

YPF S.A.
Resultados Consolidados
3T 2019



ÍNDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2019.....	3
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2019	4
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL TERCER TRIMESTRE DE 2019	8
3.1 UPSTREAM.....	8
3.2 DOWNSTREAM.....	12
3.3 GAS Y ENERGÍA	16
3.4 CORPORACIÓN Y OTROS	17
4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL	18
5. TABLAS Y NOTAS	19
5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO	20
5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO.....	21
5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	22
5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO.....	23
5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES	24
5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS.....	25

El EBITDA Ajustado del tercer trimestre de 2019 alcanzó los Ps 49,3 MM, un 33,9% superior al tercer trimestre 2018.

3T 2018	2T 2019	3T 2019	Var.% 3T 19 / 3T 18	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2018	Ene-Sep 2019	Var.% 2019 / 2018
121.188	160.329	180.449	48,9%	Ingresos (Ps M)	290.045	471.685	62,6%
12.685	7.168	-30.625	N/A	Resultado operativo (Ps M)	31.785	-12.826	N/A
12.685	7.168	10.804	-14,8%	Resultado operativo antes de recupero/deterioro de activos (Ps M)	31.785	28.603	-10,0%
13.207	-2.327	-12.543	N/A	Resultado neto (Ps M)	20.701	-23.023	N/A
13.207	-2.327	18.529	40,3%	Resultado neto antes de recupero/deterioro de activos (Ps M)	20.701	8.049	-61,1%
36.821	44.151	52.867	43,6%	EBITDA (Ps M)	98.095	139.192	41,9%
36.821	41.585	49.299	33,9%	EBITDA Ajustado (Ps M)	86.115	130.745	51,8%
33,50	-6,85	-32,44	N/A	Resultado neto por acción (Ps /acción)	54,05	-60,15	N/A
27.232	40.081	41.038	50,7%	Inversiones (Ps M)	61.444	111.496	81,5%

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 NIC 29, 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 TERCER TRIMESTRE DE 2019

- Los ingresos en el tercer trimestre de 2019 ascendieron a Ps 180,4 MM, un 48,9% superiores al tercer trimestre de 2018.
- En el tercer trimestre 2019, el resultado operativo, antes del cargo por deterioro de activos, alcanzó los Ps 10,8 MM, un 14,8% inferior respecto al resultado operativo del tercer trimestre 2018. Considerando el cargo por deterioro de activos de Ps 41,4 MM (Ps 31,1 MM neto de impuestos) para el trimestre corriente, la pérdida operativa alcanzó los Ps 30,6 MM. Por su parte, el EBITDA Ajustado para el tercer trimestre del año 2019 alcanzó los Ps 49,3 MM, siendo un 33,9% mayor que el EBITDA Ajustado del tercer trimestre del año 2018.
- El flujo de caja operativo ascendió a los 60,3 MM para el tercer trimestre de 2019, siendo éste un 87,2% superior a los Ps 32,2 MM reportados para el tercer trimestre de 2018.



- En cuanto a las inversiones totales en propiedades, planta y equipo, se incrementaron en un 50,7%, alcanzando los Ps 41,0 MM en el tercer trimestre de 2019.
- La producción total de hidrocarburos del tercer trimestre de 2019 se mantuvo estable alcanzando los 530,0 Kbped, en comparación al tercer trimestre de 2018, todo ello a pesar de la disminución de la producción que afectó durante 2019 como consecuencia de la disposición de ciertos activos que representan aproximadamente 2,4 Kbped.
- El promedio de crudo procesado del tercer trimestre de 2019 alcanzó los 287,4 Kbbld, un 2,6% superior al tercer trimestre de 2018, siendo el promedio de utilización de las refinerías para el tercer trimestre del 2019 del 89,9%.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL TERCER TRIMESTRE 2019

Los ingresos correspondientes al tercer trimestre de 2019 fueron de Ps 180,4 MM, lo que representa un aumento del 48,9% en comparación con los Ps 121,2 MM del tercer trimestre 2018. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de gas oil del tercer trimestre 2019 ascendieron a Ps 59,0 MM, siendo superiores a las del tercer trimestre del año 2018 en Ps 20,3 MM, o 52,3%;
- Las ventas de naftas del tercer trimestre 2019 ascendieron los Ps 35,5 MM, siendo superiores a las del tercer trimestre 2018 en Ps 10,3 MM, o 40,7%;
- Las ventas como productores de gas natural del tercer trimestre 2019 totalizaron Ps 24,7 MM en comparación a los Ps 20,0 MM del tercer trimestre 2018, lo que representa un incremento de Ps 4,7 MM, o 23,6%;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales, pequeñas industrias y comercios) del tercer trimestre 2019 ascendieron a los Ps 12,8 MM frente a los Ps 7,0 MM del tercer trimestre del 2018, lo que representa un incremento de Ps 5,8 MM, o 83,2%;
- Las restantes ventas en el mercado interno, entre las que se destacan aquellas de jet fuel, petróleo crudo, petroquímicos, fuel oil, y lubricantes, entre otros, totalizaron Ps 29,4 MM, reportando un incremento de Ps 10,3 MM o 53,7% en comparación a los Ps 19,1 MM del tercer trimestre 2018;
- Los ingresos obtenidos en el mercado externo durante el tercer trimestre 2019 alcanzaron los Ps 19,0 MM, con un incremento de Ps 7,9 MM, o 71,1%, frente a los Ps 11,1 MM del tercer trimestre 2018.

El costo de ventas en el tercer trimestre de 2019 fue de Ps 149,6 MM, un 55,8% superior al del tercer trimestre de 2018, incluyendo incrementos en los costos de producción del 60,1% y en las compras del 30,8%. Los costos erogables incluyendo costos de producción y compras, pero excluyendo depreciaciones y amortizaciones aumentaron 44,9%. 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 35,5 MM en el tercer trimestre 2019 en comparación a los Ps 21,9 MM del tercer trimestre 2018, lo que representa un incremento de Ps 13,6 MM o 62,1%;
- Los conceptos relacionados al costo de extracción ("lifting cost") durante el tercer trimestre 2019 ascendieron a Ps 28,4 MM siendo superiores a los Ps 16,7 MM del tercer trimestre 2018 en Ps 11,7 MM, o 70,3%;
- Las regalías y otros cargos asociados a la producción del tercer trimestre 2019 ascendieron a Ps 10,7 MM en comparación a los Ps 9,3 MM del tercer trimestre 2018, lo que representa un incremento de Ps 1,4 MM, o 15,2%;
- Los conceptos vinculados al costo de refinación en el tercer trimestre 2019 ascendieron a Ps 6,5 MM en comparación a los Ps 3,4 MM del tercer trimestre 2018, reportando un incremento de Ps 3,1 MM, o 92,8%;
- Los costos de transporte del tercer trimestre 2019 totalizaron Ps 6,4 MM siendo superiores a los Ps 3,6 MM del tercer trimestre 2018 en Ps 2,8 MM, o 79,8%.

