecto de la actividad de desarrollo, en el primer trimestre del año se han puesto en producción un total de 99 pozos nuevos, incluyendo los pozos de shale y tight mencionados posteriormente.

Durante el primer trimestre de 2019, en las áreas de shale la producción neta para YPF alcanzó un total de 71,1 Kbped de hidrocarburos, lo que representa un aumento del 45,1% respecto al primer trimestre 2018. Dicha producción se compone por 30,5 Kbbld de crudo, 6,1 Kbbld de NGL y 5,5 Mm3d de gas natural. En cuanto a la actividad de desarrollo operada, se han puesto en producción 21 pozos con objetivo Vaca Muerta, alcanzando un total de pozos activos, al cierre del primer trimestre de 2019, de aproximadamente 747 pozos de los cuales 50 son no operados, contando con un total de 14 equipos activos de perforación y 10 de workover.

En cuanto al desarrollo de tight, la producción neta alcanzó en el primer trimestre de 2019 a 8,5 Mm3d de gas, 7,0 Kbbld de NGL y 4,9 Kbbld de petróleo, de los cuales el 85,4% proviene de áreas operadas por YPF. En cuanto a la actividad operada se pusieron en producción 3 nuevos pozos, 1 en Rincón del Mangrullo, 2 en Río Neuquén.

En materia de los costos operativos totales (excluyendo los gastos de exploración) se observó en el primer trimestre de 2019 un incremento del 50,5%, alcanzando los Ps 55,8 MM. Se destacan dentro de esta variación:

- Las depreciaciones de propiedades, planta y equipo del primer trimestre 2019 ascendieron a Ps 23,1 MM en comparación a los Ps 16,3 MM del primer trimestre 2018, lo que representa un incremento de Ps 6,8 MM, o 41,9%, debido fundamentalmente a la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la compañía,

compensando parcialmente por una disminución en el coeficiente de depreciación producto de la incorporación de reservas ocurrida durante el año 2018;

- Los conceptos relacionados al costo de extracción (“lifting cost”) del primer trimestre 2019 ascendieron a Ps 21,6 MM, siendo superiores en Ps 9,5 MM, o 78,1%, a los Ps 12,1 MM del primer trimestre 2018. Por su parte, el incremento del indicador unitario, medido en pesos, fue del 101,8%, ponderado por la caída de producción antes comentada;
- Las regalías y otros cargos asociados a la producción del primer trimestre 2019 alcanzaron los Ps 7,8 MM en comparación a los Ps 5,5 MM del primer trimestre 2018, lo que representa un incremento de Ps 2,3 MM, o 42,0%. Las regalías sobre la producción de petróleo crudo registraron un aumento de Ps 2,2 MM, mientras que las regalías y otros cargos asociados a la producción de gas natural aumentaron en Ps 0,1 MM, en ambos casos por el mayor valor en boca de pozo de estos productos medido en pesos, parcialmente afectadas a la baja a partir de la menor producción de gas natural del periodo;
- Los costos de transporte vinculados a la producción (camión, oleoductos y poliductos en yacimientos) ascendieron en el primer trimestre de 2019 a Ps 1,6 MM lo que representa un aumento de aproximadamente Ps 0,8 MM, o 103,5%, respecto a los Ps 0,8 MM del primer trimestre 2018 debido a un aumento de las tarifas en pesos.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 1,5 MM en el primer trimestre de 2019, presentando un aumento del 368,3% comparado a los Ps 0,3 MM registrados en el primer trimestre de 2018 debido principalmente a los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas, por un monto diferencial de Ps 0,8 MM y a mayores gastos de estudios sísmicos y geológicos por Ps 0,2 MM. Se destaca que la inversión exploratoria del trimestre fue un 65,1% superior al mismo período del año anterior, totalizando Ps 0,6 MM.

Cabe destacar que en el primer trimestre de 2019, los resultados de este segmento incluyen también un ingreso de Ps 1,3 MM relacionado a la cesión del 100% de las concesiones de explotación sobre las áreas Bajo del Piche, Barranca de Los Loros, El Medanito y El Santiagueño, ubicadas en las provincias del Neuquén y Río Negro, mientras que en el mismo período del año anterior se registró en el segmento un ingreso de Ps 1,2 MM relacionado con el acuerdo para la readecuación de las participaciones en el área Aguada Pichana y de la cesión parcial de participación en el área Aguada de Castro.

