



YPF

YPF S.A.

Resultados Consolidados

Año y 4T 2019



ÍNDICE

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL AÑO 2019	3
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL AÑO Y CUARTO TRIMESTRE 2019	4
2.1 RESULTADOS ACUMULADOS	4
2.2 RESULTADOS CUARTO TRIMESTRE	7
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL AÑO Y CUARTO TRIMESTRE 2019	11
3.1 UPSTREAM	11
3.1.1 RESULTADOS ACUMULADOS	11
3.1.2 RESULTADOS CUARTO TRIMESTRE	14
3.2 DOWNSTREAM	18
3.2.1 RESULTADOS ACUMULADOS	18
3.2.2 RESULTADOS CUARTO TRIMESTRE	21
3.3 GAS Y ENERGÍA	24
3.3.1 RESULTADOS ACUMULADOS	24
3.3.2 RESULTADOS CUARTO TRIMESTRE	25
3.4 CORPORACIÓN Y OTROS	26
4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL	26
5. TABLAS Y NOTAS	28
5.1 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO	29
5.2 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	30
5.3 ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	31
5.4 INFORMACIÓN CONSOLIDADA SOBRE SEGMENTOS DE NEGOCIO	32
5.5 PRINCIPALES MAGNITUDES FINANCIERAS EXPRESADAS EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES	33
5.6 PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS	34
5.7 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA SOBRE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS	35

El año 2019 cerró con aumento de Ingresos del 55,7%, de EBITDA Ajustado del 39,7% y disminución de Resultado operativo antes del cargo por deterioro de activos del 50,1%.

4T 2018	3T 2019	4T 2019	Var.% 4T 19 / 4T 18	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2018	Ene-Dic 2019	Var.% 2019 / 2018
145.775	180.449	206.910	41,9%	Ingresos (Ps M)	435.820	678.595	55,7%
11.995	-30.625	-8.186	N/A	Resultado operativo (Ps M)	43.780	-21.012	N/A
9.095	10.804	-8.186	N/A	Resultado operativo antes del recupero/deterioro de activos (Ps M)	40.880	20.417	-50,1%
17.905	-12.543	-10.356	N/A	Resultado neto (Ps M)	38.606	-33.379	N/A
15.730	18.529	-10.356	N/A	Resultado neto antes del recupero/deterioro de activos (Ps M)	36.431	-2.307	N/A
35.434	52.867	43.834	23,7%	EBITDA (Ps M)	133.529	183.026	37,1%
35.434	49.299	39.112	10,4%	EBITDA Ajustado (Ps M)	121.549	169.857	39,7%
44,38	-32,44	-26,70	N/A	Resultado neto por acción (Ps /acción)	98,43	-86,85	N/A
33.914	43.022	58.192	71,6%	Inversiones (*) (Ps M)	95.358	171.673	80,0%

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.

(*) Inversiones netas de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos de Ps -11,7 MM en 2018 y de Ps +1,2 MM en 2019.

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

1. PRINCIPALES HITOS Y MAGNITUDES ECONÓMICAS DEL AÑO 2019

- Los ingresos ordinarios del año 2019 ascendieron a Ps 678,6 MM, un 55,7% superiores a los del año 2018.
- En el año 2019, el resultado operativo, antes del cargo por deterioro de activos, alcanzó los Ps 20,4 MM, un 50,1% inferior respecto al resultado operativo, antes del cargo por recupero de activos del año 2018. Considerando el cargo por deterioro de activos de Ps 41,4 MM (Ps 31,1 MM neto de impuestos) para el año corriente, la pérdida operativa alcanzó los Ps 21,0 MM. Por su parte, el EBITDA Ajustado para el año 2019 alcanzó los Ps 169,9 MM, siendo un 39,7% mayor que el EBITDA Ajustado del año 2018.
- El flujo de caja operativo ascendió a los Ps 217,1 MM para el año 2019, siendo este un 73,6% superior a los Ps 125,1 MM reportados para el año 2018.
- En cuanto a las inversiones totales en propiedades, planta y equipo, se incrementaron en un 80,0%, alcanzando los Ps 171,7 MM.



- La producción total de hidrocarburos del año 2019 disminuyó un 3,0%, alcanzando los 514,4 Kbbpd, estando afectada dicha comparación por la disminución en la producción como consecuencia de la disposición de ciertos activos que representan aproximadamente 4,1 Kbbpd.
- El promedio de crudo procesado del año 2019 alcanzó los 277,5 Kbbpd, un 2,2% inferior al año 2018, siendo el promedio de utilización de las refinerías para el año 2019 del 86,9%.
- En el año 2019, las reservas probadas (P1) han disminuido levemente un 0,6%, de 1.080 Mbpe a 1.073 Mbpe.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL AÑO Y CUARTO TRIMESTRE 2019

2.1 RESULTADOS ACUMULADOS

Los ingresos correspondientes al año 2019 fueron de Ps 678,6 MM, lo que representa un aumento del 55,7% en comparación con los Ps 435,8 MM del año 2018. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de gasoil del año 2019 ascendieron a Ps 225,3 MM, siendo superiores a las del año 2018 en Ps 85,6 MM, o 61,3%;
- Las ventas de naftas del año 2019 ascendieron a Ps 141,5 MM, siendo superiores a las del año 2018 en Ps 44,4 MM, o 45,7%;
- Las ventas como productores de gas natural en el mercado interno del año 2019 totalizaron en Ps 75,1 MM en comparación a los Ps 60,4 MM del año 2018, lo que representa un incremento de Ps 14,8 MM, o 24,5%;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales, pequeñas industrias y comercios) del año 2019 ascendieron a Ps 42,6 MM, frente a los Ps 24,8 MM del año 2018, lo que representa un incremento de Ps 17,8 MM, o 71,5%;
- Las restantes ventas en el mercado interno, entre las que se destacan aquellas de jet fuel, GLP, productos petroquímicos, petróleo crudo, fuel oil, y lubricantes, entre otros, totalizaron en Ps 105,1 MM, reportando un incremento de Ps 36,2 MM o 52,6% en comparación a los Ps 68,9 MM del año 2018;
- Los ingresos obtenidos en el mercado externo durante el año 2019 alcanzaron los Ps 88,9 MM, un incremento de Ps 44,0 MM, o 98,0%, frente a los Ps 44,9 MM del año 2018.

El costo de ventas en el año 2019 fue de Ps 575,6 MM, un 60,1% superior a los Ps 359,6 MM del año 2018, incluyendo incrementos en los costos de producción del 61,4% y en las compras del 53,4%. Los costos erogables incluyendo costos de producción y compras, pero excluyendo depreciaciones y amortizaciones aumentaron 56,4%. 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 139,3 MM en el año 2019 en comparación a los Ps 83,7 MM del año 2018, lo que representa un incremento de Ps 55,6 MM o 66,5%;
- Los conceptos relacionados al costo de extracción (“lifting cost”) del año 2019 ascendieron a Ps 108,3 MM, siendo superiores a los Ps 62,6 MM del año 2018 en Ps 45,7 MM, o 73,0%;
- Las regalías y otros cargos asociados a la producción del año 2019 ascendieron a Ps 39,6 MM en comparación a los Ps 30,3 MM del año 2018, lo que representa un incremento de Ps 9,2 MM, o 30,5%;
- Los conceptos vinculados al costo de refinación del año 2019 ascendieron a Ps 24,8 MM en comparación a los Ps 13,2 MM del año 2018, reportando un incremento de Ps 11,6 MM, o 87,6%;
- Los costos de transporte del año 2019 totalizaron en Ps 23,1 MM, siendo superiores a los Ps 12,7 MM del año 2018 en Ps 10,4 MM, o 82,0%.

b) *Compras*

- Las importaciones de combustibles en el año 2019 ascendieron a Ps 32,0 MM, siendo superiores a los Ps 22,9 MM del año 2018 en Ps 9,1 MM, o 39,9%;
- Las compras de petróleo crudo a terceros en el año 2019 totalizaron en Ps 45,9 MM, siendo superiores a los Ps 31,4 MM del año 2018 en aproximadamente Ps 14,5 MM, o 46,3%;
- Las compras de gas natural a otros productores para su reventa en el segmento de distribución a clientes minoristas (clientes residenciales, pequeñas industrias y comercios) durante el año 2019 alcanzaron los Ps 25,0 MM, siendo superiores a los Ps 15,1 MM del año 2018 en Ps 9,9 MM, o 65,6%;
- Las compras de biocombustibles (FAME y Bioetanol) en el año 2019 alcanzaron los Ps 34,6 MM reportándose un incremento de Ps 10,7 MM, o 44,6%, respecto a los Ps 23,9 MM del año 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 14,5 MM en el año 2019, siendo superiores a los Ps 7,1 MM del año 2018 en Ps 7,5 MM, o 105,1%;
- En el año 2019 se registró una variación de existencia negativa por Ps 6,7 MM, en comparación con la variación de existencia negativa registrada en el año 2018 de Ps 0,9 MM, principalmente como consecuencia de un mayor consumo de existencias.

Los gastos de comercialización correspondientes al año 2019 ascendieron a Ps 49,9 MM, presentando un incremento del 78,7% en comparación a los Ps 27,9 MM del año 2018. Se registraron mayores cargos por



transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno y cambios logísticos en la distribución de combustibles durante 2019, mayores cargos de impuestos, tasas y contribuciones fundamentalmente por el incremento de las retenciones a las exportaciones, mayores cargos por depreciación de activos fijos, mayores gastos de personal, mayores cargos en la provisión de incobrables, y mayores gastos de combustibles, gas y energía, entre otros.

Los gastos de administración correspondientes al año 2019 ascendieron a Ps 24,7 MM, presentando un aumento del 77,4% frente a los Ps 13,9 MM registrados durante el año 2018, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal, a los mayores honorarios y retribuciones por servicios, 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 año 2019 ascendieron a Ps 6,8 MM, presentando un incremento del 25,2% frente a los Ps 5,5 MM registrados en el año 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 de Ps 40,6 MM (Ps 30,4 MM neto de impuestos) 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. Lo mencionado precedentemente impacta en las inversiones y en la actividad, produciendo el deterioro en el valor de los activos por el cargo registrado. Dicho cargo no ha afectado la generación de caja de la Sociedad.

En el cuarto trimestre de 2018, el Grupo reconoció una reversión neta en el cargo por deterioro del valor de sus activos de Ps 2,9 MM, compuesta principalmente por: a) reversión de la provisión por deterioro de los activos de la UGE Petróleo de Ps 39,8 MM, motivado por el aumento de las reservas junto con mejoras en los costos estimados; compensando parcialmente por el aumento de la tasa de descuento producto del aumento de la tasa de riesgo país y costo de la deuda y por mayores inversiones asociadas a las mayores reservas consideradas en el flujo; b) cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo principalmente para la UGE Gas – Cuenca Neuquina de Ps 28,3 MM y UGE Gas – Cuenca Austral de Ps 8,2 MM, cuyo origen se basa principalmente en la reducción esperada en el precio de gas de mercado producto de la disminución en el precio de venta a distribuidoras y a usinas (motivado fundamentalmente por el exceso de oferta frente a la demanda doméstica en determinados momentos del año) y en el aumento de la tasa de descuento mencionada anteriormente.

