**YPF S.A.**

**Resultados Consolidados**

**2T 2019**

**ÍNDICE**

[1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2019 3](#_Toc331003944)

[2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2019 4](#_Toc331003944)

[3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2019](#_Toc331003945) 7

[3.1 UPSTREAM](#_Toc331003946) 7

[3.2 DOWNSTREAM](#_Toc331003947) 11

[3.3 GAS Y ENERGÍA](#_Toc331003947) 15

[3.4 CORPORACIÓN Y OTROS](#_Toc331003948) 17

[4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL](#_Toc331003950) 17

[5. TABLAS Y NOTAS](#_Toc331003950) 19

[5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO](#_Toc331003952) 20

[5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO 21](#_Toc331003953)

[5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO](#_Toc331003954) 22

[5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO 23](#_Toc331003954)

[5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES 24](#_Toc331003954)

[5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS 25](#_Toc331003954)

**El EBITDA Ajustado del segundo trimestre de 2019 alcanzó los Ps 41,6 MM, un 67,8% superior al segundo trimestre 2018.**



EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación de propiedad, planta y equipo + Depreciación de activos por derecho de uso + 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 SEGUNDO TRIMESTRE DE 2019

* Los ingresos ordinarios en el segundo trimestre de 2019 ascendieron a Ps 160,3 MM, un 72,3% superiores al segundo trimestre de 2018.
* En el segundo trimestre de 2019, el resultado operativo alcanzó los Ps 7,2 MM, un 310,5% superior respecto al resultado operativo del segundo trimestre de 2018. Por su parte, el EBITDA Ajustado para el segundo trimestre del año 2019 alcanzó los Ps 41,6 MM, siendo un 67,8% mayor que el EBITDA Ajustado del segundo trimestre del año 2018.
* El flujo de caja operativo ascendió a los Ps 40,7 MM para el segundo trimestre de 2019, siendo éste un 47,6% superior a los Ps 27,6 MM reportados para el segundo trimestre de 2018.
* En cuanto a las inversiones totales en propiedades, planta y equipo, se incrementaron en un 107,3%, alcanzando los Ps 40,1 MM en el segundo trimestre de 2019.
* La producción total de hidrocarburos del segundo trimestre de 2019 disminuyó un 5,3%, alcanzando los 515,7 Kbped, en comparación al segundo trimestre de 2018.
* El promedio de crudo procesado del segundo trimestre de 2019 alcanzó los 262,8 Kbbld, un 4,4% inferior al segundo trimestre de 2018, siendo el promedio de utilización de las refinerías para el segundo trimestre del 2019 del 82,2%.

# 

# 2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE 2019

Los ingresos correspondientes al segundo trimestre de 2019 fueron de Ps 160,3 MM, lo que representa un aumento del 72,3% en comparación con los Ps 93,0 MM del segundo trimestre 2018. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos antes mencionados, se destacan:

* Las ventas de gas oil del segundo trimestre 2019 ascendieron a Ps 53,6 MM, siendo superiores a las del segundo trimestre del año 2018 en Ps 25,1 MM, o 87,7%;
* Las ventas de naftas del segundo trimestre 2019 ascendieron los Ps 32,4 MM, siendo superiores a las del segundo trimestre 2018 en Ps 12,8 MM, o 65,0%;
* Las ventas como productores de gas natural del segundo trimestre 2019 totalizaron Ps 19,2 MM en comparación a los Ps 15,3 MM del segundo trimestre 2018, lo que representa un incremento de Ps 3,9 MM, o 25,9%;
* Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales, pequeñas industrias y comercios) del segundo trimestre 2019 ascendieron a los Ps 9,7 MM frente a los Ps 5,4 MM del segundo trimestre del 2018, lo que representa un incremento de Ps 4,3 MM, o 80,4%;
* Las restantes ventas en el mercado interno, entre las que se destacan aquellas de jet fuel, fertilizantes, petroquímicos, lubricantes, y GLP, entre otros, totalizaron Ps 23,9 MM, reportando un incremento de Ps 9,8 MM o 70,0% en comparación a los Ps 14,1 MM del segundo trimestre 2018;
* Los ingresos obtenidos en el mercado externo durante el segundo trimestre 2019 alcanzaron los Ps 21,5 MM, con un incremento de Ps 11,4 MM, o 112,4%, frente a los Ps 10,1 MM del segundo trimestre 2018.