Los costos operativos erogables unitarios en dólares del primer trimestre 2019 fueron de 20,5 USD/bpe, mostrando una disminución del 3,8% frente a los 21,3 USD/bpe del primer trimestre 2018 (incluyendo tributos por 5,6 USD/bpe para el primer trimestre 2019 y 6,5 USD/bpe para el período 2018). Por su parte el lifting cost promedio consolidado para la compañía en el primer trimestre 2019 fue de 12,7 USD/bpe, manteniéndose estable respecto al primer trimestre 2018.



Inversiones

Las inversiones en Upstream en el 1T 2019 alcanzaron los Ps 24,8 MM siendo superiores en un 90,3% a las realizadas en el primer trimestre de 2018. En relación con las inversiones mencionadas, cabe destacar que durante el primer trimestre del año 2019 el 68,5% fueron destinadas a perforación y workover, el 22,7% a Instalaciones y el 8,8% restante a exploración y otras actividades Upstream.

La actividad durante el primer trimestre 2019 estuvo principalmente enfocada en el shale oil, siendo los principales bloques el desarrollo de Loma Campana, La Amarga Chica y finalizando el piloto e iniciando el desarrollo de Bandurria Sur. Adicionalmente iniciaron su actividad los pilotos de Loma La Lata Oeste y Chihuido de la Sierra Negra, como así también la actividad exploratoria en los bloques Las Manadas y Filo Morado.

En lo relativo al petróleo convencional, la actividad estuvo focalizada en proyectos de primaria como los ejecutados en los bloques Mesa Verde, Ugarteche y El Guadal, como así también en proyectos de recuperación secundaria principalmente en los bloques de Chachahuen, Manantiales Behr, Los Perales, entre otros. A su vez, YPF ha empezado a incrementar sus pilotos de recuperación terciaria los cuales se visualizan en los bloques de Manantiales Behr, Los Perales y Desfiladero Bayo.

La actividad de shale gas durante el primer trimestre 2019 estuvo focalizada en la finalización de la actividad iniciada durante el 2018 en los bloques de Rincón del Mangrullo, Aguada de la Arena y El Orejano. En lo relativo al tight gas, la principal actividad se concentró los bloques Estación Fernández Oro (EFO), Rio Neuquén y Rincón del Mangrullo.

En lo que concierne a la actividad exploratoria, el primer trimestre de 2019 cubrió las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge y Cuyana. La actividad exploratoria en la cuenca Neuquina se enfocó en los bloques Las Manadas, Loma la Lata, Chachahuén, Rincón del Mangrullo, Al Norte de la Dorsal, El Manzano Oeste y CNQ7A. En la cuenca Golfo San Jorge la actividad se concentró en los bloques Cañadón de la Escondida, Sarmiento y Restinga Alí. En la cuenca Cuyana la actividad se desarrolló en el bloque Mesa Verde.

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

3.2 DOWNSTREAM

(Cifras no auditadas)	1T 2018	4T 2018	1T 2019	Var.% 1T19 /1T18
Resultado operativo (Ps M)	4.009	4.356	13.283	231,3%
Ventas netas (Ps M)	60.337	117.900	108.937	80,5%
Ventas de productos refinados mercado interno (Km3)	3.911	4.097	3.865	-1,2%
Exportación productos refinados (Km3)	512	578	520	1,6%
Ventas de productos químicos mercado interno (*) (Ktn)	207	173	161	-22,2%
Exportación de productos químicos (Ktn)	60	139	85	41,7%
Crudo procesado (Kbped)	290,7	289,1	269,0	-7,5%
Utilización de las refinerías (%)	91%	90%	84%	-7,5%
Inversiones (Ps M)	1.255	8.044	3.568	184,3%
Depreciaciones (Ps M)	2.076	4.148	4.027	94,0%
Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (**) (USD/m3)	691	610	569	-17,6%
Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (**) (USD/m3)	664	636	606	-8,8%

(*) No incluye las ventas de fertilizantes.

(**) Precio neto de bonificaciones y comisiones antes de impuestos.

El segmento del Downstream en el 1T de 2019 registró un resultado operativo de Ps 13,3 MM, lo que representa un aumento del 231,3% frente a la ganancia operativa de Ps 4,0 MM reportada en el 1T 2018.