Los otros resultados operativos, netos, correspondientes al año 2019 fueron negativos en Ps 1,1 MM, comparados con una ganancia de Ps 11,9 MM del 2018. La variación corresponde principalmente a la registración del resultado por la revaluación de la inversión de YPF en YPF Energía Eléctrica (YPF EE) por Ps 12,0 MM en el primer trimestre de 2018, como consecuencia del acuerdo para la capitalización de esta última, suscripto entre YPF y una subsidiaria de GE Financial Services, Inc.

Los resultados financieros netos correspondientes al año 2019 fueron positivos en Ps 6,0 MM, en comparación con la ganancia de Ps 41,5 MM correspondientes al año 2018. En este orden, se registraron



mayores intereses negativos por Ps 19,4 MM y mayores tasas de interés durante 2019 en comparación con 2018. A su vez, en 2019 se registraron actualizaciones financieras netas negativas por Ps 5,6 MM, principalmente por la actualización de los pasivos por taponamiento en comparación con los cargos positivos netos del 2018 por Ps 7,6 MM producto del recálculo de la provisión para el abandono de pozos. Por último, se registró una menor diferencia de cambio positiva de Ps 6,5 MM sobre la posición pasiva monetaria neta en pesos, debido a la menor depreciación del peso observada durante 2019, en comparación con 2018.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al año 2019 fue negativo en Ps 26,4 MM, en comparación con el cargo negativo de Ps 51,5 MM correspondiente al año 2018. Este cargo tiene su origen principalmente en el cargo negativo por impuesto diferido registrado en 2019 y 2018 por Ps 3,6 MM y Ps 50,6 MM respectivamente, cuyo origen está vinculado fundamentalmente a los efectos del movimiento del tipo de cambio.

El resultado neto correspondiente al año 2019, antes del cargo por deterioro de activos, fue una pérdida de Ps 2,3 MM, en comparación al resultado neto positivo de Ps 36,4 MM del año 2018, antes del cargo por recupero de activos. 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 del ejercicio 2019 fue negativo por Ps 33,4 MM, en comparación con el resultado neto positivo de Ps 38,6 MM del ejercicio 2018, considerando el cargo por recupero de activos de Ps 2,9 MM (Ps 2,2 MM neto de impuestos) en el cuarto trimestre de 2018.

Las inversiones totales en propiedad, planta y equipo del año 2019 alcanzaron los Ps 171,7 MM siendo superiores en un 80,0% a las inversiones realizadas durante el año 2018.

2.2 RESULTADOS CUARTO TRIMESTRE

Los ingresos correspondientes al 4T 2019 fueron de Ps 206,9 MM, lo que representa un aumento del 41,9% en comparación con los Ps 145,8 MM del 4T 2018. Dentro de las principales causas que determinaron la variación en los ingresos antes mencionados, se destacan:

- Las ventas de gasoil del 4T 2019 ascendieron a Ps 68,1 MM, siendo superiores a las del 4T 2018 en Ps 19,9 MM, o 41,4%;
- Las ventas de naftas del 4T 2019 ascendieron a Ps 42,4 MM, siendo superiores a las del 4T 2018 en Ps 9,5 MM, o 29,0%;
- Las ventas como productores de gas natural en el mercado interno del 4T 2019 totalizaron en Ps 18,7 MM en comparación a los Ps 13,2 MM del 4T 2018, lo que representa un incremento de Ps 5,5 MM, o 41,4%;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales, pequeñas industrias y comercios) del 4T 2019 ascendieron a Ps 14,7 MM, frente a los Ps 9,8 MM del 4T 2018, lo que representa un incremento de Ps 4,9 MM, o 50,2%;
- Las restantes ventas en el mercado interno, entre las que se destacan aquellas de GLP, jet fuel, petróleo crudo, petroquímicos, fuel oil, y lubricantes, entre otros, totalizaron en Ps 31,9 MM,

reportando un incremento de Ps 6,3 MM o 24,5% en comparación a los Ps 25,6 MM del cuarto trimestre 2018;

- Los ingresos obtenidos en el mercado externo durante el 4T 2019 alcanzaron los Ps 31,2 MM, un incremento de Ps 15,1 MM, o 93,0%, frente a los Ps 16,2 MM del 4T 2018.

El costo de ventas en el cuarto trimestre de 2019 fue de Ps 187,0 MM, un 58,3% superior a los Ps 118,2 MM del cuarto trimestre de 2018, incluyendo incrementos en los costos de producción del 62,0% y en las compras del 28,8%. Los costos erogables incluyendo costos de producción y compras, pero excluyendo depreciaciones y amortizaciones aumentaron 37,4%. 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 44,6 MM en el cuarto trimestre 2019 en comparación a los Ps 21,6 MM del cuarto trimestre 2018, lo que representa un incremento de Ps 23,0 MM o 106,6%;
- Los conceptos relacionados al costo de extracción ("lifting cost") durante el cuarto trimestre 2019 ascendieron a Ps 32,6 MM, siendo superiores a los Ps 20,7 MM del cuarto trimestre 2018 en Ps 12,0 MM, o 57,8%;
- Las regalías y otros cargos asociados a la producción del cuarto trimestre 2019 ascendieron a Ps 10,5 MM en comparación a los Ps 8,1 MM del cuarto trimestre 2018, lo que representa un incremento de Ps 2,4 MM, o 29,1%;
- Los conceptos vinculados al costo de refinación en el cuarto trimestre 2019 ascendieron a Ps 8,2 MM en comparación a los Ps 4,3 MM del cuarto trimestre 2018, reportando un incremento de Ps 3,9 MM, o 90,0%;
- Los costos de transporte del cuarto trimestre 2019 totalizaron Ps 7,5 MM, siendo superiores a los Ps 4,2 MM del cuarto trimestre 2018 en Ps 3,4 MM, o 80,8%.

b) Compras

- Las compras de petróleo crudo a terceros en el cuarto trimestre 2019 totalizaron en Ps 12,2 MM, siendo superiores a los Ps 10,0 MM del cuarto trimestre 2018 en aproximadamente Ps 2,2 MM, o 21,8%;
- Las compras de gas natural a otros productores para su reventa en el segmento de distribución a clientes minoristas (clientes residenciales, pequeñas industrias y comercios) durante el cuarto trimestre 2019 alcanzaron los Ps 8,1 MM, siendo superiores a los Ps 4,4 MM del cuarto trimestre 2018 en Ps 3,6 MM, o 82,5%;
- Las compras de biocombustibles (FAME y Bioetanol) del cuarto trimestre 2019 alcanzaron los Ps 10,3 MM reportándose un incremento de Ps 2,6 MM, o 34,1%, respecto a los Ps 7,7 MM del cuarto 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 2,5 MM en el cuarto trimestre 2019, siendo superiores a los Ps 1,5 MM del cuarto trimestre 2018 en Ps 1,0 MM, o 66,3%;
- En el cuarto trimestre de 2019 se registró una variación de existencia negativa por Ps 17,0 MM, en comparación con la variación de existencia negativa registrada en el cuarto trimestre de 2018 de Ps 5,1 MM, principalmente como consecuencia de un mayor consumo de existencias.

Los gastos de comercialización correspondientes al cuarto trimestre de 2019 ascendieron a Ps 17,0 MM, presentando un incremento del 74,1% en comparación a los Ps 9,7 MM del cuarto trimestre 2018. Se registraron mayores cargos por transporte de productos, vinculados principalmente al incremento en las tarifas de transporte de combustibles en el mercado interno, mayores cargos de impuestos, tasas y contribuciones fundamentalmente por el incremento de las retenciones a las exportaciones, mayores cargos por depreciación de activos fijos, mayores gastos de personal, mayores cargos en la provisión de incobrables, y mayores gastos de combustibles, gas y energía, entre otros.

Los gastos de administración correspondientes al cuarto trimestre de 2019 ascendieron a Ps 8,1 MM, presentando un aumento del 64,2% frente a los Ps 4,9 MM registrados durante el cuarto trimestre 2018, fundamentalmente debido a incrementos en los gastos de personal, a los mayores honorarios y retribuciones por servicios, 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 cuarto trimestre de 2019 ascendieron a Ps 2,3 MM, presentando una disminución del 34,7% frente a los Ps 3,6 MM registrados en el cuarto trimestre de 2018.

En el cuarto trimestre de 2018, el Grupo reconoció una reversión neta en el cargo por deterioro del valor de sus activos de Ps 2,9 MM, compuesta principalmente por: a) reversión de la provisión por deterioro de los activos de la UGE Petróleo de Ps 39,8 MM, motivado por el aumento de las reservas junto con mejoras en los costos estimados; compensando parcialmente por el aumento de la tasa de descuento producto del aumento de la tasa de riesgo país y costo de la deuda y por mayores inversiones asociadas a las mayores reservas consideradas en el flujo; b) cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo principalmente para la UGE Gas – Cuenca Neuquina de Ps 28,3 MM y UGE Gas – Cuenca Austral de Ps 8,2 MM, cuyo origen se basa principalmente en la reducción esperada en el precio de gas de mercado producto de la disminución en el precio de venta a distribuidoras y a usinas (motivado fundamentalmente por el exceso de oferta frente a la demanda doméstica en determinados momentos del año) y en el aumento de la tasa de descuento mencionada anteriormente.

Los otros resultados operativos, netos, correspondientes al cuarto trimestre de 2019 fueron negativos en Ps 0,6 MM, comparados con la pérdida de Ps 0,2 MM del mismo período de 2018.

Los resultados financieros netos correspondientes al cuarto trimestre de 2019 fueron negativos en Ps 15,0 MM, en comparación con la pérdida de Ps 6,9 MM correspondientes al mismo trimestre de 2018. En este orden, en 2018 se registraron actualizaciones financieras positivas por Ps 12,2 MM, principalmente producto del recálculo de la provisión para el abandono de pozos. A su vez, se registraron mayores intereses negativos por Ps 5,9 MM por mayores tasas de interés durante el presente trimestre de 2019 en



comparación con el mismo período de 2018. Por último, estos efectos se compensan parcialmente por la registración de la diferencia de cambio positiva sobre los pasivos monetarios netos en pesos de Ps 1,2 MM, debido a la depreciación del peso observada durante el cuarto trimestre de 2019, en comparación al mismo período de 2018, cuando se registró una diferencia de cambio negativa sobre los pasivos monetarios netos en pesos de Ps 13,1 MM, debido a la apreciación del peso en ese período.

El cargo por impuesto a las ganancias correspondiente al cuarto trimestre de 2019 fue negativo en Ps 8,1 MM, en comparación con el cargo positivo de Ps 5,5 MM correspondiente al mismo período del año 2018. Esta diferencia tiene su origen principalmente en el cargo negativo por impuesto diferido registrado en el cuarto trimestre de 2019, por Ps 8,9 MM; en comparación con el cargo positivo de Ps 5,7 MM registrado en el mismo período de 2018, cuyo origen está vinculado fundamentalmente a los efectos del movimiento del tipo de cambio en ambos períodos.