El costo de ventas en el segundo trimestre de 2019 fue de Ps 134,2 MM, un 63,7% superior al del segundo trimestre de 2018, incluyendo incrementos en los costos de producción del 63,7% y en las compras del 89,1%. Los costos erogables incluyendo costos de producción y compras, pero excluyendo depreciaciones y amortizaciones aumentaron 81,8%. En cuanto a las principales causas de la variación, se destacan:

1. *Costos de producción*

* Las depreciaciones de propiedades, planta y equipo ascendieron a Ps 32,3 MM en el segundo trimestre 2019 en comparación a los Ps 22,0 MM del segundo trimestre 2018, lo que representa un incremento de Ps 10,3 MM o 46,8%;
* Los conceptos relacionados al costo de extracción (“lifting cost”) durante el segundo trimestre 2019 ascendieron a Ps 25,1 MM siendo superiores a los Ps 13,0 MM del segundo trimestre 2018 en Ps 12,1 MM, o 93,2%;
* Las regalías y otros cargos asociados a la producción del segundo trimestre 2019 ascendieron a Ps 10,4 MM en comparación a los Ps 7,3 MM del segundo trimestre 2018, lo que representa un incremento de Ps 3,1 MM, o 42,9%;
* Los conceptos vinculados al costo de refinación en el segundo trimestre 2019 ascendieron a Ps 5,7 MM en comparación a los Ps 2,9 MM del segundo trimestre 2018, reportando un incremento de Ps 2,8 MM, o 99,0%;
* Los costos de transporte del segundo trimestre 2019 totalizaron Ps 5,0 MM siendo superiores a los Ps 2,6 MM del segundo trimestre 2018 en Ps 2,4 MM, o 89,5%.

*b) Compras*

* Las compras de petróleo crudo a terceros en el segundo trimestre 2019 totalizaron Ps 12,6 MM siendo superiores a los Ps 6,5 MM del segundo trimestre 2018 en aproximadamente Ps 6,1 MM, o 94,5%;
* Las importaciones de combustibles en el segundo trimestre 2019 ascendieron a Ps 10,4 MM siendo superiores a los Ps 3,8 MM del segundo trimestre 2018 en aproximadamente Ps 6,6 MM, o 176,9%;
* Las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) del segundo trimestre 2019 alcanzaron los Ps 7,6 MM reportando un incremento de Ps 2,3 MM, o 43,2%, respecto a los Ps 5,3 MM del segundo trimestre 2018;
* 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 5,8 MM en el segundo trimestre 2019, siendo superiores a los Ps 2,8 MM del segundo trimestre 2018 en Ps 3,0 MM, o 107,4%;
* 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 segundo trimestre 2019 alcanzaron los Ps 5,3 MM, siendo superiores a los Ps 4,0 MM del segundo trimestre 2018 en Ps 1,3 MM, o 31,1%;
* En el segundo trimestre de 2019 se registró una variación de existencia positiva por Ps 5,4 MM, en comparación con la variación de existencia negativa registrada en el segundo trimestre de 2018 de Ps 0,9 MM, principalmente como consecuencia del incremento en el costo de los inventarios de la Compañía, afectados fundamentalmente por los mayores costos de extracción (lifting cost) mencionados anteriormente.

Los gastos de comercialización en el segundo trimestre de 2019 ascendieron a Ps 11,2 MM, presentando un incremento del 90,4% en comparación a los Ps 5,9 MM del segundo 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 y del impuesto a las operaciones financieras, mayores cargos por depreciación de activos fijos y mayores gastos de personal, entre otros.

Los gastos de administración correspondientes al segundo trimestre de 2019 ascendieron a Ps 5,8 MM presentando un aumento del 95,1% frente a los Ps 3,0 MM registrados durante el segundo 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 segundo trimestre de 2019 ascendieron a Ps 1,1 MM, presentando un incremento de 127,6% frente a los Ps 0,5 MM registrados en el segundo trimestre de 2018.

Los otros resultados operativos, netos, correspondientes al segundo trimestre de 2019 fueron negativos en Ps 0,9 MM, comparados con la pérdida de Ps 17 millones del mismo período de 2018. La variación corresponde principalmente a mayores cargos en la provisión para contingencias judiciales y a que en el segundo trimestre de 2018, se había registrado una ganancia de Ps 0,3 MM como resultado la cesión total de participación en el área Cerro Bandera.