Los ingresos netos del segmento Downstream, durante el primer trimestre de 2019 alcanzaron los Ps 108,9 MM, representando un incremento de 80,5% en relación con los Ps 60,3 MM correspondientes al mismo período de 2018. Este incremento se produce debido a los siguientes factores:

- Las ventas de gas oil del primer trimestre 2019 ascendieron a Ps 44,6 MM, siendo superiores a las del primer trimestre 2018 en Ps 20,0 MM, o 81,2%, debido a un incremento aproximado del 80,8% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil y a mayores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 0,2%, a pesar de la baja observada en el mercado para este producto de aproximadamente 3,7%. Se observó un incremento del 2,5% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);

- Las ventas de naftas del primer trimestre 2019 ascendieron a los Ps 31,3 MM, siendo superiores a las del primer trimestre 2018 en Ps 11,9 MM, o 61,1%, debido a un incremento aproximado del 62,3% en el precio promedio para el mix de naftas, compensado parcialmente por menores volúmenes despachados de aproximadamente 0,7%, a pesar de la baja observada en el mercado para este producto de aproximadamente 5,6%. No obstante, se observa una disminución del 23,2% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las restantes ventas en el mercado interno del primer trimestre 2019 totalizaron Ps 15,8 MM, reportando un incremento de Ps 7,0 MM o 80,3% respecto a las del primer trimestre 2018. Se destacan las mayores ventas de jet fuel en un 141,5%, las mayores ventas de fertilizantes por 136,2%, las mayores ventas de carbón por 79,1%, las mayores ventas de lubricantes por 64,0%, las mayores ventas de GLP por 46,3%, y productos petroquímicos por 40,2%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos, así como también los mayores volúmenes comercializados de nafta virgen;
- Por su parte, los ingresos obtenidos en mercado externo durante el primer trimestre 2019 alcanzaron los Ps 17,2 MM, reportando un incremento de Ps 9,7 MM, o 128,8% frente a las exportaciones de 2018. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de jet fuel por Ps 3,2 MM, o 139,0%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos de un 90,8% y en un 25,3% en los volúmenes vendidos. Se registraron también mayores ventas al exterior de petróleo crudo por Ps 1,4 MM, o 604,4%, principalmente por un mayor volumen comercializado. Las ventas al exterior de productos petroquímicos se incrementaron en Ps 1,3 MM, o 140,5% debido a los mayores volúmenes comercializados y a los mejores precios obtenidos. Además, las ventas de carbón se incrementaron por Ps 0,2 MM, con un volumen de venta superior en un 15,2% comparado con el mismo período de 2018, y mayores ventas de GLP por Ps 53 millones correspondientes a un mejor precio promedio obtenido en pesos y compensado parcialmente por menores volúmenes de venta. Adicionalmente se registraron mayores ventas de harinas y aceites por Ps 1,0 MM, o 87,3%, debido a un incremento de los precios promedio de venta medido en pesos y a un mayor volumen de venta.

En el primer trimestre de 2019 los costos y gastos operativos se incrementaron un 69,3%, o Ps 35,5 MM, en relación al mismo periodo del año anterior, alcanzando los Ps 86,8 MM. Se destacan:

- Las compras de petróleo crudo del primer trimestre 2019 ascendieron a Ps 50,7 MM, siendo superiores a los Ps 30,9 MM del primer trimestre 2018 en Ps 19,8 MM, o 63,9%. Se observó una suba de 62,1% en los precios del petróleo crudo expresado en pesos, principalmente debido a la devaluación acaecida. A su vez, el volumen comprado a terceros tuvo un incremento de 20,1%, mientras que el volumen de crudo transferido del segmento Upstream tuvo una disminución del 2,5%;
- Las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) correspondientes al primer trimestre 2019 alcanzaron los Ps 7,5 MM, reportando un incremento de Ps 3,1 MM, o 69,5%, debido principalmente a un aumento de un 63,9% en el precio del FAME y un 54,9% en el precio del bioetanol y al aumento en los volúmenes comprados de FAME del 10,4% y de bioetanol del 1,9%;

- Las importaciones de combustibles del primer trimestre 2019 alcanzaron los Ps 6,5 MM, siendo superiores a los Ps 2,8 MM del primer trimestre 2018 en Ps 3,7 MM, o 132,0% que corresponden fundamentalmente a mayores importaciones de gas oil y de jet fuel, debido a mayores volúmenes importados por el menor nivel de procesamiento en la refinería de La Plata durante el periodo como así también a la devaluación acaecida en el presente período mencionado previamente;
- En el primer trimestre de 2019 se registró en este segmento una variación de existencia positiva por Ps 0,8 MM, en comparación con la variación de existencia negativa registrada en el primer trimestre de 2018 de Ps 42 millones, principalmente como consecuencia de la disminución en el precio de crudo (valorizado a precio de transferencia);
- Con relación a los costos de producción, los conceptos vinculados al costo de refinación del primer trimestre 2019 totalizaron Ps 4,1 MM, siendo superiores a los Ps 2,7 MM del primer trimestre 2018 en aproximadamente Ps 1,4 MM, o 54,1%. Dichos incrementos están fundamentalmente motivados por los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos y otros suministros. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo que el nivel de procesamiento en refinerías fue un 7,5% inferior, el costo de refinación unitario aumentó en el primer trimestre de 2019 en un 66,6% en comparación con el mismo período de 2018;
- Las depreciaciones de propiedades, planta y equipo correspondientes al proceso productivo del primer trimestre 2019 ascendieron a Ps 3,3 MM, reflejando un incremento de aproximadamente Ps 1,6 MM, o 91,6%, motivado fundamentalmente 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;
- Los costos de transporte vinculados a la producción (naval, oleoductos y poliductos) correspondientes al primer trimestre 2019 alcanzaron los Ps 2,2 MM, lo que representa un incremento de Ps 0,9 MM, o 70,6% frente a los Ps 1,3 MM del primer trimestre 2018 debido a un aumento de las tarifas en pesos.