El resultado neto correspondiente al cuarto trimestre de 2019 fue una pérdida de Ps 10,4 MM, en comparación al resultado neto positivo de Ps 17,9 MM del cuarto trimestre de 2018.

Las inversiones totales en propiedad, planta y equipo del cuarto trimestre 2019 alcanzaron los Ps 58,2 MM siendo superiores en un 71,6% a las inversiones realizadas durante el cuarto trimestre de 2018.



3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO DEL AÑO Y CUARTO TRIMESTRE 2019

3.1 UPSTREAM

4T 2018	3T 2019	4T 2019	Var.% 4T 19 / 4T 18	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2018	Ene-Dic 2019	Var.% 2019 / 2018
5.252	-40.209	-11.534	N/A	Resultado operativo (Ps M)	22.483	-49.194	N/A
2.352	352	-11.534	N/A	Resultado operativo antes de recupero/deterioro de activos (Ps M)	19.583	-8.633	N/A
62.110	76.722	82.305	32,5%	Ventas netas (Ps M)	210.588	288.631	37,1%
227,1	227,0	227,0	-0,1%	Producción crudo (Kbbld)	227,1	226,1	-0,5%
39,8	28,5	44,3	11,5%	Producción NGL (Kbbld)	38,8	38,5	-0,7%
36,8	43,6	40,3	9,6%	Producción gas (Mm3d)	42,0	39,7	-5,5%
498,1	530,0	524,8	5,4%	Producción total (Kbped)	530,2	514,4	-3,0%
3.597	1.916	2.348	-34,7%	Gastos de exploración (Ps M)	5.466	6.841	25,2%
23.202	36.317	42.440	82,9%	Inversiones (*) (Ps M)	74.881	135.417	80,8%
17.117	31.111	37.692	120,2%	Depreciaciones (Ps M)	72.052	119.821	66,3%

Precios de Realización

58,8	48,5	48,1	-18,2%	Crudo mercado local Promedio período (**) (USD/bbl)	62,6	52,0	-17,0%
4,03	4,03	2,99	-25,8%	Precio promedio gas (USD/Mmbtu)	4,49	3,67	-18,3%

(*) Inversiones netas de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos de Ps -11,7 MM en 2018 y de Ps +1,2 MM en 2019.

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

3.1.1 RESULTADOS ACUMULADOS

El resultado operativo del Upstream del año 2019, antes del cargo por deterioro de activos, totalizó una pérdida de Ps 8,6 MM, en comparación con la ganancia de Ps 19,6 MM del año 2018, antes del cargo por recupero de activos. Considerando el cargo por deterioro de activos de Ps 40,6 MM, la pérdida operativa de este segmento en el año 2019 ascendió a Ps 49,2 MM.

Durante el año 2019, las ventas del segmento crecieron un 37,1% en relación con el ejercicio 2018, totalizando en Ps 288,6 MM. Este incremento se produce como resultado de los siguientes factores:

- Las ventas de petróleo totalizaron en Ps 204,9 MM, siendo superiores en Ps 59,6 MM, o 41,0%, a los Ps 145,4 MM del año anterior debido a que el precio intersegmento del petróleo aumentó

aproximadamente un 42,2% medido en pesos. El precio de realización del crudo expresado en dólares del año 2019 disminuyó un 17,0% hasta los 52,0 USD/bbl impactado fundamentalmente por la pesificación de los precios domésticos de crudos establecida por el DNU N° 566/19 y sus modificatorios. Asimismo, el volumen de petróleo crudo transferido entre segmentos disminuyó 1,8%;

- Las ventas como productores de gas natural alcanzaron los Ps 85,7 MM reflejando un incremento de Ps 22,2 MM, o 35,0%, respecto a los Ps 63,5 MM del año 2018 como consecuencia de un incremento del 44,5% del precio promedio en pesos, considerando la devaluación producida durante el periodo. El precio de realización promedio del año en dólares fue de 3,67 USD/Mmbtu, un 18,3% inferior al del año 2018. Asimismo, los volúmenes comercializados entre segmentos presentaron una disminución del 4,7%, en comparación con el mismo periodo de 2018.

La producción total de hidrocarburos del año 2019 alcanzó los 514,4 Kbped, siendo 3,0% inferior a la del año 2018. La producción de crudo alcanzó 226,1 Kbbld, disminuyendo levemente un 0,5% respecto a la producción del año anterior, estando afectada dicha comparación por el proceso de cesión de áreas marginales finalizado el 31 de diciembre de 2018 y 31 de julio de 2019, que generó una disminución de 2,1 Kbbld y 0,3 Kbbld respectivamente. El mercado de gas natural en la Argentina durante 2019 se caracterizó por el exceso de oferta frente a la demanda doméstica principalmente en los primeros cuatro meses del año. Esto, sumado a modificaciones regulatorias -principalmente en el segmento usinas-, llevó a una caída de los precios en todos los segmentos de consumo. Este exceso de oferta junto con la disminución de precios ocasionó que menguaran las inversiones necesarias para sostener los volúmenes observados a comienzos de 2019 y como consecuencia se evidenció una disminución en la oferta de gas natural durante los últimos meses del año. Por su parte, la demanda de los principales segmentos de consumo fue levemente menor en 2019 que en 2018, especialmente en la generación. En este orden, la producción de gas natural disminuyó un 5,5% respecto al año 2018, totalizando 39,7 Mm3d. La producción de NGL registró una reducción de 0,8% totalizando 38,5 Kbbld.

Respecto de la actividad de desarrollo, durante el año 2019 se han puesto en producción un total de 388 pozos nuevos (104 son no operados), incluyendo los 123 pozos de shale (33 no operados) y 27 pozos de tight.

En materia de los costos operativos totales (excluyendo los gastos de exploración) se observó durante el año 2019 un incremento del 56,0%, alcanzando los Ps 290,7 MM. Se destacan dentro de esta variación:

- Las depreciaciones de propiedades, planta y equipo del año 2019 ascendieron a Ps 119,8 MM en comparación a los Ps 72,0 MM del año 2018, lo que representa un incremento de Ps 47,8 MM, o 66,3%, debido fundamentalmente a la apreciación de los activos teniendo en cuenta su valuación en dólares históricos según la moneda funcional de la Compañía, compensado 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 año 2019 ascendieron a Ps 108,3 MM, siendo superiores en Ps 45,7 MM, o 73,0%, a los Ps 62,6 MM del año 2018. Por su parte, el incremento del indicador unitario, medido en pesos, fue del 79,0%, 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 y mayor consumo de químicos para el uso en pozos e instalaciones;

- Las regalías y otros cargos asociados a la producción del año 2019 alcanzaron los Ps 39,5 MM en comparación a los Ps 30,3 MM del año 2018, lo que representa un incremento de Ps 9,2 MM, o 30,5%. Las regalías sobre la producción de petróleo crudo registraron un aumento de Ps 7,9 MM, o 36,6%, mientras que las regalías y otros cargos asociados a la producción de gas natural aumentaron en Ps 1,4 MM, o 15,6%, 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 tal como se mencionó anteriormente;
- Los costos de transporte vinculados a la producción (camión, oleoductos y poliductos en yacimientos) ascendieron en el año 2019 a Ps 9,2 MM, lo que representa un aumento de aproximadamente Ps 4,7 MM, o 107,1%, respecto a los Ps 4,4 MM del año 2018 debido a un aumento de las tarifas en pesos y a la mayor actividad en áreas no convencionales.

Los gastos de exploración correspondientes al año 2019 ascendieron a Ps 6,8 MM, presentando un aumento del 25,2% comparado con los Ps 5,5 MM correspondientes al año 2018, debido principalmente a los mayores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas en el ejercicio actual, por un monto diferencial de Ps 0,5 MM en comparación con el año anterior. A su vez, se registraron mayores gastos de estudios sísmicos y geológicos por Ps 0,4 MM. Se destaca que la inversión exploratoria fue un 20,1% superior al año anterior, totalizando Ps 6,5 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 (Ps 30,4 MM neto de impuestos) 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 de 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.

En el cuarto trimestre de 2018, el Grupo reconoció una reversión neta en el cargo por deterioro del valor de sus activos de Ps 2,9 MM, compuesta principalmente por: a) reversión de la provisión por deterioro de los activos de la UGE Petróleo de Ps 39,8 MM, motivado por el aumento de las reservas junto con mejoras en los costos estimados; compensando parcialmente por el aumento de la tasa de descuento producto del aumento de la tasa de riesgo país y costo de la deuda y por mayores inversiones asociadas a las mayores reservas consideradas en el flujo; b) cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo principalmente para la UGE Gas – Cuenca Neuquina de Ps 28,3 MM y UGE Gas – Cuenca Austral de Ps 8,2 MM, cuyo origen se basa principalmente en la reducción esperada en el precio de gas de mercado producto de la disminución en el precio de venta a distribuidoras y a usinas (motivado fundamentalmente por el exceso de oferta frente a la demanda doméstica en determinados momentos del año) y en el aumento de la tasa de descuento mencionada anteriormente.

Los costos operativos erogables unitarios en dólares del año 2019 fueron de 18,8 USD/bpe, mostrando una disminución del 9,1% frente a los 20,7 USD/bpe del año 2018 (incluyendo tributos por 5,2 USD/bpe y 6,4 USD/bpe). Por su parte, el lifting cost promedio consolidado para la compañía en el año 2019 fue de 12,0 USD/bpe, un 2,9% superior respecto al año anterior.



Reservas

En el año 2019, las reservas probadas se han disminuido menos de un 1%, de 1.080 Mbpe a 1.073 Mbpe. La tasa de reemplazo de reservas alcanzó un 96%, mientras que la específica de gas fue del 53% y la de líquidos fue del 137%. Por su parte la incorporación neta de reservas probadas de hidrocarburos alcanzó los 181 Mbpe, de los cuales 132 Mbbl a la incorporación de reservas de líquidos y 49 Mbpe corresponden a incorporación de reservas de gas natural.

En la Cuenca Neuquina se destacan las incorporaciones de reservas comprobadas por extensiones en el desarrollo No Convencional en la formación Vaca Muerta. Los yacimientos Loma La Lata Norte, La Amarga Chica, Bandurria Sur y Loma Campana lograron las principales incorporaciones de reservas de líquidos y Aguada de la Arena en gas. En yacimientos convencionales se destaca en gas la incorporación por actividad y comportamiento de la producción en Loma La Lata Central.

Por su parte en la Cuenca del Golfo de San Jorge, se destaca la incorporación de reservas de líquidos debido a revisiones positivas principalmente en los yacimientos Los Perales, Manantiales Behr Norte y Cañadón Yatel.

En la Cuenca Austral se destaca la incorporación de reservas comprobadas de gas en el Área Magallanes por comportamiento de la producción.