b) Compras

- Las compras de petróleo crudo a terceros en el tercer trimestre 2019 totalizaron Ps 11,5 MM siendo superiores a los Ps 10,0 MM del tercer trimestre 2018 en aproximadamente Ps 1,5 MM, o 14,7%;
- Las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) del tercer trimestre 2019 alcanzaron los Ps 9,1 MM reportando un incremento de Ps 2,7 MM, o 41,3%, respecto a los Ps 6,4 MM del tercer trimestre 2018;
- 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 tercer trimestre 2019 alcanzaron los Ps 7,3 MM, siendo superiores a los Ps 5,0 MM del tercer trimestre 2018 en Ps 2,3 MM, o 45,2%;
- 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 4,3 MM en el tercer trimestre 2019, siendo superiores a los Ps 1,7 MM del tercer trimestre 2018 en Ps 2,6 MM, o 154,6%;
- En el tercer trimestre de 2019 se registró una variación de existencia positiva por Ps 0,7 MM, en comparación con la variación de existencia positiva registrada en el tercer trimestre de 2018 de Ps 5,1 MM, principalmente como consecuencia del incremento en el costo de los inventarios de la Compañía.

Los gastos de comercialización en el tercer trimestre de 2019 ascendieron a Ps 11,9 MM, presentando un incremento del 67,3% en comparación a los Ps 7,1 MM del tercer 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 el cargo asociado al 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 tercer trimestre de 2019 ascendieron a Ps 6,1 MM presentando un aumento del 65,0% frente a los Ps 3,7 MM registrados durante el tercer 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 tercer trimestre de 2019 ascendieron a Ps 1,9 MM, presentando un incremento de 77,1% frente a los Ps 1,1 MM registrados en el tercer trimestre de 2018.

Durante el tercer trimestre de 2019, el Grupo reconoció un cargo no recurrente por deterioro de las propiedades, planta y equipo de Ps 41,4 MM (Ps 31,1 MM neto de impuestos), principalmente para la UGE Gas – Cuenca Neuquina generado entre otros por la caída de los precios del gas (y líquidos) debido a la situación que atraviesa este mercado tanto a nivel mundial como, por dinámicas específicas, a nivel local. Esta tendencia de precios se mantiene en las proyecciones a los próximos meses, todo lo que impacta en las inversiones y en la actividad, produciendo el deterioro en el valor de los activos por el cargo registrado.

Los otros resultados operativos, netos, correspondientes al tercer trimestre de 2019 fueron negativos en Ps 0,2 MM, comparados con la pérdida de Ps 0,6 MM del mismo período de 2018. La variación corresponde principalmente a mayores ingresos de seguros por siniestros, y un incentivo destinado a promover la fabricación nacional de bienes de capital correspondiente al decreto 379/2001, a partir de la actividad desarrollada por nuestra sociedad controlada A-Evangelista S.A., registrado en el tercer trimestre 2019, compensado en parte por mayores cargos negativos en la provisión para contingencias judiciales.

Los resultados financieros netos correspondientes al tercer trimestre de 2019 fueron positivos en Ps 27,4 MM, en comparación con la ganancia de Ps 25,5 MM correspondientes al mismo trimestre de 2018. En este orden, se registró una mayor diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos de Ps 3,8 MM, debido a la depreciación del peso observada durante el tercer trimestre de 2019, en comparación con el mismo período de 2018. A su vez, se registraron actualizaciones financieras netas positivas por Ps 8,7 MM, principalmente por la actualización de los pasivos por taponamiento y abandono de pozos, mayores intereses negativos por Ps 5,9 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. Adicionalmente, se registraron mayores cargos negativos por valuación a valor razonable de activos financieros por Ps 6,3 MM producto principalmente de la caída en la cotización de los títulos públicos BONAR 2020 y 2021 en el tercer trimestre 2019, y mayores intereses ganados por Ps 1,0 MM.



El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al tercer trimestre de 2019 fue negativo en Ps 9,0 MM, en comparación con el cargo negativo de Ps 23,4 MM correspondiente al mismo período del año 2018, todo ello considerando la tasa efectiva proyectada.

El resultado neto del tercer trimestre de 2019, antes del cargo por deterioro de activos, fue una ganancia de Ps 18,5 MM, en comparación al resultado neto positivo de Ps 13,2 MM del tercer trimestre de 2018. Considerando el cargo por deterioro de activos de Ps 41,4 MM (Ps 31,1 MM neto de impuestos) en el tercer trimestre de 2019, el resultado neto fue negativo por Ps 12,5 MM, en comparación con el resultado neto de Ps 13,2 MM del tercer trimestre del año 2018.

Las inversiones totales en propiedad, planta y equipo del tercer trimestre 2019 alcanzaron los Ps 41,0 MM siendo superiores en un 50,7% a las inversiones realizadas durante el tercer trimestre de 2018.

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

3.1 UPSTREAM

3T 2018	2T 2019	3T 2019	Var.% 3T 19 / 3T 18	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2018	Ene-Sep 2019	Var.% 2019 / 2018
12.215	4.212	-40.209	N/A	Resultado operativo (Ps M)	17.231	-37.660	N/A
12.215	4.212	352	-97,1%	Resultado operativo antes de recupero/deterioro de activos (Ps M)	17.231	2.901	-83,2%
63.466	74.059	76.722	20,9%	Ventas netas (Ps M)	148.478	206.326	39,0%
227,5	224,0	227,0	-0,2%	Producción crudo (Kbbld)	227,1	225,8	-0,6%
26,9	39,4	28,5	5,9%	Producción NGL (Kbbld)	38,4	36,5	-5,0%
43,7	40,1	43,6	-0,1%	Producción gas (Mm3d)	43,8	39,5	-9,7%
529,1	515,7	530,0	0,2%	Producción total (Kbped)	541,0	510,9	-5,6%
1.082	-1.056	-1.916	N/A	Gastos de exploración (Ps M)	1.869	-4.493	N/A
22.547	31.856	34.333	52,3%	Inversiones (Ps M)	51.679	90.993	76,1%
18.946	27.893	31.111	64,2%	Depreciaciones (Ps M)	54.935	82.129	49,5%
Precios de Realización							
63,7	58,7	48,5	-23,8%	Crudo mercado local Promedio período (*) (USD/bbl)	64,0	53,4	-16,5%
4,50	4,03	4,03	-10,4%	Precio promedio gas (**) (USD/Mmbtu)	4,62	3,91	-15,2%

(*) 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, antes del cargo por deterioro de activos, del tercer trimestre 2019 totalizó una ganancia de Ps 0,4 MM, en comparación con la ganancia de Ps 12,2 MM del tercer trimestre 2018. Considerando el cargo por deterioro de activos de Ps 40,6 MM, la pérdida operativa de este segmento en el tercer trimestre 2019 alcanza los Ps 40,2 MM.