Los resultados financieros netos correspondientes al segundo trimestre de 2019 fueron negativos en Ps 14,4 MM, en comparación con la ganancia de Ps 22,8 MM correspondientes al mismo trimestre de 2018. En este orden, se registró una menor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos de Ps 32,4 MM, debido a la apreciación del peso observada durante el segundo trimestre de 2019, en comparación con el mismo período de 2018, donde se había producido una devaluación del peso. A su vez, se registraron mayores intereses negativos por Ps 4,3 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 mayores cargos positivos por otros resultados financieros por Ps 0,7 MM, y mayores intereses ganados por Ps 0,9 MM.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al segundo trimestre de 2019 fue positivo en Ps 3,0 MM, en comparación con el cargo negativo de Ps 21,9 MM correspondiente al mismo período del año 2018, todo ello considerando la tasa efectiva proyectada.

El resultado neto del segundo trimestre de 2019 fue una pérdida de Ps 2,3 MM, en comparación al resultado neto positivo de Ps 1,5 MM del segundo trimestre de 2018.

Las inversiones totales en propiedad, planta y equipo del segundo trimestre 2019 alcanzaron los Ps 40,1 MM siendo superiores en un 107,3% a las inversiones realizadas durante el segundo trimestre de 2018.

**3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2019**

## 3.1 UPSTREAM



(\*) El precio promedio del crudo ha sido recalculado.

(\*\*) 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 segundo trimestre 2019 totalizó una ganancia de Ps 4,2 MM, en comparación con la ganancia de Ps 2,9 MM del segundo trimestre 2018.

En el segundo trimestre de 2019, las ventas del segmento crecieron un 59,9% en relación al mismo periodo de 2018, totalizando Ps 74,1 MM. Este incremento se produce como resultado de los siguientes factores:

* Las ventas de petróleo totalizaron Ps 53,7 MM, siendo superiores en Ps 23,5 MM, o 77,8%, a los Ps 30,2 MM del segundo trimestre 2019 debido a que el precio intersegmento del petróleo aumentó aproximadamente un 71,7% medido en pesos. El precio de realización del crudo expresado en dólares en el segundo trimestre 2019 disminuyó un 8,1% hasta los 58,7 USD/bbl. Asimismo, el volumen de petróleo crudo transferido entre segmentos disminuyó 0,7%;
* Las ventas como productores de gas natural alcanzaron los Ps 22,1 MM reflejando un incremento de Ps 5,7 MM o 35,2% respecto a los Ps 16,4 MM del segundo trimestre 2018 como consecuencia de un incremento del 56,8% del precio promedio en pesos, considerando la devaluación producida entre ambos períodos. El precio de realización promedio del trimestre en dólares fue de 4,06 USD/Mmbtu, un 13,6% inferior al del mismo trimestre 2018. Asimismo, los volúmenes comercializados entre segmentos presentaron una disminución del 10,0%, en comparación con el mismo periodo de 2018 debido principalmente por el exceso de oferta de gas frente a la demanda doméstica, lo cual impactó en la producción de gas natural.

Durante el segundo trimestre del año 2019 la producción total de hidrocarburos alcanzó los 515,7 Kbped, siendo un 5,3% inferior a la del mismo periodo 2018. La producción de crudo disminuyó apenas un 1,0% totalizando 224,0 Kbbld. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2018 finalizó el proceso de cesión de áreas marginales cuya producción durante el segundo trimestre de 2018 fue de 2,1 Kbbld. El mercado de gas natural en la argentina durante el segundo trimestre de 2019 se vio afectado, aunque en menor medida respecto al primer trimestre, 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 en abril y en menor medida en mayo, como así también a partir de la reinyección del hidrocarburo. Entre otros, las temperaturas promedio observadas en el segundo trimestre 2019 y la menor demanda en los sectores de gran consumo, determinaron un menor consumo de gas natural por el sector de usinas e industrias, lo cual afectó la demanda y consecuentemente, la oferta de gas natural. En este orden, la producción de gas natural disminuyó un 8,8% respecto al mismo periodo de 2018, alcanzando los 40,1 Mm3d. Por su parte, la producción de NGL se redujo un 5,3% alcanzando los 39,4 Kbbld debido fundamentalmente a las pérdidas por corte de energía en junio 2019 junto con el incendio en la planta de Etileno DOW que limitó la utilización de la capacidad instalada en MEGA para la producción de Etano que no pudieron entregarse para su refinación.