Al cierre del ejercicio 2019, las principales áreas de reservas de hidrocarburos de YPF son las siguientes: Loma La Lata Norte, Loma Campana, Loma La Lata Central, La Amarga Chica, Bandurria Sur, Aguada Toledo-Sierra Barrosa, Estación Fernández Oro y Río Neuquén en la Cuenca Neuquina; Vizcacheras en la Cuenca Cuyana; Los Perales, Manantiales Behr, Cañadón Seco, Barranca Baya y El Trébol en la Cuenca del Golfo San Jorge y Magallanes en la Cuenca Austral.

3.1.2 RESULTADOS CUARTO TRIMESTRE

El resultado operativo del Upstream del cuarto trimestre 2019, totalizó una pérdida de Ps 11,5 MM en comparación con la ganancia de Ps 2,4 MM del cuarto trimestre 2018, antes del recupero de activos.

En el cuarto trimestre de 2019, las ventas del segmento crecieron un 32,5% en relación con el mismo periodo de 2018, totalizando en Ps 82,3 MM. Este incremento se produce como resultado de los siguientes factores:

- Las ventas de petróleo totalizaron en Ps 61,4 MM, siendo superiores en Ps 14,9 MM, o 32,0%, a los Ps 46,5 MM del cuarto trimestre 2018 debido a que el precio intersegmento del petróleo aumentó aproximadamente un 31,0% medido en pesos. El precio de realización del crudo expresado en dólares en el cuarto trimestre 2019 disminuyó un 18,2% hasta los 48,1 USD/bbl impactado fundamentalmente por la pesificación de los precios domésticos de crudos establecida por el DNU N° 566/19 y sus modificatorios. Asimismo, el volumen de petróleo crudo transferido entre segmentos disminuyó 0,2%;
- Las ventas como productores de gas natural alcanzaron los Ps 22,1 MM reflejando un incremento de Ps 8,0 MM, o 56,6% respecto a los Ps 14,1 MM del cuarto trimestre 2018 como consecuencia de un incremento del 15,7% del precio promedio en pesos, considerando la devaluación

producida entre ambos períodos. El precio de realización promedio del trimestre en dólares fue de 2,99 USD/Mmbtu, un 25,8% inferior al del mismo trimestre 2018. Asimismo, los volúmenes comercializados entre segmentos presentaron un aumento del 18,0%, en comparación con el mismo periodo de 2018. Adicionalmente el cuarto trimestre de 2018 incluía una reversión de aproximadamente Ps 2,2 MM de subsidio de áreas No Convencional producto de la no inclusión de ciertas áreas, en el marco de la Resolución 46-E/2018.

Durante el cuarto trimestre del año 2019 la producción total de hidrocarburos alcanzó los 524,8 Kbped, incrementándose un 5,4% respecto a la del mismo periodo en el año 2018. La producción de crudo se mantuvo estable en 227,0 Kbbld. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2018 y 31 de julio de 2019 finalizó el proceso de cesión de áreas marginales cuya producción durante el cuarto trimestre de 2018 fue de 2,0 Kbbld y 0,8 Kbbld respectivamente. La producción de gas natural aumentó un 9,6% respecto al mismo periodo de 2018, alcanzando los 40,3 Mm3d. Cabe destacar que durante el cuarto trimestre 2019, el aumento de la demanda a YPF por parte de usinas y clientes en el exterior, permitieron aumentar las ventas reduciendo así los cierres temporales de producción. Por su parte, la producción de NGL aumentó un 11,5% alcanzando los 44,3 Kbbld debido a que se vieron reducidos los cortes de producción respecto al cuarto trimestre 2018.

Respecto de la actividad de desarrollo, en el cuarto trimestre de 2019 se han puesto en producción un total de 105 pozos nuevos, incluyendo los pozos de shale y tight mencionados posteriormente, de los cuales 29 son no operados.

Durante el cuarto trimestre de 2019, en las áreas de shale la producción neta para YPF alcanzó un total de 111,8 Kbped de hidrocarburos, lo que representa un aumento del 71,9%, respecto al cuarto trimestre 2018. Dicha producción se compone por 40,2 Kbbld de crudo, 16,1 Kbbld de NGL y 8,8 Mm3d de gas natural. En cuanto a la actividad de desarrollo, se han puesto en producción 31 pozos con objetivo Vaca Muerta (6 no operados), alcanzando un total de 842 pozos activos al cierre del cuarto trimestre de 2019, de los cuales 87 son no operados, contando con un total de 16 equipos activos de perforación y 14 de workover.

En cuanto al desarrollo de tight, la producción neta alcanzó en el cuarto trimestre de 2019 los 10,2 Mm3d de gas, 3,5 Kbbld de NGL y 5,2 Kbbld de petróleo, de los cuales el 87,3 % proviene de áreas operadas por YPF. En cuanto a la actividad operada se pusieron en producción 5 nuevos pozos en Estación Fernández Oro.

En materia de los costos operativos totales (excluyendo los gastos de exploración) se observó en el cuarto trimestre de 2019 un incremento del 62,7%, alcanzando los Ps 91,4 MM. Se destacan dentro de esta variación:

- Las depreciaciones de propiedades, planta y equipo del cuarto trimestre 2019 ascendieron a Ps 37,7 MM en comparación a los Ps 17,1 MM del cuarto trimestre 2018, lo que representa un incremento de Ps 20,6 MM, o 120,2%, 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 cuarto trimestre 2019 ascendieron a Ps 32,6 MM, siendo superiores en Ps 12,0 MM, o 57,8%, a los Ps 20,7 MM del cuarto trimestre 2018. Por su parte, el incremento del indicador unitario, medido en pesos, fue del 49,7%, 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 y por el mayor consumo de químicos para el uso de pozos e instalaciones;

- Las regalías y otros cargos asociados a la producción del cuarto trimestre 2019 alcanzaron los Ps 10,5 MM en comparación a los Ps 8,1 MM del cuarto trimestre 2018, lo que representa un incremento de Ps 2,4 MM, o 29,1%. Las regalías sobre la producción de petróleo crudo registraron un aumento de Ps 2,2 MM, o 35,2%, mientras que las regalías y otros cargos asociados a la producción de gas natural aumentaron en Ps 0,2 MM, o 9,4%, 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 cuarto trimestre de 2019 a Ps 2,9 MM, lo que representa un aumento de aproximadamente Ps 1,5 MM, o 100,6%, respecto a los Ps 1,5 MM del cuarto trimestre 2018 debido a un aumento de las tarifas en pesos y a la mayor actividad en áreas no convencionales.

Los gastos de exploración totalizaron en Ps 2,3 MM en el cuarto trimestre de 2019, presentando una disminución del 35,0% comparado a los Ps 3,6 MM registrados en el cuarto trimestre de 2018, debido principalmente a los menores resultados negativos provenientes de perforaciones exploratorias improductivas, por un monto diferencial de Ps 1,4 MM. Se destaca que la inversión exploratoria medida en pesos durante el trimestre fue un 33,7% inferior al mismo período del año anterior, totalizando Ps 1,1 MM.

En el cuarto trimestre de 2018, el Grupo reconoció una reversión neta en el cargo por deterioro del valor de sus activos de Ps 2,9 MM, compuesta principalmente por: a) reversión de la provisión por deterioro de los activos de la UGE Petróleo de Ps 39,8 MM, motivado por el aumento de las reservas junto con mejoras en los costos estimados; compensando parcialmente por el aumento de la tasa de descuento producto del aumento de la tasa de riesgo país y costo de la deuda y por mayores inversiones asociadas a las mayores reservas consideradas en el flujo; b) cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo principalmente para la UGE Gas – Cuenca Neuquina de Ps 28,3 MM y UGE Gas – Cuenca Austral de Ps 8,2 MM, cuyo origen se basa principalmente en la reducción esperada en el precio de gas de mercado producto de la disminución en el precio de venta a distribuidoras y a usinas (motivado fundamentalmente por el exceso de oferta frente a la demanda doméstica en determinados momentos del año) y en el aumento de la tasa de descuento mencionada anteriormente.

Los costos operativos erogables unitarios en dólares del cuarto trimestre 2019 fueron de 16,7 USD/bpe, mostrando una disminución del 21,0% frente a los 21,2 USD/bpe del cuarto trimestre 2018 (incluyendo tributos por 4,3 USD/bpe y 5,7 USD/bpe). Por su parte, el lifting cost promedio consolidado para la compañía en el cuarto trimestre 2019 fue de 11,4 USD/bpe, un 6,3% inferior respecto al cuarto trimestre 2018.

Inversiones

Las inversiones en Upstream en el cuarto trimestre de 2019 alcanzaron los Ps 42,4 MM, siendo superiores en un 82,9% a las realizadas en el cuarto trimestre de 2018. En relación con las inversiones mencionadas, cabe destacar que durante el cuarto trimestre del año 2019 el 62,3% fueron destinadas a perforación y workover, el 32,6% a Instalaciones y el 5,1% restante a exploración y otras actividades Upstream.



Al igual que en el tercer trimestre del 2019, la actividad durante el cuarto 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, 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, Cerro Morado Este, El Trébol-Escalante, Seco León como así también en proyectos de recuperación secundaria principalmente en los bloques de Desfiladero Bayo, Manantiales Behr y 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 cuarto trimestre 2019 estuvo focalizada en los bloques no operados de La Calera y Aguada Pichana Este, dentro de las áreas Operadas en Rincón del Mangrullo y La Ribera, se terminaron pozos iniciados en trimestres anteriores y cargos en instalaciones. 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 cuarto trimestre de 2019 se concentró en la cuenca Neuquina en los bloques Loma la Lata, Las Manadas y Cerro Manrique.

Durante el cuarto trimestre del año 2019 se han finalizado 4 proyectos exploratorios (3 de petróleo y 1 de gas). Adicionalmente se terminaron 7 pozos de estudio (7 de petróleo).

3.2 DOWNSTREAM

4T 2018	3T 2019	4T 2019	Var.% 4T 19 / 4T 18	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2018	Ene-Dic 2019	Var.% 2019 / 2018
4.356	5.504	20.527	371,2%	Resultado operativo (Ps M)	7.818	40.653	420,0%
117.900	136.516	164.614	39,6%	Ventas netas (Ps M)	339.730	535.171	57,5%
4.097	4.049	4.031	-1,6%	Ventas de productos refinados mercado interno (Km3)	16.206	15.821	-2,4%
578	425	612	5,9%	Exportación productos refinados (Km3)	1.826	1.962	7,4%
173	193	172	-0,6%	Venta de productos químicos mercado interno (*) (Ktn)	791	705	-10,9%
139	57	101	-27,3%	Exportación de productos químicos (Ktn)	410	301	-26,6%
289,1	287,4	290,5	0,5%	Crudo procesado (Kbbld)	283,8	277,5	-2,2%
90%	90%	91%	0,4%	Utilización de las refinерías (%)	89%	87%	-2,0%
8.044	3.195	9.713	20,7%	Inversiones (Ps M)	15.632	22.455	43,6%
4.148	4.764	7.283	75,6%	Depreciaciones (Ps M)	12.285	20.805	69,4%
610	532	503	-17,6%	Precio neto promedio de las naftas en el mercado interno (USD/m3)	630	542	-14,1%
636	586	558	-12,2%	Precio neto promedio del gasoil en el mercado interno (USD/m3)	621	590	-5,0%

(*) No incluye las ventas de fertilizantes.