En el tercer trimestre de 2019, las ventas del segmento crecieron un 20,9% en relación al mismo periodo de 2018, totalizando Ps 76,7 MM. Este incremento se produce como resultado de los siguientes factores:

- Las ventas de petróleo totalizaron Ps 49,8 MM, siendo superiores en Ps 7,1 MM, o 16,6%, a los Ps 42,7 MM del tercer trimestre 2018 debido a que el precio intersegmento del petróleo aumentó aproximadamente un 20,0% medido en pesos. El precio de realización del crudo expresado en dólares en el tercer trimestre 2019 disminuyó un 23,8% hasta los 48,5 USD/bbl impactado

fundamentalmente por la pesificación de los precios domésticos de crudos establecida por el del DNU N° 566/19 y sus modificatorios. Asimismo, el volumen de petróleo crudo transferido entre segmentos disminuyó 3,7%;

- Las ventas como productores de gas natural alcanzaron los Ps 27,1 MM reflejando un incremento de Ps 6,1 MM o 29,1% respecto a los Ps 21,0 MM del tercer trimestre 2018 como consecuencia de un incremento del 33,7% del precio promedio en pesos, considerando la devaluación producida entre ambos períodos. El precio de realización promedio del trimestre en dólares fue de 4,03 USD/Mmbtu, un 10,4% inferior al del mismo trimestre 2018. Asimismo, los volúmenes comercializados entre segmentos presentaron un aumento del 2,9%, en comparación con el mismo periodo de 2018.

Durante el tercer trimestre del año 2019 la producción total de hidrocarburos alcanzó los 530,0 Kbped, manteniéndose estable respecto a la del mismo periodo 2018. La producción de crudo disminuyó apenas un 0,2% totalizando 227,0 Kbbld. Adicionalmente, al 31 de diciembre y 31 de julio de 2019 finalizó el proceso de cesión de áreas marginales cuya producción durante el tercer trimestre de 2018 fue de 1,9 Kbbld y 0,5 Kbbld respectivamente. La producción de gas natural disminuyó un 0,1% respecto al mismo periodo de 2018, alcanzando los 43,6 Mm3d. Cabe destacar que, se han incrementado las ventas a distribuidoras frente a menores ventas a usinas. Por su parte, la producción de NGL aumentó un 5,9% alcanzando los 28,5 Kbbld.

Respecto de la actividad de desarrollo, en el tercer trimestre de 2019 se han puesto en producción un total de 109 pozos nuevos, incluyendo los pozos de shale y tight mencionados posteriormente, de los cuales 33 son no operados.

Durante el tercer trimestre de 2019, en las áreas de shale la producción neta para YPF alcanzó un total de 102,1 Kbped de hidrocarburos, lo que representa un aumento del 77,1% respecto al tercer trimestre 2018. Dicha producción se compone por 36,6 Kbbld de crudo, 7,1 Kbbld de NGL y 9,3 Mm3d de gas natural. En cuanto a la actividad de desarrollo operada, se han puesto en producción 32 pozos con objetivo Vaca Muerta, alcanzando un total de 808 pozos activos al cierre del tercer trimestre de 2019, de los cuales 72 son no operados, contando con un total de 18 equipos activos de perforación y 12 de workover.

En cuanto al desarrollo de tight, la producción neta alcanzó en el tercer trimestre de 2019 a 11,9 Mm3d de gas, 2,3 Kbbld de NGL y 5,6 Kbbld de petróleo, de los cuales el 88,9 % proviene de áreas operadas por YPF. En cuanto a la actividad operada se pusieron en producción 11 nuevos pozos, 10 en Estación Fernández Oro y 1 en Río Neuquén.

En materia de los costos operativos totales (excluyendo los gastos de exploración) se observó en el tercer trimestre de 2019 un incremento del 50,5%, alcanzando los Ps 75,0 MM. Se destacan dentro de esta variación:

- Las depreciaciones de propiedades, planta y equipo del tercer trimestre 2019 ascendieron a Ps 31,1 MM en comparación a los Ps 18,9 MM del tercer trimestre 2018, lo que representa un incremento de Ps 12,2 MM, o 64,3%, debido fundamentalmente a la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Compañía;

- Los conceptos relacionados al costo de extracción (“lifting cost”) del tercer trimestre 2019 ascendieron a Ps 28,4 MM, siendo superiores en Ps 11,7 MM, o 70,3%, a los Ps 16,7 MM del tercer trimestre 2018. Por su parte, el incremento del indicador unitario, medido en pesos, fue del 71,5%, 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;
- Las regalías y otros cargos asociados a la producción del tercer trimestre 2019 alcanzaron los Ps 10,7 MM en comparación a los Ps 9,3 MM del tercer trimestre 2018, lo que representa un incremento de Ps 1,4 MM, o 15,2%. Las regalías sobre la producción de petróleo crudo registraron un aumento de Ps 1,0 MM, o 16,3%, mientras que las regalías y otros cargos asociados a la producción de gas natural aumentaron en Ps 0,4 MM, o 12,8%, en ambos casos por el mayor valor en boca de pozo de estos productos medido en pesos;
- Los costos de transporte vinculados a la producción (camión, oleoductos y poliductos en yacimientos) ascendieron en el tercer trimestre de 2019 a Ps 2,5 MM lo que representa un aumento de aproximadamente Ps 1,3 MM, o 102,6%, respecto a los Ps 1,2 MM del tercer 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 1,9 MM en el tercer trimestre de 2019, presentando un aumento del 79,8% comparado a los Ps 1,1 MM registrados en el tercer trimestre de 2018 debido principalmente a los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas, por un monto diferencial de Ps 0,7 MM y a mayores gastos de estudios sísmicos y geológicos por Ps 0,4 MM. Se destaca que la inversión exploratoria del trimestre fue un 26,4% superior al mismo período del año anterior, totalizando Ps 2,0 MM.

Durante el tercer trimestre de 2019, el Grupo reconoció un cargo no recurrente por deterioro de las propiedades, planta y equipo de Ps 40,6 MM para la UGE Gas – Cuenca Neuquina generado entre otros por la caída de los precios del gas (y líquidos) debido a la situación que atraviesa este mercado tanto a nivel mundial como, por dinámicas específicas, a nivel local. Esta tendencia de precios se mantiene en las proyecciones a los próximos meses, todo lo que impacta en las inversiones y en la actividad, produciendo el deterioro en el valor de los activos por el cargo registrado.

Los costos operativos erogables unitarios en dólares del tercer trimestre 2019 fueron de 18,2 USD/bpe, mostrando una disminución del 8,8% frente a los 19,9 USD/bpe del tercer trimestre 2018 (incluyendo tributos por 5,0 USD/bpe para el tercer trimestre 2019 y 6,7 USD/bpe para el tercer trimestre 2018). Por su parte el lifting cost promedio consolidado para la compañía en el tercer trimestre 2019 fue de 11,6 USD/bpe, un 8,2% superior respecto al tercer trimestre 2018.



Inversiones

Las inversiones en Upstream en el tercer trimestre de 2019 alcanzaron los Ps 34,3 MM siendo superiores en un 52,3% a las realizadas en el tercer trimestre de 2018. En relación con las inversiones mencionadas, cabe destacar que durante el tercer trimestre del año 2019 el 66,9% fueron destinadas a perforación y workover, el 24,9% a Instalaciones y el 8,2% restante a exploración y otras actividades Upstream.