Respecto de la actividad de desarrollo, en el segundo trimestre de 2019 se han puesto en producción un total de 111 pozos nuevos, incluyendo los pozos de shale y tight mencionados posteriormente, de los cuales 22 son no operados.

Durante el segundo trimestre de 2019, en las áreas de shale la producción neta para YPF alcanzó un total de 82,4 Kbped de hidrocarburos, lo que representa un aumento del 47,9% respecto al segundo trimestre 2018. Dicha producción se compone por 32,1 Kbbld de crudo, 9,0 Kbbld de NGL y 6,6 Mm3d de gas natural. En cuanto a la actividad de desarrollo operada, se han puesto en producción 39 pozos con objetivo Vaca Muerta, alcanzando un total de pozos activos, al cierre del segundo trimestre de 2019, de aproximadamente 780 pozos de los cuales 58 son no operados, contando con un total de 19 equipos activos de perforación y 10 de workover.

En cuanto al desarrollo de tight, la producción neta alcanzó en el segundo trimestre de 2019 a 10,8 Mm3d de gas, 4,9 Kbbld de NGL y 4,8 Kbbld de petróleo, de los cuales el 86,2% proviene de áreas operadas por YPF. En cuanto a la actividad operada se pusieron en producción 8 nuevos pozos en Estación Fernández Oro.

En materia de los costos operativos totales (excluyendo los gastos de exploración) se observó en el segundo trimestre de 2019 un incremento del 58,2%, alcanzando los Ps 68,5 MM. Se destacan dentro de esta variación:

* Las depreciaciones de propiedades, planta y equipo del segundo trimestre 2019 ascendieron a Ps 27,9 MM en comparación a los Ps 19,7 MM del segundo trimestre 2018, lo que representa un incremento de Ps 8,2 MM, o 41,7%, 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 amortización producto de la incorporación de reservas ocurrida durante el año 2018;
* Los conceptos relacionados al costo de extracción (“lifting cost”) del segundo trimestre 2019 ascendieron a Ps 25,1 MM, siendo superiores en Ps 12,1 MM, o 93,2%, a los Ps 13,0 MM del segundo trimestre 2018. Por su parte, el incremento del indicador unitario, medido en pesos, fue del 100,6%, en línea con el incremento general de precios de la economía e incrementado además por la mayor actividad de workover tendiente a mejorar la performance de producción de ciertos campos maduros, ponderado por la disminución de producción antes comentada;
* Las regalías y otros cargos asociados a la producción del segundo trimestre 2019 alcanzaron los Ps 10,4 MM en comparación a los Ps 7,3 MM del segundo trimestre 2018, lo que representa un incremento de Ps 3,1 MM, o 42,9%. Las regalías sobre la producción de petróleo crudo registraron un aumento de Ps 2,4 MM, mientras que las regalías y otros cargos asociados a la producción de gas natural aumentaron en Ps 0,7 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 en 2019;
* Los costos de transporte vinculados a la producción (camión, oleoductos y poliductos en yacimientos) ascendieron en el segundo trimestre de 2019 a Ps 2,1 MM lo que representa un aumento de aproximadamente Ps 1,2 MM, o 126,8%, respecto a los Ps 0,9 MM del segundo trimestre 2018 debido a un aumento de las tarifas en pesos y a la mayor actividad en áreas no convencionales.

Los gastos de exploración ascendieron a Ps 1,1 MM en el segundo trimestre de 2019, presentando un aumento del 129,7% comparado a los Ps 0,5 MM registrados en el segundo trimestre de 2018 debido principalmente a los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas, por un monto diferencial de Ps 0,4 MM y a mayores gastos de estudios sísmicos y geológicos por Ps 42 millones. Se destaca que la inversión exploratoria del trimestre fue un 49,9% superior al mismo período del año anterior, totalizando Ps 2,0 MM.

Los costos operativos erogables unitarios en dólares del segundo trimestre 2019 fueron de 20,3 USD/bpe, mostrando una disminución del 1,2% frente a los 20,5 USD/bpe del segundo trimestre 2018 (incluyendo tributos por 5,8 USD/bpe para el segundo trimestre 2019 y 6,8 USD/bpe para el segundo trimestre 2018). Por su parte el lifting cost promedio consolidado para la compañía en el segundo trimestre 2019 fue de 12,3 USD/bpe, un 10,4% superior respecto al segundo trimestre 2018.