3.2.1 RESULTADOS ACUMULADOS

El resultado operativo del Downstream durante el año 2019 totalizó Ps 40,7 MM, 420,0% superior a la del año 2018.

Las ventas netas crecieron un 57,5% en relación con el año 2018, alcanzando los Ps 535,2 MM. Se destacan:

- Las ventas de gasoil del año 2019 ascendieron a Ps 225,3 MM, siendo superiores a las del año 2018 en Ps 85,6 MM, o 61,3%, debido a un incremento del 64,8% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil compensado parcialmente por menores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 2,2%, acompañando la baja observada en el mercado para este producto de aproximadamente 0,8%. Adicionalmente, se observó una disminución del 1,6% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gasoil premium);
- Las ventas de naftas del año 2019 ascendieron a los Ps 141,5 MM, siendo superiores a las del año 2018 en Ps 44,4 MM, o 45,7%, debido a un incremento del 47,8% en el precio promedio, compensado parcialmente con una disminución de los volúmenes totales despachados de aproximadamente 1,4%, acompañando la baja observada en el mercado para este producto de

aproximadamente 1,9%. Adicionalmente, se observó una disminución del 14,4% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);

- Las restantes ventas en el mercado interno totalizaron Ps 81,1 MM, reportando un incremento de Ps 23,1 MM, o 39,8%, respecto a las del año 2018. Se destacan las mayores ventas de GLP en un 21,1%, jet fuel en un 69,3%, petróleo crudo en un 127,9%, productos petroquímicos en un 44,6%, fertilizantes en un 86,1%, y lubricantes en un 54,5%, en todos estos casos principalmente debido a los mayores precios de estos productos medidos en pesos. Este incremento se vio parcialmente compensado por menores ventas de carbón residual en un 15,1%;
- Por su parte, las exportaciones de productos del año 2019 totalizaron Ps 87,3 MM, reportando un incremento de Ps 42,3 MM, o 94,2%, frente a las exportaciones de 2018. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de jet fuel por Ps 10,5 MM, o 69,7%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medido en pesos de un 53,5% y en un 10,6% en los volúmenes vendidos, así como también las mayores ventas al exterior de productos petroquímicos por Ps 1,6 MM, o 21,4%, debido a mejores precios promedio de venta medidos en pesos, compensado en parte por menores volúmenes comercializados y fuel oil por Ps 2,7 MM, o 92,5%, debido a mejores precios promedio de venta medidos en pesos y volúmenes comercializados. Se registraron mayores ventas al exterior de petróleo y nafta virgen por Ps 8,6 MM y Ps 2,6 MM respectivamente, principalmente por mayores volúmenes vendidos y a partir de exportaciones puntuales realizadas en el período. Las exportaciones de harinas y aceite de soja tuvieron un aumento de Ps 10,2 MM, o 147,6%, en la comparación de ambos períodos, motivado por un incremento de 53,5% en los precios obtenidos medidos en pesos y un aumento del 61,3% en los volúmenes.

Durante el año 2019 los costos y gastos operativos se incrementaron un 46,8%, o Ps 143,0 MM, en relación al mismo periodo del año anterior, alcanzado los Ps 448,2 MM. Se destacan:

- Las compras de petróleo crudo del año 2019 alcanzaron los Ps 250,8 MM, siendo superiores a los Ps 178,1 MM del año 2018 en Ps 72,7 MM o 40,8%. El volumen comprado a terceros tuvo un incremento de 8,3%, mientras que el volumen de crudo transferido del segmento Upstream tuvo una disminución del 1,8%. A su vez, se observó una suba de 40,8% en los precios del petróleo crudo expresado en pesos, principalmente debido a la devaluación acaecida, neto del efecto del DNU N° 566/19 mencionado anteriormente;
- Las compras de biocombustibles (FAME y Bioetanol) del año 2019 alcanzaron los Ps 34,6 MM, reportando un incremento de Ps 10,7 MM, o 44,6% respecto al 2018, debido principalmente a un aumento de 52,6% y 40,4% en el precio del FAME y el bioetanol respectivamente, todo ello compensado parcialmente por una disminución en los volúmenes adquiridos de FAME del 2,6% y en los volúmenes comprados de bioetanol del 0,5%;
- Las importaciones de combustibles del año 2019 alcanzaron los Ps 32,0 MM, siendo superiores a los Ps 22,9 MM de 2018 en Ps 9,1 MM, o 39,9%, debido principalmente a mayores importaciones de gasoil por Ps 3,2 MM, o 22,2%, de jet fuel por Ps 5,3 MM, o 91,8%, y de nafta

premium por Ps 0,7 MM, o 24,5%, debido principalmente a la devaluación acaecida en el presente período;

- La recepción de granos a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al agro, las cuales contablemente se registran como compras, alcanzaron los Ps 14,5 MM en 2019, siendo superiores a los Ps 7,1 MM del año 2018 en Ps 7,4 MM, o 105,1%. Dicho incremento se debe principalmente por un mayor precio promedio en torno al 55,0% y a un aumento en los volúmenes de 32,3%;
- Con respecto a los costos de producción, los conceptos vinculados al costo de refinación del año 2019 totalizaron en Ps 24,8 MM, siendo superiores a los Ps 13,2 MM del año 2018 en Ps 11,6 MM, o 87,6%. Dicho incremento fue fundamentalmente motivado por los mayores cargos por consumo de materiales, repuestos y otros suministros, gasto de personal y mayores cargos en reparaciones y mantenimiento. Como consecuencia de esto, y considerando asimismo que el nivel de procesamiento en refinerías fue un 2,2% inferior, el costo de refinación unitario aumentó en el año 2019 en un 91,8% en comparación con el año 2018;
- Las depreciaciones de propiedades, planta y equipos correspondientes al proceso productivo del año 2019 ascendieron a Ps 17,1 MM, lo que representa un incremento de aproximadamente Ps 6,9 MM, o 68,1%, motivado fundamentalmente por los mayores valores de activos sujetos a depreciación respecto al mismo período del año anterior debido a la mayor valuación de los mismos teniendo en cuenta la moneda funcional de la compañía;
- En el año 2019 se registró una variación de existencia negativa en este segmento por Ps 8,7 MM principalmente por el consumo de existencias, comparado con los Ps 1,8 MM negativos de 2018, que se había dado como consecuencia de la disminución del precio de crudo en el cuarto trimestre 2018 (valorizado a precio de transferencia);
- Los costos de transporte vinculados a la producción (naval, oleoductos y poliductos) correspondientes al año 2019 alcanzaron los Ps 11,3 MM, lo que representa un incremento de Ps 4,2 MM, o 58,8%, frente a los Ps 7,1 MM del año 2018 debido principalmente a un aumento de las tarifas en pesos.

Los gastos de comercialización del año 2019 ascendieron a Ps 45,0 MM, presentando un incremento de Ps 18,8 MM, o 71,9%, en comparación a los Ps 26,2 MM del año 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 a mayores cargos por depreciación de activos fijos, mayores gastos de personal y mayores retenciones a las exportaciones.

Durante el año 2019 los niveles de procesamiento de las refinerías alcanzaron un 86,9%, un 2,2% inferior respecto al año 2018, debido principalmente a incidentes en el horno del Topping D del complejo Industrial La Plata, por el corte de energía eléctrica en Argentina el día 16 de junio de 2019 y paros de planta realizados. Con estos niveles de procesamiento, se obtuvo una menor producción de gasoil (-0,8%) y de naftas (-2,3%), correspondiente ésta última a la menor producción de Nafta Infinia (-12,2%) compensada en parte por una mayor producción de Nafta Super (+1,7%). Adicionalmente, disminuyó la producción de otros refinados como



gas licuado de petróleo (GLP), carbón de petróleo y asfaltos, y se incrementó la producción de fuel oil, bases lubricantes y nafta petroquímica, todo ello en comparación con las producciones del período anterior.

3.2.2 RESULTADOS CUARTO TRIMESTRE

El segmento del Downstream en el 4T de 2019 registró una ganancia operativa de Ps 20,5 MM, representando un incremento de 371,2% en comparación a la ganancia operativa de Ps 4,4 MM reportada en el 4T 2018.

Los ingresos netos del segmento Downstream, durante el 4T 2019 alcanzaron los Ps 164,6 MM, representando un incremento de 39,6% en relación con los Ps 117,9 MM correspondientes al mismo período de 2018. Este incremento se produce debido a los siguientes factores:

- Las ventas de gasoil del 4T 2019 ascendieron a Ps 68,1 MM, siendo superiores a las del 4T 2018 en Ps 19,9 MM, o 41,4%, debido a un incremento aproximado del 42,1% en el precio promedio obtenido para el mix de gasoil en pesos compensado parcialmente por menores volúmenes totales despachados de aproximadamente un 0,6%, mientras en el mercado se pudo observar un incremento para este producto de aproximadamente 1,5%. Adicionalmente, se observó un incremento del 2,7% en los volúmenes vendidos de Infinia Diesel (gasoil premium);
- Las ventas de naftas del 4T 2019 ascendieron a los Ps 42,3 MM, siendo superiores a las del 4T 2018 en Ps 9,5 MM, o 29,0%, debido a un incremento aproximado del 30,3% en el precio promedio para el mix de naftas, compensado parcialmente por menores volúmenes despachados de aproximadamente 1,0%, mientras que en el mercado se pudo observar un incremento para este producto de aproximadamente 2,8%. Adicionalmente, se observó un incremento del 3,4% en los volúmenes vendidos de Nafta Infinia (nafta premium);
- Las restantes ventas en el mercado interno del 4T 2019 totalizaron Ps 23,9 MM, reportando un incremento de Ps 3,1 MM, o 15,0%, respecto a las del 4T 2018. Se destacan las mayores ventas de jet fuel en un 24,2%, productos petroquímicos en un 40,0%, fertilizantes en un 71,9%, lubricantes en un 68,0% y GLP en un 26,8%, en todos estos casos debido principalmente a los mayores precios de estos productos medidos en pesos, compensado parcialmente por menores ventas de petróleo crudo en un 45,0%, asfaltos en un 40,4% y carbón residual en un 56,5%;
- Por su parte, los ingresos obtenidos en el mercado externo durante el 4T 2019 alcanzaron los Ps 30,4 MM, reportando un incremento de Ps 14,2 MM, o 87,6%, frente a las exportaciones de 2018. Se destacan entre ellos, las mayores ventas al exterior de petróleo por Ps 4.0 MM, principalmente por un incremento en el volumen exportado de un 612,5%, así como también las de jet fuel por Ps 1.9 MM que representa un 33,6%, debido a un incremento en los precios promedio de venta medidos en pesos de un 40,0%, compensado por una disminución del 4,5% en los volúmenes vendidos. Se registraron también mayores ventas al exterior de nafta virgen por Ps 1.2 MM y de fuel oil por Ps 1.4 MM. Adicionalmente, las exportaciones de harinas y aceite de soja tuvieron un aumento de Ps 3.6 MM, o 305,2%, en la comparación de ambos períodos, motivado por un incremento de 94,7% en los precios obtenidos medidos en pesos y un aumento del 108,1% en los volúmenes.