Al igual que en el segundo trimestre del 2019, la actividad durante el tercer trimestre estuvo principalmente enfocada en el shale oil, siendo los principales bloques el desarrollo de Loma Campana, La Amarga Chica y Bandurria Sur. Adicionalmente, se continua la actividad del piloto Chihuido de la Sierra Negra, como así también se están evaluando los primeros resultados de la actividad en los bloques Las Manadas, Filo Morado y Loma la Lata-Sierra Barrosa.

En lo relativo al petróleo convencional, la actividad estuvo focalizada en proyectos de recuperación primaria como los ejecutados en los bloques Mesa Verde, Manantiales Behr (Proyecto El Alba Valle, El Alba y Myburg), El Trébol-Escalante, Seco León como así también en proyectos de recuperación secundaria principalmente en los bloques de Chachahuen, Cerro Morado Este, Cerro Fortunoso, El Trébol, Los Perales, entre otros. A su vez, tal como se preveía, la actividad de inversión enfocada a la recuperación terciaria continúa su desarrollo, fundamentalmente en los bloques de Manantiales Behr, Los Perales y Desfiladero Bayo.

La actividad de shale gas durante el tercer trimestre 2019 estuvo focalizada en el bloque no operado de La Calera, con fuertes componentes de líquidos, y en la terminación de 3 pozos en la Ribera. 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 tercer trimestre de 2019 se concentró en la cuenca Neuquina en los bloques Loma la Lata, Rincón del Mangrullo, Al Norte de la Dorsal y Cerro Manrique.

Durante el tercer trimestre del año 2019 se han finalizado 3 proyectos exploratorios (3 de petróleo).

3.2 DOWNSTREAM

3T 2018	2T 2019	3T 2019	Var.% 3T 19 / 3T 18	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2018	Ene-Sep 2019	Var.% 2019 / 2018
-908	1.339	5.504	N/A	Resultado operativo (Ps M)	3.462	20.126	481,3%
91.220	125.104	136.516	49,7%	Ventas netas (Ps M)	221.830	370.557	67,0%
4.150	3.880	4.049	-2,4%	Ventas de productos refinados mercado interno (Km3)	12.109	11.794	-2,6%
343	405	425	23,9%	Exportación productos refinados (Km3)	1.248	1.350	8,2%
203	175	193	-4,9%	Venta de productos químicos mercado interno (*) (Ktn)	618	529	-14,4%
73	58	57	-21,9%	Exportacion de productos químicos (Ktn)	271	200	-26,2%
280,2	262,8	287,4	2,6%	Crudo procesado (Kbbld)	281,9	273,1	-3,1%
88%	82%	90%	2,6%	Utilización de las refinerías (%)	88%	85%	-3,1%
3.660	5.979	3.195	-12,7%	Inversiones (Ps M)	7.588	12.742	67,9%
3.465	4.731	4.764	37,5%	Depreciaciones (Ps M)	8.137	13.522	66,2%
585	564	532	-9,1%	Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (USD/m3)	637	555	-12,9%
572	614	586	2,4%	Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (**) (USD/m3)	609	602	-1,1%

(*) No incluye las ventas de fertilizantes.

(**) El precio neto promedio del gasoil para 3T 2018 sufrió un ajuste porque ingresaron comisiones pendientes.

El segmento del Downstream en el 3T de 2019 registró una ganancia operativa de Ps 5,5 MM, en comparación a la pérdida operativa de Ps 0,9 MM reportada en el 3T 2018.

Los ingresos netos del segmento Downstream, durante el tercer trimestre de 2019 alcanzaron los Ps 136,5 MM, representando un incremento de 49,7% en relación con los Ps 91,2 MM correspondientes al mismo período de 2018. Este incremento se produce debido a los siguientes factores:

- Las ventas de gas oil del tercer trimestre 2019 ascendieron a Ps 59,0 MM, siendo superiores a las del tercer trimestre 2018 en Ps 20,3 MM, o 52,3%, debido a un incremento aproximado del 61,4% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil en pesos, compensado parcialmente por menores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 5,6%, mientras en el mercado se pudo observar un incremento para este producto de aproximadamente 1,6%. Adicionalmente, se observó una caída del 5,5% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gas oil premium). Cabe destacar en esta comparación la situación extraordinaria de ventas evidenciada en el tercer trimestre de 2018, donde YPF alcanzó volúmenes superiores a los

normales fundamentalmente a partir de la menor participación de la competencia en ciertos mercados ante el contexto de la industria en aquel momento;

- Las ventas de naftas del tercer trimestre 2019 ascendieron a los Ps 35,5 MM, siendo superiores a las del tercer trimestre 2018 en Ps 10,3 MM, o 40,7%, debido a un incremento aproximado del 43,4% en el precio promedio para el mix de naftas, compensado parcialmente por menores volúmenes despachados de aproximadamente 1,8%, mientras en el mercado se pudo observar un leve incremento para este producto de aproximadamente 0,3%. Adicionalmente, se observó una disminución del 9,2% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las restantes ventas en el mercado interno del tercer trimestre 2019 totalizaron Ps 23,9 MM, reportando un incremento de Ps 7,8 MM o 48,0% respecto a las del tercer trimestre 2018. Se destacan las mayores ventas de fuel oil por 589,8%, las mayores ventas de petróleo crudo por 422,2%, las mayores ventas de jet fuel por 65,6%, las mayores ventas de asfaltos por 53,5%, las mayores ventas de fertilizantes por 40,7%, las mayores ventas de petroquímicos por 39,5% y de lubricantes por 35,7%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos medidos en pesos;
- Por su parte, los ingresos obtenidos en mercado externo durante el tercer trimestre 2019 alcanzaron los Ps 18,1 MM, reportando un incremento de Ps 7,0 MM, o 63,1% frente a las exportaciones de 2018. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de harinas y granos por Ps 2,9 MM, o 144,8%, debido a un incremento de 48,1% en los precios y de 65,3% en los volúmenes comercializados. Se registraron también mayores ventas al exterior de jet fuel por Ps 2,2 MM, o 52,0%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos de un 41,8% y en un 7,2% en los volúmenes vendidos. Las exportaciones de lubricantes se incrementaron por Ps 0,3 MM, o 61,8%, debido a un incremento de los precios promedio de venta medido en pesos, compensado por menores volúmenes comercializados. Las ventas de fuel oil aumentaron Ps 0,3 MM, o 32,1% debido a un incremento en los precios obtenidos, también compensado por menores volúmenes comercializados. Las ventas de petroquímicos aumentaron Ps 0,2 MM, o 12,9% debido a un incremento en los precios obtenidos medido en pesos. Además, en el presente trimestre se destacaron las exportaciones de nafta virgen por Ps 1,3 MM comparado con el tercer trimestre 2018 que no registró ventas al exterior de este producto.