Inversiones

Las inversiones en Upstream en el segundo trimestre de 2019 alcanzaron los Ps 31,9 MM siendo superiores en un 97,9% a las realizadas en el segundo trimestre de 2018. En relación con las inversiones mencionadas, cabe destacar que durante el segundo trimestre del año 2019 el 67,8% fueron destinadas a perforación y workover, el 23,6% a Instalaciones y el 8,6% restante a exploración y otras actividades Upstream.

Al igual que en el primer trimestre del 2019, la actividad durante el segundo trimestre estuvo principalmente enfocada en el shale oil, siendo los principales bloques el desarrollo de Loma Campana, La Amarga Chica y 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, El Guadal, Cañadon Leon 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 segundo trimestre 2019 estuvo focalizada, así como en el primer trimestre, 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 relación al bloque La Ribera se continuo con actividad que permita el desriskeo del proyecto. En lo relativo al tight gas, la principal actividad se concentró en el bloque Estación Fernández Oro (EFO).

En lo que concierne a la actividad exploratoria, el segundo 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, Filo Morado, Loma la Lata, Chachahuén, Rincón del Mangrullo, Al Norte de la Dorsal, El Manzano Oeste, Agua Salada, Dadín y CNQ7A. En la cuenca Golfo San Jorge la actividad se concentró en el bloque Cañadón de la Escondida. En la cuenca Cuyana la actividad se desarrolló en el bloque Mesa Verde.

Durante el segundo trimestre del año se han finalizado 13 proyectos exploratorios (12 de petróleo y 1 de gas).

## 3.2 DOWNSTREAM



(\*) No incluye las ventas de fertilizantes.

(\*\*) El precio neto promedio del gasoil para Q2 2018 sufrió un ajuste porque ingresaron comisiones pendientes.

El segmento del Downstream en el 2T de 2019 registró un resultado operativo de Ps 1,3 MM, lo que representa un aumento del 270,9% frente a la ganancia operativa de Ps 0,4 MM reportada en el 2T 2018.

Los ingresos netos del segmento Downstream, durante el segundo trimestre de 2019 alcanzaron los Ps 125,1 MM, representando un incremento de 78,0% en relación con los Ps 70,3 MM correspondientes al mismo período de 2018. Este incremento se produce debido a los siguientes factores:

* Las ventas de gas oil del segundo trimestre 2019 ascendieron a Ps 53,6 MM, siendo superiores a las del segundo trimestre 2018 en Ps 25,1 MM, o 87,7%, debido a un incremento aproximado del 91,6% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil, compensado parcialmente por menores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 2,1%, acompañando la baja observada en el mercado para este producto de aproximadamente 3,2%. Adicionalmente, se observó una caída del 5,9% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium);
* Las ventas de naftas del segundo trimestre 2019 ascendieron a los Ps 32,4 MM, siendo superiores a las del segundo trimestre 2018 en Ps 12,8 MM, o 65,0%, debido a un incremento aproximado del 68,6% en el precio promedio para el mix de naftas, compensado parcialmente por menores volúmenes despachados de aproximadamente 2,1%, acompañando la baja observada en el mercado para este producto de aproximadamente 5,3%. Adicionalmente, se observó una disminución del 24,1% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
* Las restantes ventas en el mercado interno del segundo trimestre 2019 totalizaron Ps 18,5 MM, reportando un incremento de Ps 6,5 MM o 54,6% respecto a las del segundo trimestre 2018. Se destacan las mayores ventas de fertilizantes por 179,6%, las mayores ventas de jet fuel en un 123,5%, las mayores ventas de petroquímicos por 60,3%, las mayores ventas de lubricantes por 50,3% y GLP por 14,6%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos medidos en pesos. Este incremento se vio parcialmente compensado por una disminución en las ventas de carbón por un 14,0%;
* Por su parte, los ingresos obtenidos en mercado externo durante el segundo trimestre 2019 alcanzaron los Ps 20,6 MM, reportando un incremento de Ps 10,5 MM, o 103,8% frente a las exportaciones de 2018. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de petróleo crudo por Ps 3,2 MM, o 940,8%, principalmente por un mayor volumen comercializado. Se registraron también mayores ventas al exterior de jet fuel por Ps 3,2 MM, o 111,6%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos de un 80,4% y en un 17,3% en los volúmenes vendidos. Las exportaciones de harinas y aceites se incrementaron por Ps 2,7 MM, o 105,3%, debido a un incremento de los precios promedio de venta medido en pesos y a un mayor volumen de venta. Las ventas de fuel oil aumentaron Ps 0,7 MM, o 109,5% debido a un incremento en los precios obtenidos y a mayores volúmenes comercializados. Además, las ventas de lubricantes se incrementaron por Ps 0,4 MM, con un precio promedio de venta en un 82,0% comparado con el mismo período de 2018. Los productos petroquímicos aumentaron Ps 0,3 MM, o 16,7%, debido a mejores precios obtenidos, compensado en parte por los menores volúmenes comercializados.