Durante el 4T 2019 los costos y gastos operativos se incrementaron un 24,2%, o Ps 25,4 MM, en relación al mismo periodo del año anterior, alcanzando los Ps 129,7 MM. Se destacan:

- Las compras de petróleo crudo del 4T 2019 ascendieron a Ps 73,7 MM, siendo superiores a los Ps 57,0 MM del 4T 2018 en Ps 16,7 MM, o 29,2%. Se observó una suba de 29,7% 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 una disminución de 1,4%, mientras que el volumen de crudo transferido del segmento Upstream tuvo una leve disminución del 0,2%;
- Las compras de biocombustibles (FAME y Bioetanol) correspondientes al 4T 2019 alcanzaron los Ps 10,3 MM, reportando un incremento de Ps 2,6 MM, o 34,1%, debido principalmente a un aumento de un 47,3% en el precio del FAME y un 34,1% en el precio del bioetanol, compensado parcialmente por una disminución del 7,7% en los volúmenes comprados de FAME y del 1,9% en los volúmenes adquiridos de bioetanol;
- Incremento en la recepción de granos por Ps 1,0 MM, o 66,3%, a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al agro, que contablemente se registran como compras. Dicho incremento se debió a un aumento de 74,0% en el precio promedio, compensado parcialmente por una disminución del 4,4% en los volúmenes recepcionados;
- Durante el 4T 2019 se registró en este segmento una variación de existencia negativa por Ps 4,2 MM, principalmente por consumo de existencias, en comparación con la variación de existencia negativa registrada en el 4T 2018 de Ps 6,8 MM, que se había dado principalmente como consecuencia de la disminución del precio del crudo en el 4T 2018 (valorizado a precio de transferencia);
- Los costos de refinación del 4T 2019 totalizaron en Ps 8,2 MM, siendo superiores a los Ps 4,3 MM del 4T 2018 en aproximadamente Ps 3,9 MM, o 90,0%. 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 4T 2019 en un 89,2% en comparación con el mismo período de 2018;
- Las depreciaciones de propiedades, planta y equipos correspondientes al proceso productivo del 4T 2019 ascendieron a Ps 6,1 MM, reflejando un incremento de aproximadamente Ps 2,6 MM, o 75,6%, 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 4T 2019 alcanzaron los Ps 3,4 MM, lo que representa un incremento de Ps 1,0 MM, o 43,3%, frente a los Ps 2,4 MM del 4T 2018 debido a un aumento de las tarifas en pesos.

Los gastos de comercialización del 4T 2019 ascendieron a Ps 14,2 MM, presentando un incremento de Ps 5,3 MM, o 58,9%, en comparación a los Ps 8,9 MM del 4T 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 retenciones a las exportaciones.

El volumen de crudo procesado en el trimestre fue de 290,5 Kbbld, un 0,5% superior al del 4T 2018, principalmente por paros de planta programados realizados en el 4T 2018. Con estos niveles de procesamiento se obtuvo una mayor producción de gasoil de (+6,9%) y una menor producción de naftas de (-3,0%), correspondiendo ésta última a la menor producción de Nafta Super (-5,0%), compensado parcialmente por una mayor producción de Nafta Infinia (+3,0%). Adicionalmente, se incrementó la producción de otros refinados como gas licuado de petróleo (GLP), carbón de petróleo, fuel oil, bases lubricantes y nafta petroquímica, mientras que disminuyó la producción de asfaltos, todo ello en comparación con las producciones del período anterior.

Inversiones

Las inversiones acumuladas del Downstream del año 2019 totalizaron en Ps 22,5 MM, siendo un 43,6% superiores a las del año 2018. Por su parte las inversiones del 4T 2019 alcanzaron los Ps 9,7 MM, un 20,7% superiores a las del 4T 2018.

Para dar cumplimiento a las nuevas especificaciones de combustibles, se continúan los desarrollos de las Ingenierías para las nuevas unidades de hidrotratamiento de naftas y gasoil a realizarse en las tres refinерías. Esto permitirá alcanzar las especificaciones determinadas por la Resolución 576/2019 del Ministerio de Hacienda cuya entrada en vigencia es en el año 2024.

En la Refinería Luján de Cuyo continúan las obras para el Revamping de la Unidad de MTBE a ETBE, para que a partir del cuarto trimestre 2020 se pueda incorporar etanol directamente al blending de naftas.

En Logística se está llevando a cabo la construcción de la nueva aeroplanta de Rosario y se está adecuando el muelle de la Terminal Barranqueras. Estas obras tienen previstas su finalización para el segundo trimestre 2020.

Se comenzó la construcción de YFP Directo Añelo, que permitirá abastecer de combustible a las empresas que operan en la zona de Vaca Muerta.

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



3.3 GAS Y ENERGÍA

4T 2018	3T 2019	4T 2019	Var.% 4T 19 / 4T 18	(Cifras no auditadas)	Ene-Dic 2018	Ene-Dic 2019	Var.% 2019 / 2018
766	920	402	-47,6%	Resultado operativo (Ps M)	16.786	2.944	-82,5%
766	1.788	402	-47,6%	Resultado operativo antes del recupero/deterioro de activos (Ps M)	16.786	3.812	-77,3%
26.569	43.103	40.614	52,9%	Ventas netas (Ps M)	99.038	139.752	41,1%
951	1.639	2.340	146,1%	Inversiones (Ps M)	1.968	6.170	213,5%
734	398	399	-45,6%	Depreciaciones (Ps M)	928	1.378	48,5%

3.3.1 RESULTADOS ACUMULADOS

El segmento de negocios de Gas y Energía registró un resultado operativo en el año 2019 de Ps 3,8 MM, antes del cargo por deterioro de activos, lo que representa una disminución del 77,3% frente a los Ps 16,8 MM del año 2018.

Los ingresos netos del segmento durante el año 2019 ascendieron a Ps 139,8 MM, reportando un incremento del 41,1% respecto del año anterior. Se destacan:

- Las ventas como productores de gas natural en el mercado interno y externo se incrementaron en Ps 20,2 MM, o 30,6%, como consecuencia de un incremento en el precio promedio de 41,9% en pesos, compensado parcialmente con una reducción del 8,0% en el volumen vendido. Esta reducción se explica principalmente por el exceso de oferta de gas frente a la demanda existente con su consecuente baja de precio en todos los segmentos en especial en el segmento usinas, lo cual impactó en la producción de gas natural y por consiguiente afectó negativamente los volúmenes despachados, principalmente durante el primer semestre de 2019. Esta tendencia en cuanto a volúmenes despachados se revirtió en el segundo semestre de 2019, luego de captar mayor demanda de grandes generadores;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales, pequeñas industrias y comercios) se incrementaron en Ps 17,8 MM, o 71,5%. Este incremento se explica principalmente por nuestra compañía controlada Metrogas S.A., que obtuvo un mayor precio promedio de 21,8%, y mayores volúmenes comercializados de 41,5% a través de su red de distribución;
- A partir del año 2019 comenzamos a operar la unidad Tango FLNG, una instalación flotante de licuefacción de gas natural, cuyas exportaciones totalizaron Ps 0,6 MM durante 2019.

En materia de los costos totales se observó durante el año 2019 un incremento del 44,5% alcanzando los Ps 134,8 MM, comparado con los Ps 93,3 MM durante el año 2018. Se destacan dentro de esta variación:

- Incremento en las compras de gas natural por Ps 21,4 MM, o 32,5%, a Ps 87,1 MM. Se observó una suba de 42,4% 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 61,8%,

mientras que el volumen de gas natural transferido del segmento Upstream tuvo una disminución del 4,7%;

- Incremento en las compras de gas natural a otros productores para su reventa en el segmento de distribución a clientes minoristas (clientes residenciales, pequeñas industrias y comercios) por Ps 9,9 MM, o 65,6%, principalmente debido a un incremento en el precio de compra del 39,3% y un aumento de volumen del 13,1%.

Por otra parte, durante el primer trimestre de 2018 este segmento registró el resultado por la revaluación de la inversión de YPF en YPF EE por Ps 12,0 MM, como consecuencia del acuerdo para la capitalización de esta última. Adicionalmente, este acuerdo motivó la desconsolidación de YPF EE.

3.3.2 RESULTADOS CUARTO TRIMESTRE

En el 4T 2019 el segmento de negocios de Gas y Energía registró una ganancia operativa de Ps 0,4 MM, lo que representa una disminución del 47,6% frente a la utilidad operativa positiva de Ps 0,8 MM durante el mismo período de 2018.

Los ingresos netos del segmento durante el 4T 2019 ascendieron a Ps 40,6 MM, reportando un incremento del 52,9% respecto al mismo trimestre del año anterior. Se destacan:

- Las ventas como productores de gas natural en el mercado interno y externo alcanzaron Ps 21,4 MM siendo superiores a los Ps 15,0 MM del 4T 2018 en Ps 6,5 MM, o 43,2%, como consecuencia de un incremento en el precio promedio de 13,7% en pesos, y un incremento del 9,9% en el volumen vendido. Adicionalmente, el cuarto trimestre de 2018 incluía una reversión de aproximadamente Ps 2,2 MM de subsidio de áreas No Convencional producto de la no inclusión de ciertas áreas, en el marco de la Resolución 46-E/2018;
- Las ventas de gas natural al segmento minorista (clientes residenciales, pequeñas industrias y comercios) totalizaron Ps 14,7 MM, lo que representa un incremento de Ps 4,9 MM, o 50,2% en comparación a los Ps 9,8 MM del 4T 2018. Este incremento se explica principalmente por un incremento de los volúmenes comercializados de nuestra compañía controlada Metrogas S.A.;
- A partir del año 2019 comenzamos a operar la unidad Tango FLNG, una instalación flotante de licuefacción de gas natural, cuyas exportaciones totalizaron Ps 0,6 MM durante el 4T 2019.

En materia de los costos operativos totales se observó durante el 4T 2019 un incremento del 56,8%, alcanzando los Ps 39,8 MM comparado con los Ps 25,4 MM durante el mismo trimestre de 2018. Se destacan dentro de esta variación:

- Las compras de gas natural alcanzaron Ps 22,3 MM, mostrando un incremento de Ps 7,6 MM, o 51,9%, en comparación a los Ps 14,7 MM del 4T 2018. Se observó una suba de 32,6% 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 72,3%, mientras que el volumen de gas natural transferido del segmento Upstream aumentó un 18,0%;

- Las compras de gas natural a otros productores para su reventa en el segmento de distribución a clientes minoristas (clientes residenciales, pequeñas industrias y comercios) fueron superiores en Ps 3,6 MM, o 82,5%, principalmente debido a un incremento en el precio de compra de aproximadamente 46,9%, y en los volúmenes adquiridos del 49,7%.