En el tercer trimestre de 2019 los costos y gastos operativos se incrementaron un 39,7%, o Ps 33,8 MM, en relación al mismo periodo del año anterior, alcanzando los Ps 118,9 MM. Se destacan:

- Las compras de petróleo crudo del tercer trimestre 2019 ascendieron a Ps 61,3 MM, siendo superiores a los Ps 53,1 MM del tercer trimestre 2018 en Ps 8,2 MM, o 15,4%, afectados parcialmente en el tercer trimestre 2019 por el DNU N° 566/19. Se observó una suba de 18,7% en los precios del petróleo crudo expresado en pesos, principalmente debido a la devaluación acaecida, neto del efecto antes indicado. A su vez, el volumen comprado a terceros tuvo un incremento de 1,4%, mientras que el volumen de crudo transferido del segmento Upstream tuvo

una leve disminución del 3,7%. Cabe destacar que, se han incrementado las compras de crudos livianos frente a una menor adquisición de crudos pesado;

- Las compras de biocombustibles (FAME y bioetanol) correspondientes al tercer trimestre 2019 alcanzaron los Ps 9,1 MM, reportando un incremento de Ps 2,7 MM, o 41,3%, debido principalmente a un aumento de un 47,3% en el precio del FAME y un 32,1% en el precio del bioetanol, un aumento en los volúmenes comprados de FAME del 0,9%, compensado parcialmente por una disminución de bioetanol del 0,4%;
- Incremento en la recepción de granos por Ps 2,6 MM, o 154,6%, a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al agro, que contablemente se registran como compras. Dicho incremento es debido a un aumento de 67,8% en el precio promedio y del 51,7% en los volúmenes recepcionados;
- En el tercer trimestre de 2019 se registró en este segmento una variación de existencia negativa por Ps 7,3 MM, en comparación con la variación de existencia positiva registrada en el tercer trimestre de 2018 de Ps 5,5 MM, principalmente como consecuencia de la disminución del precio de crudo en el tercer trimestre 2019 (valorizado a precio de transferencia);
- En relación a los costos de producción, los costos de refinación del tercer trimestre 2019 totalizaron Ps 6,5 MM, siendo superiores a los Ps 3,4 MM del tercer trimestre 2018 en aproximadamente Ps 3,1 MM, o 92,8%. Dichos incrementos están fundamentalmente motivados por los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos y otros suministros, gastos de personal y mayores cargos en reparaciones y mantenimiento. Como consecuencia de esto, el costo de refinación unitario aumentó en el tercer trimestre de 2019 en un 88,0% en comparación con el mismo período de 2018;
- Las depreciaciones de propiedades, planta y equipo correspondientes al proceso productivo del tercer trimestre 2019 ascendieron a Ps 3,8 MM, reflejando un incremento de aproximadamente Ps 1,0 MM, o 35,4%, 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 tercer trimestre 2019 alcanzaron los Ps 3,1 MM, lo que representa un incremento de Ps 1,2 MM, o 60,1% frente a los Ps 1,9 MM del tercer trimestre 2018 debido a un aumento de las tarifas en pesos.

Los gastos de comercialización del tercer trimestre 2019 ascendieron a Ps 11,7 MM, presentando un incremento de Ps 4,9 MM, o 72,4%, en comparación a los Ps 6,8 MM del tercer 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 287,4 Kbbld, un 2,6% superior al del tercer trimestre del 2018, principalmente por paros de planta realizados en el tercer trimestre 2018. Con estos niveles de procesamiento se obtuvo una mayor producción de Gas Oil de (+1,1%), una menor producción de Naftas de (-3,0%), correspondiendo ésta última a la menor producción de Nafta Infinia por un (-4,5%) y una menor producción de Nafta Super por un (-2,4%). Adicionalmente disminuyó la producción de otros refinados como gas licuado de petróleo (GLP) y carbón de petróleo, mientras que incrementó la producción de fuel oil, asfaltos, bases lubricantes y nafta petroquímica, todo ello en comparación con las producciones del período anterior.

Inversiones

Las inversiones de Downstream del tercer trimestre del 2019 totalizaron Ps 3,2 MM, siendo un 12,7% inferiores a las del tercer trimestre del año 2018.

En Refinería La Plata finalizaron las obras de blending de naftas y gasoil que dotan a los mismos de mayor flexibilidad operativa. Continúan los desarrollos de las Ingenierías para las nuevas unidades de hidrotreatmento 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, finalizó la obra de recepción de crudo que 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

3T 2018	2T 2019	3T 2019	Var.% 3T 19 / 3T 18	(Cifras no auditadas)	Ene-Sep 2018	Ene-Sep 2019	Var.% 2019 / 2018
2.920	1.857	920	-68,5%	Resultado operativo (Ps M)	16.020	2.543	-84,1%
2.920	1.857	1.788	-38,8%	Resultado operativo antes de recupero/deterioro de activos (Ps M)	16.020	3.411	-78,7%
31.539	34.247	43.103	36,7%	Ventas netas (Ps M)	72.469	99.138	36,8%
442	1.014	1.639	270,8%	Inversiones (Ps M)	1.017	3.830	276,6%
73	312	398	445,2%	Depreciaciones (Ps M)	194	979	404,6%

En el tercer trimestre de 2019 el segmento de negocios de Gas y Energía, antes del cargo por deterioro de activos, registró una ganancia operativa de Ps 1,8 MM, frente a la utilidad operativa positiva de Ps 2,9 MM durante el mismo período de 2018. Considerando el cargo por deterioro de activos de Ps 0,9 MM la ganancia operativa de este segmento en el tercer trimestre 2019 alcanza los Ps 0,9 MM.

Los ingresos netos del segmento durante el tercer trimestre del 2019 ascendieron a Ps 43,1 MM, reportando un incremento del 36,7% respecto al trimestre del año anterior. Se destacan:

- Las ventas como productores de gas natural en el mercado interno y externo alcanzaron Ps 27,6 MM siendo superiores a los Ps 21,8 MM del tercer trimestre 2018 en Ps 5,8 MM, o 26,7%, como consecuencia de un incremento en el precio promedio de 33,8% en pesos, compensado con una reducción del 5,3% en el volumen vendido;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales, pequeñas industrias y comercios) totalizaron Ps 12,8 MM, lo que representa un incremento de Ps 5,8 MM, o 83,2% en comparación a los Ps 7,0 MM del tercer 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 2,6 MM. Adicionalmente, obtuvo un incremento del precio promedio de 75,8% en pesos, y una caída del 2,0% en los volúmenes comercializados a través de su red de distribución.