En el segundo trimestre de 2019 los costos y gastos operativos se incrementaron un 74,9%, o Ps 48,3 MM, en relación al mismo periodo del año anterior, alcanzando los Ps 112,8 MM. Se destacan:

* Las compras de petróleo crudo del segundo trimestre 2019 ascendieron a Ps 64,6 MM, siendo superiores a los Ps 37,0 MM del segundo trimestre 2018 en Ps 27,6 MM, o 74,7%. Se observó una suba de 71,0% 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 16,0%, mientras que el volumen de crudo transferido del segmento Upstream tuvo una disminución del 0,7%;
* Las importaciones de combustibles del segundo trimestre 2019 alcanzaron los Ps 10,4 MM, siendo superiores a los Ps 3,8 MM del segundo trimestre 2018 en Ps 6,6 MM, o 176,9% que corresponden fundamentalmente a mayores importaciones de gas oil y de jet fuel debido principalmente al menor nivel de procesamiento en 2019 como así también a la devaluación acaecida en el presente período mencionado previamente;
* Las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) correspondientes al segundo trimestre 2019 alcanzaron los Ps 7,6 MM, reportando un incremento de Ps 2,3 MM, o 43,2%, debido principalmente a un aumento de un 60,4% en el precio del FAME y un 44,2% en el precio del bioetanol, compensado parcialmente por una disminución en los volúmenes comprados de FAME del 10,8% y de bioetanol del 0,6%;
* Incremento en la recepción de granos por Ps 3,0 MM, o 107,4%, 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 41,4% en el precio promedio y del 46,6% en los volúmenes recepcionados;
* En el segundo trimestre de 2019 se registró en este segmento una variación de existencia positiva por Ps 2,0 MM, en comparación con la variación de existencia negativa registrada en el segundo trimestre de 2018 de Ps 0,4 MM, principalmente como consecuencia del aumento en el precio de crudo en el segundo trimestre 2019 (valorizado a precio de transferencia);
* En relación a los costos de producción, los costos de refinación del segundo trimestre 2019 totalizaron Ps 5,7 MM, siendo superiores a los Ps 2,9 MM del segundo trimestre 2018 en aproximadamente Ps 2,8 MM, o 99,0%. Dichos incrementos están fundamentalmente motivados por los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos y otros suministros y mayores cargos en reparaciones y mantenimiento. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo que el nivel de procesamiento en refinerías fue un 4,4% inferior, el costo de refinación unitario aumentó en el segundo trimestre de 2019 en un 108,2% en comparación con el mismo período de 2018;
* Las depreciaciones de propiedades, planta y equipo correspondientes al proceso productivo del segundo trimestre 2019 ascendieron a Ps 3,9 MM, reflejando un incremento de aproximadamente Ps 1,7 MM, o 79,3%, 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;
* Los costos de transporte vinculados a la producción (naval, oleoductos y poliductos) correspondientes al segundo trimestre 2019 alcanzaron los Ps 2,5 MM, lo que representa un incremento de Ps 1,0 MM, o 71,9% frente a los Ps 1,5 MM del segundo trimestre 2018 debido a un aumento de las tarifas en pesos.

Los gastos de comercialización del segundo trimestre 2019 ascendieron a Ps 10,5 MM, presentando un incremento de Ps 4,9 MM, o 88,4%, en comparación a los Ps 5,6 MM del segundo trimestre 2018. Dicho incremento fue motivado fundamentalmente por mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, como así también por mayores 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 262,8 Kbbld, un 4,4% inferior al del segundo trimestre del 2018, principalmente por el corte general de energía eléctrica en Argentina del día 16 de junio de 2019 y paros de planta realizados. Con estos niveles de procesamiento se obtuvo una menor producción de Gas Oil de (-1,9%), una menor producción de Naftas de (-6,2%), correspondiendo ésta última a la menor producción de Nafta Infinia por un (-37,9%), compensada en parte por una mayor producción de Nafta Super por un (+8,3%). Adicionalmente disminuyó la producción de otros refinados como gas licuado de petróleo (GLP), carbón de petróleo, asfaltos y bases lubricantes, mientras que incrementó la producción de fuel oil y nafta petroquímica, todo ello en comparación con las producciones del período anterior.