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 año 2019 fue negativo en Ps 15,9 MM, frente a la pérdida operativa de Ps 6,1 MM correspondiente al año 2018. Esta mayor pérdida esta fundamentalmente relacionada con pérdidas esperadas en proyectos en curso, fundamentalmente de nuestra sociedad controlada A-Evangelista S.A. Adicionalmente, durante el año 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 0,5 MM en el año 2019 y de Ps 2,7 MM en el año 2018. En el presente año 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 año 2019, la generación de caja operativa alcanzó los Ps 217,1 MM, un 73,6% superior a la del año anterior. Esta variación de Ps 92,1 MM tuvo lugar principalmente por el aumento del EBITDA de Ps 61,5 MM sin considerar el resultado por la revaluación de la inversión en YPF EE antes mencionado; y por la disminución del capital de trabajo que incluye el cobro de once cuotas de los Bonos "Programas Gas Natural" durante el año, compensadas parcialmente con los pagos por adhesión al revalúo impositivo establecido en la Ley N° 27.430, y 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. La generación de fondos durante el año 2019 permitió afrontar el monto que la Sociedad requirió para financiar las inversiones realizadas.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión alcanzó un total de Ps 163,9 MM durante el año 2019, un 99,2% superior al año anterior. Este incremento tuvo lugar principalmente a las mayores inversiones en activos fijos e intangibles que totalizaron Ps 161,4 MM en el año 2019 y fueron superiores en un 82,9% a las 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 4,5MM, principalmente por la adquisición de la Central Térmica Ensenada de Barragán, y por una menor realización de las tenencias de títulos públicos BONAR 2020 y 2021 de Ps 6,9 MM durante 2019 con respecto al año anterior.

A su vez, como resultado de sus actividades de financiación, durante el ejercicio 2019 la compañía tuvo una disminución neta de fondos de Ps 56,1 MM, en comparación con la disminución neta de fondos de Ps 43,7 MM ocurrida en el ejercicio 2018. Esta diferencia fue generada principalmente por el pago de intereses por Ps 41,6 MM, el pago por arrendamientos por Ps 15,2 MM, el pago de dividendos por Ps 2,3 MM, compensado parcialmente por una mayor toma de deuda neta de pagos de capital por Ps 3,9 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 74,5 MM ⁽¹⁾ al 31 de diciembre de 2019.

De este modo, la deuda total expresada en dólares alcanzó los USD 8,8 MM, y la deuda neta los USD 7,6 MM ⁽²⁾, con una ratio Deuda neta / EBITDA Ajustado ⁽²⁾ de 2,10x.

El costo promedio de la deuda nominada en pesos al cierre del ejercicio 2019 fue de 51,14%, mientras que el costo promedio de la deuda nominada en dólares fue de 7,62%.

Asimismo, durante el 4T 2019 se emitió la Obligación Negociable Clase II por un monto total de ARP 1,7 MM, a una tasa BADLAR +3,75% con vencimiento al 06/06/2020; la Obligación Negociable Clase III por un monto total de ARP 1,2 MM, a una tasa BADLAR +6% con vencimiento al 06/12/2020 y la Obligación Negociable Clase IV por un monto total de USD 19,7 MM, a una tasa fija del 7% con vencimiento al 06/12/2020.

(1) Incluye inversiones en activos financieros (títulos públicos) por USD 140 millones a valor de mercado.

(2) Deuda Neta: 7.565 MUSD / EBITDA Ajustado LTM: 3.607 MUSD = 2,10x. La Deuda Neta se calcula como deuda total menos efectivo y equivalentes.



5. TABLAS Y NOTAS

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

4T 2018	3T 2019	4T 2019	Var.% 4T19 / 4T18		Ene-Dic 2018	Ene-Dic 2019	Var.% 2019 / 2018
145.775	180.449	206.910	41,9%	Ingresos	435.820	678.595	55,7%
(118.173)	(149.599)	(187.044)	58,3%	Costos	(359.570)	(575.608)	60,1%
27.602	30.850	19.866	-28,0%	Resultado bruto	76.250	102.987	35,1%
(9.743)	(11.898)	(16.963)	74,1%	Gastos de comercialización	(27.927)	(49.898)	78,7%
(4.948)	(6.053)	(8.124)	64,2%	Gastos de administración	(13.922)	(24.701)	77,4%
(3.597)	(1.916)	(2.348)	-34,7%	Gastos de exploración	(5.466)	(6.841)	25,2%
2.900	(41.429)	-	N/A	Recupero/(Deterioro) de propiedades, planta y equipo	2.900	(41.429)	N/A
(219)	(179)	(617)	181,7%	Otros resultados operativos, netos	11.945	(1.130)	N/A
11.995	(30.625)	(8.186)	N/A	Resultado operativo	43.780	(21.012)	N/A
7.337	(296)	4.750	-35,3%	Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	4.839	7.968	64,7%
(922)	66.120	7.483	-911,6%	Ingresos financieros	100.083	93.405	-6,7%
(7.931)	(33.967)	(26.903)	239,2%	Costos financieros	(63.681)	(91.533)	43,7%
1.966	(4.726)	4.446	126,1%	Otros resultados financieros	5.123	4.162	-18,8%
(6.887)	27.427	(14.974)	117,4%	Resultados financieros netos	41.525	6.034	-85,5%
12.445	(3.494)	(18.410)	N/A	Resultado antes de impuesto a las ganancias	90.144	(7.010)	-107,8%
5.460	(9.049)	8.054	47,5%	Impuesto a las ganancias	(51.538)	(26.369)	-48,8%
17.905	(12.543)	(10.356)	N/A	Resultado neto del ejercicio	38.606	(33.379)	N/A
17.350	(12.726)	(10.476)	N/A	Resultado neto atribuible al accionista de la controlante	38.613	(34.071)	N/A
555	183	120	-78,4%	Resultado neto atribuible al interés no controlante	(7)	692	N/A
44,38	(32,44)	(26,70)	N/A	Resultado neto por acción básico y diluida	98,43	(86,85)	N/A
(16.789)	140.208	30.249	-280,2%	Otros resultados integrales	172.600	221.367	28,3%
1.116	127.665	19.893	1682,5%	Resultado integral total del periodo	211.206	187.988	-11,0%
35.434	52.867	43.834	23,7%	EBITDA (*)	133.529	183.026	37,1%

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 propiedad, 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>31/12/2019</u>
Activo No Corriente		
Activos intangibles	20.402	37.179
Propiedades, planta y equipo	699.087	1.069.011
Activos por derecho de uso	-	61.391
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	32.686	67.590
Activos por impuesto diferido, netos	301	1.583
Otros créditos	9.617	11.789
Créditos por ventas	23.508	15.325
Total del activo no corriente	<u>785.601</u>	<u>1.263.868</u>
Activo Corriente		
Activos mantenidos para su disposición	3.189	-
Inventarios	53.324	80.479
Activos de los contratos	420	203
Otros créditos	21.867	36.192
Créditos por ventas	72.646	118.077
Inversiones en activos financieros	10.941	8.370
Efectivo y equivalentes de efectivo	46.028	66.100
Total del activo corriente	<u>208.415</u>	<u>309.421</u>
Total del activo	<u>994.016</u>	<u>1.573.289</u>
Patrimonio Neto		
Aportes de los propietarios	10.518	10.572
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	348.682	531.977
Interés no controlante	3.157	5.550
Total Patrimonio Neto	<u>362.357</u>	<u>548.099</u>
Pasivo No Corriente		
Provisiones	83.388	144.768
Pasivos por impuesto diferido, netos	91.125	97.231
Pasivos de los contratos	1.828	294
Impuesto a las ganancias a pagar	-	3.387
Cargas fiscales	2.175	1.428
Pasivos por arrendamientos	-	40.391
Préstamos	270.252	419.651
Otros pasivos	549	703
Cuentas por pagar	3.373	2.465
Total del pasivo no corriente	<u>452.690</u>	<u>710.318</u>
Pasivo Corriente		
Pasivos asociados con activos mantenidos para su disposición	3.133	-
Provisiones	4.529	5.460
Pasivos de los contratos	4.996	7.404
Impuesto a las ganancias a pagar	357	1.964
Cargas fiscales	10.027	11.437
Remuneraciones y cargas sociales	6.154	10.204
Pasivos por arrendamientos	-	21.389
Préstamos	64.826	107.109
Otros pasivos	722	1.310
Cuentas por pagar	84.225	148.595
Total del pasivo corriente	<u>178.969</u>	<u>314.872</u>
Total del pasivo	<u>631.659</u>	<u>1.025.190</u>
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	<u>994.016</u>	<u>1.573.289</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)

4T 2018	3T 2019	4T 2019		Ene-Dic 2018	Ene-Dic 2019
			Actividades operativas:		
17.905	(12.543)	(10.356)	Resultado neto	38.606	(33.379)
(7.337)	296	(4.750)	Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(4.839)	(7.968)
22.915	37.465	46.674	Depreciación de propiedades, planta y equipo	87.569	145.894
-	2.849	3.307	Depreciación de activos por derecho de uso	-	10.509
738	629	709	Amortización de activos intangibles	1.749	2.374
6.352	5.686	4.674	Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	12.101	19.124
(5.460)	9.049	(8.054)	Cargo por impuesto a las ganancias	51.538	26.369
(9.399)	(6.213)	11.999	Aumento neto de provisiones	(3.422)	13.090
19.377	(15.382)	7.621	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	(28.611)	(5.939)
102	154	122	Planes de beneficios en acciones	308	493
(2.900)	41.429	-	(Recupero)/Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(2.900)	41.429
(147)	(249)	(249)	Seguros devengados	(417)	(498)
-	(965)	187	Resultado por venta de áreas	-	(778)
-	-	-	Resultado por revaluación de sociedades	(11.980)	-
			Cambios en activos y pasivos:		
36	107	3.297	Créditos por ventas	(25.912)	(11.833)
(5.569)	(6.914)	(3.287)	Otros créditos	(9.873)	(13.076)
5.123	(690)	17.028	Inventarios	951	6.726
2.329	3.994	7.180	Cuentas por pagar	18.769	29.435
(1.832)	1.479	(3.433)	Cargas fiscales	2.615	(1.145)
1.564	1.337	2.367	Remuneraciones y cargas sociales	1.904	4.534
44	315	104	Otros pasivos	(1.178)	803
(875)	(1.474)	(1.445)	Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(2.652)	(4.862)
38	271	270	Activos de contratos	(278)	445
1.354	886	120	Pasivos de contratos	2.179	776
109	50	-	Dividendos cobrados	583	811
20	-	-	Cobro de seguros por pérdida de beneficio	496	758
(675)	(1.259)	(641)	Pagos de impuesto a las ganancias	(2.248)	(6.955)
43.812	60.307	73.444	Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	125.058	217.137
			Activades de inversión:		
(30.968)	(40.549)	(46.591)	Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(88.293)	(161.455)
4	(55)	(95)	Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	(280)	(4.826)
1.477	-	-	Cobros por ventas de activos financieros	7.879	957
457	-	611	Intereses cobrados de activos financieros	750	1.063
-	319	63	Cobros por ventas de áreas	-	382
(2.307)	-	-	Pagos por combinación de negocios	(2.307)	-
(31.337)	(40.285)	(46.012)	Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(82.251)	(163.879)
			Actividades de financiación:		
(22.939)	(36.769)	(23.395)	Pago de préstamos	(55.734)	(93.456)
(7.664)	(12.254)	(12.355)	Pago de intereses	(26.275)	(41.606)
10.996	15.677	26.435	Préstamos obtenidos	39.673	97.351
-	-	-	Recompra de acciones propias en cartera	(120)	(280)
-	(4.390)	(5.247)	Pagos por arrendamientos	-	(15.208)
-	(126)	(333)	Pago de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	-	(583)
(1.200)	(2.300)	-	Dividendos pagados	(1.200)	(2.300)
(20.807)	(40.162)	(14.895)	Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(43.656)	(56.082)
(3.555)	16.094	1.234	Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes	18.139	22.896
(11.887)	(4.046)	13.771	Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	17.290	20.072
57.915	56.375	52.329	Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	28.738	46.028
46.028	52.329	66.100	Efectivo y equivalentes al cierre del período	46.028	66.100
(11.887)	(4.046)	13.771	Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	17.290	20.072
			COMPONENTES DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO		
6.678	6.173	6.983	Caja y Bancos	6.678	6.983
39.350	46.156	59.117	Otros Activos Financieros	39.350	59.117
46.028	52.329	66.100	TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL CIERRE DEL PERIODO	46.028	66.100