En materia de los costos operativos totales se observó durante el tercer trimestre de 2019 un incremento del 41,3%, alcanzando los Ps 39,5 MM comparado con los Ps 27,9 MM durante el mismo trimestre de 2018. Se destacan dentro de esta variación:

- Las compras de gas natural alcanzaron Ps 27,5 MM, mostrando un incremento de Ps 5,8 MM o 26,9% en comparación a los Ps 21,7 MM del tercer trimestre de 2018. Se observó una suba de 31,0% 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 95,9%, mientras que el volumen de gas natural transferido del segmento Upstream aumentó un 2,9%;

- 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 7,3 MM siendo superiores por Ps 2,3 MM, o 45,2% a los Ps 5,0 MM del tercer trimestre de 2018, principalmente debido a la registración de un ajuste por inflación de Ps 1,1 MM en las compras de nuestra compañía controlada Metrogas S.A de, a un incremento en el precio de compra de aproximadamente 45,7%, y a una disminución de los volúmenes adquiridos en los volúmenes adquiridos del 14,7%;
- Las depreciaciones de propiedades, planta y equipos correspondientes al proceso productivo mostraron un incremento de Ps 0,3 MM o 379,8%, 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 tercer trimestre del año 2019 fue negativo en Ps 4,1 MM, frente a la pérdida operativa de Ps 1,6 MM correspondientes al mismo período de 2018. Esta mayor pérdida esta fundamentalmente relacionada con pérdidas esperadas en proyectos en curso, fundamentalmente de nuestra sociedad controlada A-Evangelista S.A., y cuyo impacto acumulado tuvo lugar durante el presente período. Adicionalmente, en el tercer trimestre de 2019 se observaron 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 7,3 MM en el tercer trimestre del año 2019 y de Ps 62 millones en el tercer 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. 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 tercer trimestre del año 2019, la generación de caja operativa alcanzó los Ps 60,3 MM, un 87,2% superior a la del mismo periodo del año anterior. Esta variación de Ps 28,1 MM tuvo lugar principalmente por el aumento del EBITDA de Ps 16,0 MM, y por la disminución del capital de trabajo que incluyen el cobro de tres cuotas de los Bonos “Programas Gas Natural” durante el trimestre, parcialmente compensado con el pago de la última cuota por adhesión al revalúo impositivo establecido en la Ley N° 27.430, y el pago de las cuotas asociadas a 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. La generación de fondos durante el tercer trimestre de 2019 permitió afrontar el monto que la Sociedad 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 40,3 MM durante el tercer trimestre del año 2019, un 79,6% superior al del mismo periodo del año anterior. Por una parte, las inversiones en activos fijos e intangibles totalizaron Ps 40,5 MM en el tercer trimestre de 2019 y fueron superiores en un 73,1% a las del mismo periodo del año anterior. Asimismo, se cobró Ps 0,3 MM por venta de áreas durante el tercer trimestre de 2019 con respecto al mismo período del año anterior.

A su vez, como resultado de sus actividades de financiación, durante el tercer trimestre de 2019 la compañía tuvo una disminución neta de fondos de Ps 40,2 MM, en comparación con la disminución neta de fondos de Ps 14,0 MM ocurrida en el mismo periodo de 2018. Esta diferencia fue generada principalmente por una menor toma de deuda neta de pagos de capital por Ps 15,4 MM, por un mayor pago de intereses por Ps 4,0 MM, el pago por arrendamientos por Ps 4,4 MM y el pago de dividendos por Ps 2,3 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 59,9 MM⁽¹⁾ al 30 de septiembre de 2019.

De este modo, la deuda total expresada en dólares alcanzó los USD 8,8 MM, y la deuda neta los USD 7,7 MM⁽²⁾, con una ratio Deuda neta/EBITDA Ajustado⁽²⁾ de 1,98x.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del tercer trimestre de 2019 fue de 55,80%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 7,58%.

Asimismo, en el presente trimestre se incluye una reapertura de la Obligación Negociable Clase XLII por un monto total de ARP 3,5 MM, a una tasa BADLAR + 10% con vencimiento 24/09/2020.

(1) Incluye inversiones en activos financieros (títulos públicos) por USD 132 millones a valor de mercado.

(2) Deuda Neta: 7.717 MUSD / EBITDA Ajustado LTM: 3.904 MUSD = 1,98x. La Deuda Neta se calcula como deuda total menos efectivo y equivalentes.



5. TABLAS Y NOTAS
Resultados 3T 2019

5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO
YPF S.A. Y COMPAÑÍAS CONTROLADAS

(Cifras no auditadas expresadas en millones de pesos)

3T 2018	2T 2019	3T 2019	Var.% 3T19 / 3T18		Ene-Sep 2018	Ene-Sep 2019	Var.% 2019 / 2018
121.188	160.329	180.449	48,9%	Ingresos	290.045	471.685	62,6%
(95.993)	(134.211)	(149.599)	55,8%	Costos	(241.397)	(388.564)	61,0%
25.195	26.118	30.850	22,4%	Resultado bruto	48.648	83.121	70,9%
(7.113)	(11.217)	(11.898)	67,3%	Gastos de comercialización	(18.184)	(32.935)	81,1%
(3.669)	(5.756)	(6.053)	65,0%	Gastos de administración	(8.974)	(16.577)	84,7%
(1.082)	(1.056)	(1.916)	77,1%	Gastos de exploración	(1.869)	(4.493)	140,4%
-	-	(41.429)	N/A	Recupero/(Deterioro) de propiedades, planta y equipo	-	(41.429)	N/A
(646)	(921)	(179)	-72,3%	Otros resultados operativos, netos	12.164	(513)	N/A
12.685	7.168	(30.625)	N/A	Resultado operativo	31.785	(12.826)	N/A
(1.573)	1.955	(296)	-81,2%	Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(2.498)	3.218	N/A
46.980	(5.541)	66.120	40,7%	Ingresos financieros	101.005	85.922	-14,9%
(22.501)	(10.666)	(33.967)	51,0%	Costos financieros	(55.750)	(64.630)	15,9%
988	1.765	(4.726)	N/A	Otros resultados financieros	3.157	(284)	N/A
25.467	(14.442)	27.427	7,7%	Resultados financieros netos	48.412	21.008	-56,6%
36.579	(5.319)	(3.494)	N/A	Resultado antes de impuesto a las ganancias	77.699	11.400	-85,3%
(23.372)	2.992	(9.049)	-61,3%	Impuesto a las ganancias	(56.998)	(34.423)	-39,6%
13.207	(2.327)	(12.543)	N/A	Resultado neto del ejercicio	20.701	(23.023)	N/A
13.203	(2.684)	(23.984)	N/A	Resultado neto atribuible al accionista de la controlante	21.263	(23.595)	N/A
4	357	11.441	285925,0%	Resultado neto atribuible al interés no controlante	(562)	572	N/A
33,50	(6,85)	(32,44)	N/A	Resultado neto por acción básico y diluida	54,05	(60,15)	N/A
106.585	(5.427)	140.208	31,5%	Otros resultados integrales	189.389	191.118	0,9%
119.792	(7.754)	127.665	6,6%	Resultado integral total del periodo	210.090	168.095	-20,0%
36.821	44.151	52.867	43,6%	EBITDA (*)	98.095	139.192	41,9%

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)