Los gastos de comercialización del primer trimestre 2019 ascendieron a Ps 8,7 MM, presentando un incremento de Ps 3,7 MM, o 76,0%, en comparación a los Ps 4,9 MM del primer trimestre 2018. Dicho incremento fue motivado fundamentalmente por los mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente a los mayores volúmenes vendidos y al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, como así también por mayores cargos por depreciación de activos fijos, mayores gastos de personal y mayores montos de impuesto a los débitos y créditos bancarios y retenciones a las exportaciones.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 269,0 Kbbld, un 7,5% inferior al del primer trimestre del 2018, principalmente por los incidentes registrados en el horno del Topping D del complejo Industrial La Plata y cortes de energía en las refinerías La Plata y Luján de Cuyo. Con estos niveles de procesamiento se obtuvo una menor producción de gas oil (-9,4%) compensada con una mayor producción de naftas (+3,2%), la cual se compone de una mayor producción de Nafta Super (+7,2%) y una menor producción de Nafta Infinia (-6,1%). Adicionalmente, disminuyó la producción de otros refinados como gas licuado de



petróleo (GLP), carbón de petróleo, fuel oil, asfaltos, bases lubricantes y nafta petroquímica, todo ello en comparación con las producciones del periodo anterior.

Inversiones

Las inversiones de Downstream del primer trimestre del 2019 totalizaron Ps 3,6 MM, siendo un 184,3% superiores a las del primer trimestre del año 2018.

En Refinería La Plata continúan obras adicionales que permitirán incrementar la capacidad de blending del Complejo. Continúan los desarrollos de las Ingenierías para las nuevas unidades de hidrotratamiento de naftas y gasoil a realizarse en las tres refinerías, con el objetivo de dar cumplimiento a la Resolución 5/2016 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos sobre nuevas especificaciones de combustibles.

En las instalaciones de refino, logísticas y de despacho de productos petrolíferos se continúa con las obras de mejoras en la infraestructura, en aspectos de seguridad y medio ambiente. Se da continuidad en el Complejo Industrial La Plata a la última etapa de la obra de recepción de crudo, que permitirá una mayor flexibilidad en el procesamiento del mismo y tendrá una mejora en las condiciones de seguridad, tanto de las instalaciones del mencionado complejo como de las instalaciones logísticas asociadas.

3.3 GAS Y ENERGÍA

(Cifras no auditadas)	1T 2018	4T 2018	1T 2019	Var.% 1T19 /1T18
Resultado operativo (Ps M)	12.251	766	-234	N/A
Ventas netas (Ps M)	17.018	26.569	21.788	28,0%
Inversiones (Ps M)	379	951	1.177	210,6%
Depreciaciones (Ps M)	57	734	269	371,9%

En el primer trimestre de 2019 el segmento de negocios de Gas y Energía registró una pérdida operativa de Ps 0,2 MM, frente a la utilidad operativa positiva de Ps 12,2 MM durante el mismo período de 2018.

Los ingresos netos del segmento durante el primer trimestre del 2019 ascendieron a Ps 21,8 MM, reportando un incremento del 28,0% respecto al trimestre del año anterior. Se destacan:

- Las ventas como productores de gas natural en el mercado interno y externo alcanzaron Ps 14,2 MM siendo superiores a los Ps 12,1 MM del primer trimestre 2018 en Ps 2,0 MM, o 16,8%, como consecuencia de un incremento en el precio promedio de 52,0% en pesos, compensado con una reducción del 23,2% en el volumen vendido. Esta reducción se explica por el exceso de oferta de gas frente a la demanda doméstica, lo cual impactó en la producción de gas natural y por consiguiente afectó negativamente los volúmenes despachados;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales y pequeñas industrias y comercios) totalizaron Ps 5,4 MM, lo que representa un incremento de Ps 2,7 MM, o 100,7% en comparación a los Ps 2,7 MM del primer trimestre de 2018. Este incremento se explica principalmente por nuestra compañía controlada Metrogas S.A., que por ser moneda funcional peso y en base a las normas locales vigentes, registró en sus ventas un ajuste por inflación de Ps 0,2 MM. Adicionalmente obtuvo un incremento del precio promedio de 30,1%, y un incremento del 37,9% en los volúmenes comercializados a través de su red de distribución;
- Los ingresos por el servicio de regasificación de gas licuado totalizaron Ps 22 millones, lo que representa una caída de Ps 0,6 MM, o 96,5%, dado que, a partir del 31 de octubre de 2018, venció el contrato con el buque regasificador que operaba en la terminal de Bahía Blanca y no fue renovado.

En materia de los costos operativos totales se observó durante el primer trimestre de 2019 un incremento del 30,2%, alcanzando los Ps 21,1 MM comparado con los Ps 16,2 MM durante el mismo trimestre de 2018. Se destacan dentro de esta variación:

- Las compras de gas natural alcanzaron Ps 15,0 MM, mostrando un incremento de Ps 1,9 MM o 14,8% en comparación a los Ps 13,1 MM del primer trimestre de 2018. Se observó una suba de 50,1% en los precios del gas natural expresado en pesos, principalmente debido a la devaluación

acaecida. A su vez, el volumen comprado a terceros tuvo un incremento de 87,1%, mientras que el volumen de gas natural transferido del segmento Upstream tuvo una disminución del 25,7%;

- 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) ascendieron a Ps 4,3 MM siendo superiores por Ps 2,7 MM, o 171,9% a los Ps 1,6 MM del primer trimestre de 2018, principalmente debido a la registración de un ajuste por inflación de Ps 57 millones en las compras de nuestra compañía controlada Metrogas S.A de, a un incremento en el precio de compra de aproximadamente 49,9%, y a un aumento de los volúmenes adquiridos del 79,0%;
- Las depreciaciones de propiedades, planta y equipos correspondientes al proceso productivo ascendieron Ps 0,2 MM, mostrando un incremento de Ps 0,2 MM o 332,0%, fundamentalmente motivado por la mayor amortización de bienes de usos de uso de nuestra compañía controlada Metrogas S.A. en comparación con el mismo período del año anterior por la registración del ajuste por inflación.

A su vez, durante el primer trimestre de 2018 este segmento registró el resultado por la revaluación de la inversión de YPF en 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 a partir de dicha fecha.

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 2019 fue negativo en Ps 2,1 MM, frente a la pérdida operativa de Ps 1,0 MM correspondientes al mismo período de 2018. Dicha variación está relacionada principalmente con incrementos en los gastos de personal, mayores cargos por licencias informáticas, las cuales se encuentran dolarizadas, y por publicidad institucional, sumados a mayores cargos por depreciaciones de activos fijos compensados parcialmente con los ingresos obtenidos por el segmento.

Por su parte, los ajustes de consolidación, que corresponden a la eliminación de los resultados entre los distintos segmentos de negocios que no han trascendido a terceros, tuvieron un importe positivo de Ps 1,3 MM en el primer trimestre del año 2019 y de un monto negativo de Ps 65 millones en 2018. En el presente trimestre disminuyó la brecha entre los precios de transferencia entre negocios y el costo de reposición de los inventarios de la compañía, mientras que, en el primer trimestre de 2018, la misma se había ampliado. En ambos casos, el movimiento de los precios de transferencia refleja las variaciones de los precios de mercado, especialmente del petróleo crudo.

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Durante el primer trimestre del año 2019, la generación de caja operativa alcanzó los Ps 42,6 MM, un 99,0% superior a la del mismo periodo del año anterior. Esta variación de Ps 21,2 MM tuvo lugar principalmente por el aumento del EBITDA de Ps 17,7 MM, y en menor medida por una disminución en el capital de trabajo. La generación de fondos durante el primer trimestre de 2019 permitió superar 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 29,6 MM durante el primer trimestre del año 2019, un 165,9% superior al del mismo periodo del año anterior. Por una parte, las inversiones en activos fijos e intangibles totalizaron Ps 30,5 MMM en el primer trimestre de 2019 y fueron superiores en un 93,3% a las del mismo periodo del año anterior. Por otra parte, se realizaron parcialmente las tenencias de títulos públicos BONAR 2020 y 2021 y cobro de interés financiero, con un ingreso de efectivo de Ps 1,0 MM.