Inversiones

Las inversiones de Downstream del segundo trimestre del 2019 totalizaron Ps 6,0 MM, siendo un 123,7% superiores a las del segundo trimestre del año 2018.

En Refinería La Plata la obra de blending de naftas y gasoil se encuentra con la terminación mecánica finalizada y se comenzaron las obras principales del Revamping de la unidad de Topping D, a fin de aumentar la capacidad de procesamiento de crudo shale. La misma se estima que estará finalizada durante el año 2021. 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. En el Complejo Industrial La Plata, la obra de recepción de crudo cuenta con terminación mecánica. La misma permitirá una mayor flexibilidad en las cargas de crudo a los Toppings y aportará 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



En el segundo trimestre de 2019 el segmento de negocios de Gas y Energía registró una ganancia operativa de Ps 1,9 MM, frente a la utilidad operativa positiva de Ps 0,8 MM durante el mismo período de 2018.

Los ingresos netos del segmento durante el segundo trimestre del 2019 ascendieron a Ps 34,2 MM, reportando un incremento del 43,2% respecto al trimestre del año anterior. Se destacan:

* Las ventas como productores de gas natural en el mercado interno y externo alcanzaron Ps 22,1 MM siendo superiores a los Ps 15,3 MM del segundo trimestre 2018 en Ps 6,8 MM, o 44,9%, como consecuencia de un incremento en el precio promedio de 62,2% en pesos, compensado con una reducción del 10,7% 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 durante el segundo trimestre de 2019;
* Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales y pequeñas industrias y comercios) totalizaron Ps 9,7 MM, lo que representa un incremento de Ps 4,3 MM, o 80,4% en comparación a los Ps 5,4 MM del segundo 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 0,9 MM. Adicionalmente, obtuvo un incremento del precio promedio de 38,1%, y un incremento del 23,1% en los volúmenes comercializados a través de su red de distribución.

En materia de los costos operativos totales se observó durante el segundo trimestre de 2019 un incremento del 39,7%, alcanzando los Ps 30,9 MM comparado con los Ps 22,1 MM durante el mismo trimestre de 2018. Se destacan dentro de esta variación:

* Las compras de gas natural alcanzaron Ps 22,2 MM, mostrando un incremento de Ps 5,9 MM o 36,6% en comparación a los Ps 16,3 MM del segundo trimestre de 2018. Se observó una suba de 56,0% en los precios del gas natural expresado en pesos, principalmente debido a la devaluación acaecida. A su vez, el volumen comprado a terceros tuvo una disminución de 70,4%, mientras que el volumen de gas natural transferido del segmento Upstream también cayó un 10,0%;
* 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) ascendieron a Ps 5,2 MM siendo superiores por Ps 1,7 MM, o 50,9% a los Ps 3,5 MM del segundo trimestre de 2018, principalmente debido a la registración de un ajuste por inflación de Ps 0,5 MM en las compras de nuestra compañía controlada Metrogas S.A de, a un incremento en el precio de compra de aproximadamente 58,9%, y a una disminución de los volúmenes adquiridos del 5,1%;
* Las depreciaciones de propiedades, planta y equipos correspondientes al proceso productivo ascendieron Ps 0,3 MM, mostrando un incremento de Ps 0,2 MM o 336,1%, fundamentalmente motivado por la mayor amortización de bienes de usos de uso de la compañía controlada Metrogas en comparación con el mismo período del año anterior por la registración del ajuste por inflación.