	<u>31/12/2018</u>	<u>30/9/2019</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	20.402	35.804
Propiedades, planta y equipo	699.087	1.016.898
Activos por derecho de uso	-	50.132
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	32.686	58.881
Activos por impuesto diferido, netos	301	1.340
Otros créditos	9.617	11.917
Créditos por ventas	23.508	19.633
Total del activo no corriente	<u>785.601</u>	<u>1.194.605</u>
Activo Corriente		
Activos mantenidos para su disposición	3.189	-
Inventarios	53.324	95.545
Activos de contratos	420	404
Otros créditos	21.867	33.665
Créditos por ventas	72.646	116.325
Inversiones en activos financieros	10.941	7.593
Efectivo y equivalentes de efectivo	46.028	52.329
Total del activo corriente	<u>208.415</u>	<u>305.861</u>
Total del activo	<u>994.016</u>	<u>1.500.466</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.518	10.450
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	348.682	512.730
Interés no controlante	3.157	4.904
Total Patrimonio Neto	<u>362.357</u>	<u>528.084</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	83.388	129.710
Pasivos por impuesto diferido, netos	91.125	105.369
Pasivos de contratos	1.828	1.059
Impuesto a las ganancias a pagar	-	3.621
Cargas fiscales	2.175	1.866
Pasivos por arrendamientos	-	33.401
Préstamos	270.252	405.690
Otros pasivos	549	713
Cuentas por pagar	3.373	3.639
Total del pasivo no corriente	<u>452.690</u>	<u>685.068</u>
Pasivo Corriente		
Pasivo asociados con activos mantenidos para su disposición	3.133	-
Provisiones	4.529	6.053
Pasivos de contratos	4.996	7.282
Impuesto a las ganancias a pagar	357	1.645
Cargas fiscales	10.027	14.381
Remuneraciones y cargas sociales	6.154	8.364
Pasivos por arrendamientos	-	16.894
Préstamos	64.826	97.877
Otros pasivos	722	1.131
Cuentas por pagar	84.225	133.687
Total del pasivo corriente	<u>178.969</u>	<u>287.314</u>
Total del pasivo	<u>631.659</u>	<u>972.382</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>994.016</u>	<u>1.500.466</u>

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)

3T 2018	2T 2019	3T 2019		Ene-Sep 2018	Ene-Sep 2019
			Actividades operativas:		
13.207	(2.327)	(12.543)	Resultado neto	20.701	(23.023)
1.573	(1.955)	296	Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	2.498	(3.218)
23.251	33.707	37.465	Depreciación de propiedades, planta y equipo	64.654	99.220
-	2.333	2.849	Depreciación de activos por derecho de uso	-	7.202
450	553	629	Amortización de activos intangibles	1.011	1.665
2.735	4.467	5.686	Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	5.749	14.450
23.372	(2.992)	9.049	Cargo por impuesto a las ganancias	56.998	34.423
2.415	4.091	(6.213)	Aumento neto de provisiones	5.977	1.091
(25.730)	11.690	(15.382)	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	(47.988)	(13.560)
80	114	154	Planes de beneficios en acciones	206	371
-	-	41.429	(Recupero)/Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	41.429
(270)	-	(249)	Seguros devengados	(270)	(249)
-	-	(965)	Resultado por venta de áreas	-	(965)
-	-	-	Resultado por revaluación de sociedades	(11.980)	-
			Cambios en activos y pasivos:		
(14.041)	(15.286)	107	Créditos por ventas	(25.948)	(15.130)
(958)	503	(6.914)	Otros créditos	(4.304)	(9.789)
(5.144)	(5.414)	(690)	Inventarios	(4.172)	(10.302)
9.570	12.736	3.994	Cuentas por pagar	16.440	22.255
1.506	(1.136)	1.479	Cargas fiscales	4.447	2.288
926	1.253	1.337	Remuneraciones y cargas sociales	340	2.167
251	152	315	Otros pasivos	(1.222)	699
(775)	(1.081)	(1.474)	Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(1.777)	(3.417)
(162)	22	271	Activos de contratos	(316)	175
(126)	2.602	886	Pasivos de contratos	825	656
348	711	50	Dividendos cobrados	474	811
476	-	-	Cobro de seguros por pérdida de beneficio	476	758
(744)	(3.992)	(1.259)	Pagos de impuesto a las ganancias	(1.573)	(6.314)
32.210	40.751	60.307	Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	81.246	143.693
			Actividades de inversión:		
(23.426)	(43.785)	(40.549)	Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(57.325)	(114.864)
-	(4.676)	(55)	Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	(284)	(4.731)
997	-	-	Cobros por ventas de activos financieros	6.402	957
-	452	-	Intereses cobrados de activos financieros	293	452
-	-	319	Cobros por ventas de áreas	-	319
(22.429)	(48.009)	(40.285)	Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(50.914)	(117.867)
			Actividades de financiación:		
(18.267)	(23.758)	(36.769)	Pago de préstamos	(32.795)	(70.061)
(8.248)	(8.372)	(12.254)	Pago de intereses	(18.611)	(29.251)
12.530	42.158	15.677	Préstamos obtenidos	28.677	70.916
-	(280)	-	Recompra de acciones propias en cartera	(120)	(280)
-	(3.016)	(4.390)	Pagos por arrendamientos	-	(9.961)
-	(124)	(126)	Pago de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	-	(250)
-	-	(2.300)	Dividendos pagados	-	(2.300)
(13.985)	6.608	(40.162)	Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(22.849)	(41.187)
15.868	431	16.094	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	21.694	21.662
11.664	(224)	(4.046)	Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	29.177	6.301
46.251	56.599	56.375	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	28.738	46.028
57.915	56.375	52.329	Efectivo y equivalentes al cierre del período	57.915	52.329
11.664	(224)	(4.046)	Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	29.177	6.301
			COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO		
9.215	5.967	6.173	Caja y Bancos	9.215	6.173
48.700	50.408	46.156	Otros Activos Financieros	48.700	46.156
57.915	56.375	52.329	TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	57.915	52.329

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)

3T 2019	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	817	40.358	135.489	5.409	(1.624)	180.449
Ingresos intersegmentos	75.905	2.745	1.027	7.317	(86.994)	-
Ingresos	76.722	43.103	136.516	12.726	(88.618)	180.449
Resultado operativo	(40.209)	920	5.504	(4.120)	7.280	(30.625)
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	(602)	306	-	-	(296)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	31.111	398	4.764	1.192	-	37.465
Deterioro de propiedades, planta y equipo	40.561	868	-	-	-	41.429
Inversión en propiedades, planta y equipo	34.333	1.639	3.195	1.871	-	41.038
Activos	705.534	211.424	471.560	107.386	4.562	1.500.466

3T 2018	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	322	29.051	90.734	2.464	(1.383)	121.188
Ingresos intersegmentos	63.144	2.488	486	3.096	(69.214)	-
Ingresos	63.466	31.539	91.220	5.560	(70.597)	121.188
Resultado operativo	12.215	2.920	(908)	(1.604)	62	12.685
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	(1.866)	293	-	-	(1.573)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	18.946	73	3.465	767	-	23.251
Deterioro de propiedades, planta y equipo	-	-	-	-	-	-
Inversión en propiedades, planta y equipo	22.547	442	3.660	583	-	27.232
Activos	532.413	106.252	343.644	96.701	(10.482)	1.068.528