A su vez, como resultado de sus actividades de financiación, durante el primer trimestre de 2019 la compañía tuvo una disminución neta de fondos de Ps 7,6 MM, en comparación con la disminución neta de fondos de Ps 6,2 MM ocurrida en el mismo periodo de 2018. Esta diferencia fue generada por una menor toma y una mayor cancelación de vencimientos de deuda por Ps 4,3 MM, por un mayor pago de intereses por Ps 3,2 MM y el pago por arrendamientos por Ps 2,6 MM.



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 68,2 MM⁽¹⁾ al 31 de marzo de 2019.

De este modo, la deuda total expresada en dólares alcanzó los USD 8,9 MM, y la deuda neta los USD 7,3 MM⁽¹⁾, con una ratio Deuda neta/EBITDA Ajustado⁽²⁾ de 1,74x.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del primer trimestre de 2019 fue de 43,19%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 7,42%.

(1) Incluye inversiones en activos financieros (títulos públicos) por USD 267 millones a valor de mercado

(2) Deuda Neta: 7.286 MUSD / EBITDA Ajustado LTM: 4.185 MUSD = 1,74x



5. TABLAS Y NOTAS
Resultados 1T 2019

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

	1T 2018	4T 2018	1T 2019	Var.% 1T19 / 1T18
Ingresos	75.823	145.775	130.907	72,6%
Costos	(63.438)	(118.173)	(104.754)	65,1%
Resultado bruto	12.385	27.602	26.153	111,2%
Gastos de comercialización	(5.181)	(9.743)	(9.820)	89,5%
Gastos de administración	(2.354)	(4.948)	(4.768)	102,5%
Gastos de exploración	(323)	(3.597)	(1.521)	370,9%
Recupero/(Deterioro) de propiedades, planta y equipo	-	2.900	-	0,0%
Otros resultados operativos, netos	12.827	(219)	587	-95,4%
Resultado operativo	17.354	11.995	10.631	-38,7%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	214	7.337	1.559	628,5%
Ingresos financieros	7.899	(922)	25.343	220,8%
Costos financieros	(8.923)	(7.931)	(19.997)	124,1%
Otros resultados financieros	1.142	1.966	2.677	134,4%
Resultados financieros netos	118	(6.887)	8.023	6699,2%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	17.686	12.445	20.213	14,3%
Impuesto a las ganancias	(11.700)	5.460	(28.366)	142,4%
Resultado neto del ejercicio	5.986	17.905	(8.153)	N/A
Resultado neto atribuible al interes no controlante	(81)	555	32	N/A
Resultado neto atribuible al accionista de la controlante	6.067	17.350	(8.185)	N/A
Resultado neto por acción básico y diluida	15,47	44,38	(20,86)	N/A
Otros resultados integrales	13.509	(16.789)	56.337	317,0%
Resultado integral total del periodo	19.495	1.116	48.184	147,2%
EBITDA (*)	36.492	35.434	42.174	15,6%

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 propiedades, planta y equipo.