## 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 2019 fue negativo en Ps 2,7 MM, frente a la pérdida operativa de Ps 1,5 MM correspondientes al mismo período de 2018. Dicha variación está relacionada principalmente con incrementos en los gastos de personal, mayores cargos por licencias informáticas, muchas de 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 2,5 MM en el segundo trimestre del año 2019 y de un monto negativo de Ps 0,8 MM en el segundo trimestre 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 segundo 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 segundo trimestre del año 2019, la generación de caja operativa alcanzó los Ps 40,7 MM, un 47,6% superior a la del mismo periodo del año anterior. Esta variación de Ps 13,1 MM tuvo lugar principalmente por el aumento del EBITDA de Ps 19,4 MM, y en menor medida por variaciones de capital de trabajo negativas, las cuales incluyen los pagos por adhesión al revalúo impositivo establecido en la Ley N° 27.430 y asimismo, por la adhesión al plan de facilidades de pago establecido por la RG N° 4477/2019 en relación con la deducción del costo de abandono de pozos correspondiente a los periodos 2005 a 2010 del Impuesto a las Ganancias, mayores cuentas a cobrar originadas en las mayores ventas del trimestre, compensado parcialmente con el cobro de cinco cuotas de los Bonos “Programas Gas Natural”. La generación de fondos durante el segundo trimestre de 2019 no permitió afrontar el monto que la Compañía requirió para financiar las inversiones realizadas durante el presente período, fundamentalmente a partir de las inversiones estratégicas realizadas en la Central Térmica Ensenada de Barragán y en el área Aguada del Chañar.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión alcanzó un total de Ps 48,0 MM durante el segundo trimestre del año 2019, un 176,5% superior al del mismo periodo del año anterior. Por una parte, las inversiones en activos fijos e intangibles totalizaron Ps 43,8 MMM en el segundo trimestre de 2019 y fueron superiores en un 141,8% a las del mismo periodo del año anterior. Cabe destacar que con fecha 25 de junio de 2019, YPF adquirió la concesión de explotación del Área Aguada del Chañar por Ps 4,1 MM Adicionalmente, se registraron mayores aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos por Ps 4,7 MM, principalmente por la adquisición de la Central Térmica Ensenada de Barragán. Por otra parte, durante el segundo trimestre de se percibieron Ps 0,5 MM de intereses de los títulos públicos BONAR 2020 y 2021.

A su vez, como resultado de sus actividades de financiación, durante el segundo trimestre de 2019 la compañía tuvo un aumento neto de fondos de Ps 6,6 MM, en comparación con la disminución neta de fondos de Ps 2,7 MM ocurrida en el mismo periodo de 2018. Esta diferencia fue generada principalmente por una mayor toma de deuda neta de pagos de capital por Ps 16,0 MM, por un mayor pago de intereses por Ps 3,4 MM y el pago por arrendamientos por Ps 3,0 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 67,2 MM(1) al 30 de junio de 2019.

De este modo, la deuda total expresada en dólares alcanzó los USD 9,4 MM, y la deuda neta los USD 7,8 MM(2), con una ratio Deuda neta/EBITDA Ajustado(2) de 1,90x.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del segundo trimestre de 2019 fue de 44,76%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 7,54%.

A continuación, se detallan las emisiones de Obligaciones Negociables de YPF realizadas durante el segundo trimestre de 2019:



1. Incluye inversiones en activos financieros (títulos públicos) por USD 256 millones a valor de mercado.
2. Deuda Neta: 7.758 MUSD / EBITDA Ajustado LTM: 4.077 MUSD = 1,90x. La Deuda Neta se calcula como deuda total menos efectivo y equivalentes e instrumentos financieros derivados.

# 5. TABLAS Y NOTAS

Resultados 2T 2019

## 

## 5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

YPF S.A. Y COMPAÑÍAS CONTROLADAS

(Cifras no auditadas expresadas en millones de pesos)

## 

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

(\*) EBITDA = Utilidad Operativa + Depreciación de propiedad, planta y equipo + Depreciación de activos por derecho de uso +

Amortización de activos intangibles + Perforaciones exploratorias improductivas + (Recupero) / Deterioro de propiedades, planta y equipo.

## 5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

## YPF S.A. Y COMPAÑÍAS CONTROLADAS

## (Cifras no auditadas expresadas en millones de pesos)



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

## 5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

YPF S.A. Y COMPAÑÍAS CONTROLADAS

(Cifras no auditadas expresadas en millones de pesos)



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

## 5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO

## YPF S.A. Y COMPAÑÍAS CONTROLADAS (Cifras no auditadas expresadas en millones de pesos)

## 

## 5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES

## (Cifras no auditadas)

## 

NOTA: Para el segundo 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 este período. Para los períodos del primer trimestre y segundo 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)



## (\*) 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 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