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

<i>Millones de USD</i>	2018	2019	2019	Var	2018	2019	Var
	3T	2T	3T	3T 19 / 3T 18	Ene-Sep	Ene-Sep	2019 / 2018
ESTADO DE RESULTADOS							
Ingresos Ordinarios	3.784	3.672	3.309	-12,6%	11.605	10.302	-11,2%
Costos de Ventas	-2.998	-3.073	-2.742	-8,5%	-9.717	-8.471	-12,8%
Utilidad bruta	787	599	567	-27,9%	1.888	1.831	-3,0%
Otros resultados operativos	-391	-434	-1.188	204,2%	-535	-2.016	276,9%
Utilidad operativa	396	165	-621	N/A	1.353	-185	N/A
Depreciaciones + deterioro del valor de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	726	769	733	0,9%	2.645	2.219	-16,1%
Depreciaciones de activos por derecho de uso	0	53	56	N/A	0	161	N/A
Amortización de activos intangibles	14	13	12	-15,1%	40	37	-7,8%
Perforaciones exploratorias improductivas	14	9	22	63,4%	24	57	135,6%
EBITDA	1.150	1.009	1.023	-11,0%	4.062	3.110	-23,4%
EBITDA Ajustado	1.150	948	977	-15,0%	3.453	2.947	-14,6%
UPSTREAM							
Ventas netas	1.982	1.689	1.521	-23,3%	5.924	4.633	-21,8%
Utilidad operativa	381	96	-791	N/A	613	-737	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	592	668	648	9,4%	2.262	1.940	-14,2%
Deterioro de propiedades, planta y equipo	0	0	804	N/A	0	804	N/A
EBITDA	987	773	683	-30,8%	2.899	2.064	-28,8%
EBITDA Ajustado	987	739	643	-34,9%	2.899	1.955	-32,6%
Inversiones	704	726	681	-3,3%	2.053	2.043	-0,5%
DOWNSTREAM							
Ventas netas	2.849	2.857	2.631	-7,6%	8.912	8.270	-7,2%
Utilidad operativa	-28	31	103	N/A	191	474	148,0%
Depreciaciones y amortizaciones	119	134	120	0,6%	357	382	7,2%
EBITDA	91	165	223	145,7%	548	856	56,3%
EBITDA Ajustado	91	146	209	129,9%	548	808	47,4%
Inversiones	114	136	63	-44,6%	292	291	-0,3%
GAS Y ENERGÍA							
Ventas netas	985	790	712	-27,7%	2.869	2.044	-28,8%
Utilidad operativa	91	44	0,5	-99,5%	751	38	-94,9%
Depreciaciones y amortizaciones	3	14	10	234,3%	9	37	309,7%
Deterioro de propiedades, planta y equipo	0	0	17	N/A	0	17	N/A
EBITDA	94	58	28	-70,4%	760	92	-87,9%
EBITDA Ajustado	94	47	34	-63,4%	760	81	-89,4%
Inversiones	14	24	29	113,2%	41	81	95,8%
ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS							
Utilidad operativa	-50	-61	-81	62,0%	-166	-196	18,4%
Inversiones	18	28	37	100,8%	44	86	93,0%
AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN							
Utilidad operativa	2	56	147	7493,6%	-35	236	N/A
Tipo de cambio promedio del periodo	32,02	43,86	50,44		25,05	44,43	
Tipo de cambio cierre del periodo	41,15	42,36	57,49		41,15	57,49	

NOTA: Para el tercer 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 segundo trimestre y tercer 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.

Tanto para el período acumulado Enero a Septiembre 2018, como para el acumulado Enero a Septiembre 2019 el cálculo de las magnitudes financieras expresadas en dólares estadounidenses resulta de la suma de los resultados de cada trimestre.

5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS

(Cifras no auditadas)

	Unidad	2018					2019			
		1T	2T	3T	4T	Acum. 2018	1T	2T	3T	Acum. 3T 2019
Producción										
Producción de crudo	Kbbl	20.483	20.591	20.933	20.897	82.904	20.376	20.382	20.888	61.646
Producción de NGL	Kbbl	4.228	3.781	2.477	3.657	14.144	3.753	3.583	2.623	9.959
Producción de gas	Mm3	3.935	4.004	4.018	3.382	15.339	3.126	3.651	4.015	10.792
PRODUCCIÓN TOTAL	Kbpe	49.460	49.554	48.679	45.826	193.519	43.788	46.928	48.764	139.480
Henry Hub	US\$/mbtu	3,00	2,80	2,90	3,64	3,09	3,15	2,64	2,23	2,67
Brent	US\$/bbl	66,81	74,50	75,22	67,71	71,06	63,17	68,92	61,93	64,67
Ventas										
Ventas de productos refinados										
Mercado interno										
Motonaftas	Km3	1.373	1.288	1.321	1.368	5.350	1.363	1.260	1.297	3.920
Gasoil	Km3	1.870	2.023	2.154	2.052	8.099	1.874	1.981	2.033	5.888
JP1 y Kerosene	Km3	135	125	146	166	572	164	138	159	461
Fuel Oil	Km3	7	10	10	8	35	9	11	51	71
LPG	Km3	146	185	196	150	677	131	193	200	524
Otros (*)	Km3	381	416	323	353	1.473	324	297	309	930
Total mercado interno	Km3	3.912	4.047	4.150	4.097	16.206	3.865	3.880	4.049	11.794
Exportación										
Nafta Virgen	Km3	24	44	0	91	159	48	0	76	124
JP1 y Kerosene	Km3	141	136	144	167	588	183	162	152	497
LPG	Km3	194	91	41	135	461	126	68	30	224
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	101	72	65	84	322	83	74	61	218
Otros (*)	Km3	52	50	93	101	296	80	101	106	287
Total Exportación	Km3	512	393	343	578	1.826	520	405	425	1.350
Total ventas productos refinados	Km3	4.424	4.440	4.493	4.675	18.032	4.385	4.285	4.474	13.144
Ventas de productos químicos										
Mercado interno										
Fertilizantes	Ktn	38	85	117	97	337	42	134	111	287
Metanol	Ktn	69	93	64	57	283	45	81	63	189
Otros	Ktn	138	115	139	116	508	116	94	130	340
Total mercado interno	Ktn	245	293	320	270	1.128	203	309	304	816
Exportación										
Metanol	Ktn	24	75	31	72	202	38	8	21	67
Otros	Ktn	36	63	42	67	208	47	50	36	133
Total exportación	Ktn	60	138	73	139	410	85	58	57	200
Total ventas productos químicos	Ktn	305	431	393	409	1.538	288	367	361	1.016
Ventas de otros productos										
Granos, harinas y aceites										
Mercado interno	Ktn	30	23	92	55	200	43	50	112	205
Exportación	Ktn	169	236	177	128	710	199	388	293	880
Total granos, harinas y aceites	Ktn	199	259	269	183	910	242	438	405	1.085
Pincipales volúmenes importados										
Naftas y Jet Fuel	Km3	114	59	49	46	268	118	89	54	261
Gasoil	Km3	111	161	355	196	823	136	275	228	639

(*) 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