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

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/3/2019</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	20.402	23.347
Propiedades, planta y equipo	699.087	799.914
Activos por derecho de uso	-	26.459
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	32.686	39.395
Activos por impuesto diferido, netos	301	433
Otros créditos	9.617	10.298
Créditos por ventas	23.508	22.581
Total del activo no corriente	<u>785.601</u>	<u>922.427</u>
Activo Corriente		
Activos mantenidos para su disposición	3.189	2.372
Inventarios	53.324	65.860
Activos de contratos	420	538
Otros créditos	21.867	25.091
Créditos por ventas	72.646	78.111
Inversiones en activos financieros	10.941	11.564
Efectivo y equivalentes de efectivo	46.028	56.599
Total del activo corriente	<u>208.415</u>	<u>240.135</u>
Total del activo	<u>994.016</u>	<u>1.162.562</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.518	10.620
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	348.682	396.359
Interés no controlante	3.157	3.664
Total Patrimonio Neto	<u>362.357</u>	<u>410.643</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	83.388	106.603
Pasivos por impuesto diferido, netos	91.125	98.694
Pasivos de contratos	1.828	1.778
Impuesto a las ganancias a pagar	-	4.300
Cargas fiscales	2.175	2.085
Pasivos por arrendamientos	-	15.371
Préstamos	270.252	307.414
Otros pasivos	549	560
Cuentas por pagar	3.373	3.329
Total del pasivo no corriente	<u>452.690</u>	<u>540.134</u>
Pasivo Corriente		
Pasivo asociados con activos mantenidos para su disposición	3.133	1.853
Provisiones	4.529	5.001
Pasivos de contratos	4.996	3.929
Impuesto a las ganancias a pagar	357	5.571
Cargas fiscales	10.027	12.688
Remuneraciones y cargas sociales	6.154	5.487
Pasivos por arrendamientos	-	11.305
Préstamos	64.826	75.868
Otros pasivos	722	897
Cuentas por pagar	84.225	89.186
Total del pasivo corriente	<u>178.969</u>	<u>211.785</u>
Total del pasivo	<u>631.659</u>	<u>751.919</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>994.016</u>	<u>1.162.562</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 2018	4T 2018	1T 2019
Actividades operativas:			
Resultado neto	5.986	17.905	(8.153)
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(214)	(7.337)	(1.559)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	18.714	22.915	28.048
Depreciación de activos por derecho de uso	-	-	2.020
Amortización de activos intangibles	247	738	483
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	1.466	6.352	4.297
Cargo por impuesto a las ganancias	11.700	(5.460)	28.366
(Recupero)/Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	(2.900)	-
Aumento neto de provisiones	1.593	(9.399)	3.213
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	49	19.377	(8.432)
Planes de beneficios en acciones	53	102	103
Seguros devengados	-	(147)	-
Resultado por revaluación de sociedades	(11.980)	-	-
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas	(4.230)	36	(1.382)
Otros créditos	(4.835)	(5.569)	(3.378)
Inventarios	50	5.123	(4.198)
Cuentas por pagar	3.241	2.329	5.525
Cargas fiscales	2.188	(1.832)	1.945
Remuneraciones y cargas sociales	(863)	1.564	(423)
Otros pasivos	(1.930)	44	232
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(383)	(875)	(862)
Activos de contratos	(112)	38	(118)
Pasivos de contratos	871	1.354	(2.832)
Dividendos cobrados	104	109	50
Cobro de seguros por pérdida de beneficio	-	20	758
Pagos de impuesto a las ganancias	(289)	(675)	(1.063)
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	21.426	43.812	42.640
Actividades de inversión:			
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(15.794)	(30.968)	(30.530)
Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	(280)	4	-
Cobros por ventas de activos financieros	4.953	1.477	957
Intereses cobrados de activos financieros	-	457	-
Pagos por combinación de negocios	-	(2.307)	-
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(11.121)	(31.337)	(29.573)
Actividades de financiación:			
Pago de préstamos	(9.435)	(22.939)	(9.534)
Pago de intereses	(5.399)	(7.664)	(8.625)
Préstamos obtenidos	8.666	10.996	13.081
Pagos por arrendamientos	-	-	(2.555)
Dividendos pagados	-	(1.200)	-
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(6.168)	(20.807)	(7.633)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	636	(3.555)	5.137
Reclasificación a activos mantenidos para su disposición	-	-	-
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	4.773	(11.887)	10.571
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	28.738	57.915	46.028
Efectivo y equivalentes al cierre del período	33.511	46.028	56.599
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	4.773	(11.887)	10.571
COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO			
Caja y Bancos	12.325	6.678	5.676
Otros Activos Financieros	21.186	39.350	50.923
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	33.511	46.028	56.599

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 2019	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	321	20.043	108.365	3.408	(1.230)	130.907
Ingresos intersegmentos	55.224	1.745	572	4.816	(62.357)	-
Ingresos Ordinarios	55.545	21.788	108.937	8.224	(63.587)	130.907
Resultado operativo	(1.663)	(234)	13.283	(2.056)	1.301	10.631
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	1.442	117	-	-	1.559
Depreciación de propiedades, planta y equipo	23.125	269	4.027	627	-	28.048
Recupero/(Deterioro) de propiedades, planta y equipo	-	-	-	-	-	-
Inversión en propiedades, planta y equipo	24.804	1.177	3.568	828	-	30.377
Activos	572.482	145.013	352.457	98.021	(5.411)	1.162.562

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
Recupero/(Deterioro) de propiedades, planta y equipo	-	-	-	-	-	-
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

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

<i>Millones de USD</i>	2018	2018	2019	Var
	1T	4T	1T	1T 19 / 1T 18
ESTADO DE RESULTADOS				
Ingresos Ordinarios	3.858	3.939	3.321	-13,9%
Costos de Ventas	-3.228	-3.193	-2.656	-17,7%
Utilidad bruta	630	746	665	5,6%
Otros resultados operativos	253	-422	-394	N/A
Utilidad operativa	883	324	272	-69,2%
Depreciaciones + deterioro del valor de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	952	541	718	-24,6%
Depreciaciones de activos por derecho de uso	0	0	52	N/A
Amortización de activos intangibles	13	20	12	-2,0%
Perforaciones exploratorias improductivas	9	73	25	182,4%
EBITDA	1.857	957	1.079	-41,9%
EBITDA Ajustado	1.247	957	1.022	-18,0%
UPSTREAM				
Ventas netas	1.969	1.678	1.424	-27,7%
Utilidad operativa	109	142	-42	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	830	463	624	-24,8%
EBITDA	948	678	608	-35,9%
EBITDA Ajustado	948	678	574	-39,5%
Inversiones	663	627	636	-4,1%
DOWNSTREAM				
Ventas netas	3.070	3.186	2.782	-9,4%
Utilidad operativa	204	118	339	66,4%
Depreciaciones y amortizaciones	116	124	128	10,8%
EBITDA	320	241	468	46,3%
EBITDA Ajustado	320	241	452	41,5%
Inversiones	64	217	91	43,2%
GAS Y ENERGÍA				
Ventas netas	866	718	542	-37,4%
Utilidad operativa	623	21	-6	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	3	21	12	310,3%
EBITDA	626	42	6	-99,0%
EBITDA Ajustado	17	42	-1	N/A
Inversiones	19	26	28	45,1%
ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS				
Utilidad operativa	-50	-52	-54	6,3%
Inversiones	11	46	21	100,1%
AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN				
Utilidad operativa	-3	96	33	N/A
Tipo de cambio promedio del periodo	19,65	37,01	39,00	
Tipo de cambio cierre del periodo	20,10	37,60	43,25	

NOTA: Para los períodos del primer trimestre y cuarto trimestre del 2018, el cálculo de las magnitudes financieras expresadas en dólares estadounidenses surge del cálculo de los resultados consolidados expresados en pesos argentinos dividido el tipo de cambio promedio de cada periodo. Para el primer trimestre del 2019, el cálculo de las magnitudes financieras expresadas en dólares estadounidenses surge de la suma de: (1) los resultados individuales de YPF S.A. expresados en pesos argentinos dividido el tipo de cambio promedio del periodo y (2) los resultados de las compañías subsidiarias expresados en pesos argentinos dividido el tipo de cambio de cierre.

5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS (Cifras no auditadas)

	Unidad	2018					2019
		1T	2T	3T	4T	Acum. 2018	1T
Producción							
Producción de crudo	Kbbl	20.483	20.591	20.933	20.897	82.904	20.376
Producción de NGL	Kbbl	4.228	3.781	2.477	3.657	14.144	3.753
Producción de gas	Mm3	3.935	4.004	4.018	3.382	15.339	3.126
PRODUCCIÓN TOTAL	Kbpe	49.460	49.554	48.679	45.826	193.519	43.788
Henry Hub	US\$/mbtu	3,00	2,80	2,90	3,64	3,09	3,15
Brent	US\$/bbl	66,81	74,50	75,22	67,71	71,06	63,17
Ventas							
Ventas de productos refinados							
Mercado interno							
Motonaftas	Km3	1.373	1.288	1.321	1.368	5.350	1.363
Gasoil	Km3	1.870	2.023	2.154	2.052	8.099	1.874
JP1 y Kerosene	Km3	135	125	146	166	572	164
Fuel Oil	Km3	7	10	10	8	35	9
LPG	Km3	146	185	196	150	677	131
Otros (*)	Km3	381	416	323	353	1.473	324
Total mercado interno	Km3	3.912	4.047	4.150	4.097	16.206	3.865
Exportación							
Nafta Virgen	Km3	24	44	0	91	159	48
JP1 y Kerosene	Km3	141	136	144	167	588	183
LPG	Km3	194	91	41	135	461	126
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	101	72	65	84	322	83
Otros (*)	Km3	52	50	93	101	296	80
Total Exportación	Km3	512	393	343	578	1.826	520
Total ventas productos refinados	Km3	4.424	4.440	4.493	4.675	18.032	4.385
Ventas de productos químicos							
Mercado interno							
Fertilizantes	Ktn	38	85	117	97	337	42
Metanol	Ktn	69	93	64	57	283	45
Otros	Ktn	138	115	139	116	508	116
Total mercado interno	Ktn	245	293	320	270	1.128	203
Exportación							
Metanol	Ktn	24	75	31	72	202	38
Otros	Ktn	36	63	42	67	208	47
Total exportación	Ktn	60	138	73	139	410	85
Total ventas productos químicos	Ktn	305	431	393	409	1.538	288
Ventas de otros productos							
Granos, harinas y aceites							
Mercado interno	Ktn	30	23	92	55	200	43
Exportación	Ktn	169	236	177	128	710	199
Total granos, harinas y aceites	Ktn	199	259	269	183	910	242
Principales volúmenes importados							
Naftas y Jet Fuel	Km3	114	59	49	46	268	118
Gasoil	Km3	111	161	355	196	823	136

(*) 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 2018, 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