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)

4T 2019	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	77	38.731	163.615	6.225	(1.738)	206.910
Ingresos intersegmentos	82.228	1.883	999	9.683	(94.793)	-
Ingresos	82.305	40.614	164.614	15.908	(96.531)	206.910
Resultado operativo	(11.534)	401	20.527	(6.988)	(10.592)	-8.186
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	3.245	1.505	-	-	4.750
Depreciación de propiedades, planta y equipo	37.692	399	7.283	1.300	-	46.674
Deterioro de propiedades, planta y equipo	-	-	-	-	-	-
Inversión en propiedades, planta y equipo	45.596	2.340	9.713	3.699	-	61.348
Activos	742.850	199.357	508.026	129.331	(6.275)	1.573.289

4T 2018	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración Central y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Ingresos por ventas	2.070	24.398	117.354	3.538	(1.585)	145.775
Ingresos intersegmentos	60.040	2.171	546	5.619	(68.376)	-
Ingresos	62.110	26.569	117.900	9.157	(69.961)	145.775
Resultado operativo	5.252	766	4.356	(1.930)	3.551	11.995
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	7.265	72	-	-	7.337
Depreciación de propiedades, planta y equipo	17.117	734	4.148	916	-	22.915
Deterioro de propiedades, planta y equipo	(2.900)	-	-	-	-	(2.900)
Inversión en propiedades, planta y equipo	11.492	951	8.044	1.717	-	22.204
Activos	480.263	129.885	307.312	82.762	(6.206)	994.016

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

Millones de USD	2018 4T	2019 3T	2019 4T	Var 4T 19 / 4T 18	2018 Ene-Dic	2019 Ene-Dic	Var 2019 / 2018
ESTADO DE RESULTADOS							
Ingresos Ordinarios	3.939	3.309	3.447	-12,5%	15.544	13.749	-11,5%
Costos de Ventas	-3.193	-2.742	-3.119	-2,3%	-12.910	-11.589	-10,2%
Utilidad bruta	746	567	329	-56,0%	2.634	2.160	-18,0%
Otros resultados operativos	-422	-1.188	-468	11,1%	-957	-2.484	159,7%
Utilidad operativa	324	-621	-140	N/A	1.678	-325	N/A
Depreciaciones del valor de propiedad, planta y equipo	619	733	786	26,9%	3.264	3.005	-7,9%
Deterioro del valor de propiedad, planta y equipo	-78	821	0	N/A	-78	821	N/A
Depreciaciones de activos por derecho de uso	0	56	56	N/A	0	217	N/A
Amortización de activos intangibles	20	12	12	-40,4%	60	49	-18,6%
Perforaciones exploratorias improductivas	73	22	22	-69,1%	97	79	-18,2%
EBITDA	957	1.023	736	-23,2%	5.019	3.846	-23,4%
EBITDA Ajustado	957	977	660	-31,1%	4.410	3.607	-18,2%
UPSTREAM							
Ventas netas	1.678	1.521	1.388	-17,3%	7.602	6.022	-20,8%
Utilidad operativa	142	-791	-194	N/A	755	-930	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	463	648	660	42,5%	2.725	2.600	-4,6%
Deterioro de propiedades, planta y equipo	-78	804	0	N/A	-78	804	N/A
EBITDA	599	683	489	-18,4%	3.498	2.553	-27,0%
EBITDA Ajustado	599	643	456	-23,9%	3.498	2.411	-31,1%
Inversiones	627	720	716	14,2%	2.680	2.798	4,4%
DOWNSTREAM							
Ventas netas	3.186	2.631	2.765	-13,2%	12.097	11.035	-8,8%
Utilidad operativa	118	103	345	193,5%	309	819	165,3%
Depreciaciones y amortizaciones	124	120	149	20,8%	480	532	10,7%
EBITDA	241	223	495	105,0%	789	1.351	71,2%
EBITDA Ajustado	241	209	473	95,9%	789	1.280	62,3%
Inversiones	217	63	164	-24,6%	509	455	-10,7%
GAS Y ENERGÍA							
Ventas netas	718	712	661	-7,9%	3.587	2.706	-24,6%
Utilidad operativa	21	0	3	-84,6%	771	41	-94,7%
Depreciaciones y amortizaciones	21	10	20	-7,4%	30	56	86,5%
Deterioro de propiedades, planta y equipo	0	17	0	N/A	0	17	N/A
EBITDA	42	28	23	-45,5%	802	115	-85,7%
EBITDA Ajustado	42	34	-8	-118,0%	192	73	-61,9%
Inversiones	26	29	39	52,9%	67	120	79,4%
ADMINISTRACIÓN CENTRAL Y OTROS							
Utilidad operativa	-52	-81	-117	123,8%	-218	-313	43,6%
Inversiones	46	37	62	34,3%	91	148	63,0%
AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN							
Utilidad operativa	96	147	-178	N/A	60	58	-4,0%
Tipo de cambio promedio del periodo	37,01	50,44	59,29		28,04	48,15	
Tipo de cambio cierre del periodo	37,60	57,49	59,79		37,60	59,79	

NOTA: Para el cuarto trimestre del 2018, el cálculo de las magnitudes financieras expresadas en dólares estadounidenses surge del cálculo de los resultados consolidados expresados en pesos argentinos dividido el tipo de cambio promedio de este período. Para los períodos del tercer trimestre y cuarto 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 Diciembre 2018, como para el acumulado Enero a Diciembre 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	4T	Acum. 2019
Producción											
Producción de crudo	Kbbl	20.483	20.591	20.933	20.897	82.904	20.376	20.382	20.888	20.884	82.530
Producción de NGL	Kbbl	4.228	3.781	2.477	3.657	14.144	3.753	3.583	2.623	4.079	14.038
Producción de gas	Mm3	3.935	4.004	4.018	3.382	15.339	3.126	3.651	4.015	3.708	14.500
PRODUCCIÓN TOTAL	Kbpe	49.460	49.554	48.679	45.826	193.519	43.788	46.928	48.764	48.285	187.765
Henry Hub	US\$/mbtu	3,00	2,80	2,90	3,64	3,09	3,15	2,64	2,23	2,50	2,63
Brent	US\$/bbl	66,81	74,50	75,22	67,71	71,06	63,17	68,92	61,93	63,41	64,35
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	1.355	5.275
Gasoil	Km3	1.870	2.023	2.154	2.052	8.099	1.874	1.981	2.029	2.041	7.925
JP1 y Kerosene	Km3	135	125	146	166	572	164	138	159	149	610
Fuel Oil	Km3	7	10	10	8	35	9	11	51	5	76
LPG	Km3	146	185	196	150	677	131	193	200	183	707
Otros (*)	Km3	381	416	323	353	1.473	324	297	309	298	1.228
Total mercado interno	Km3	3.912	4.047	4.150	4.097	16.206	3.865	3.880	4.045	4.031	15.821
Exportación											
Nafta Virgen	Km3	24	44	0	91	159	48	0	76	81	205
JP1 y Kerosene	Km3	141	136	144	167	588	183	162	152	146	643
LPG	Km3	194	91	41	135	461	126	68	30	106	330
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	101	72	65	84	322	83	74	61	133	351
Otros (*)	Km3	52	50	93	101	296	80	101	106	146	433
Total exportación	Km3	512	393	343	578	1.826	520	405	425	612	1.962
Total ventas productos refinados	Km3	4.424	4.440	4.493	4.675	18.032	4.385	4.285	4.470	4.643	17.783
Ventas de productos químicos											
Mercado interno											
Fertilizantes	Ktn	38	85	117	97	337	42	134	111	123	410
Metanol	Ktn	69	93	64	57	283	45	81	63	60	249
Otros	Ktn	138	115	139	116	508	116	94	134	112	456
Total mercado interno	Ktn	245	293	320	270	1.128	203	309	308	295	1.115
Exportación											
Metanol	Ktn	24	75	31	72	202	38	8	21	47	114
Otros	Ktn	36	63	42	67	208	47	50	36	54	187
Total exportación	Ktn	60	138	73	139	410	85	58	57	101	301
Total ventas productos químicos	Ktn	305	431	393	409	1.538	288	367	365	396	1.416
Ventas de otros productos											
Granos, harinas y aceites											
Mercado interno	Ktn	30	23	92	55	200	43	50	112	66	271
Exportación	Ktn	169	236	177	128	710	199	388	293	266	1.146
Total granos, harinas y aceites	Ktn	199	259	269	183	910	242	438	405	332	1.417
Principales volúmenes importados											
Naftas y Jet Fuel	Km3	114	59	49	46	268	118	89	54	96	357
Gasoil	Km3	111	161	355	196	823	136	275	228	70	709

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



5.7 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA SOBRE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS (Resolución General N°541 de la Comisión Nacional de Valores)

	Petróleo crudo y condensado (millones de barriles)		
	2019		
	Argentina	Resto del Mundo	Consolidado
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas			
Saldos al inicio del ejercicio	582	-	582
Revisiones de estimaciones anteriores	21	-	21
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	94	-	94
Compras y Ventas	(1)	-	(1)
Producción del ejercicio ⁽¹⁾	(83)	-	(83)
Saldos al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	613	-	613
	2019		
	Argentina	Resto del Mundo	Consolidado
Reservas comprobadas desarrolladas			
Comienzo del ejercicio	339	-	339
Cierre del ejercicio	301	-	301
Reservas comprobadas No desarrolladas			
Comienzo del ejercicio	243	-	243
Cierre del ejercicio	312	-	312

(1) Nuestras reservas comprobadas de crudo y condensado al 31 de diciembre de 2019 incluyen un volumen estimado de aproximadamente 88 mmbbl, relativos a importes a pagar a terceros en concepto de regalías que, constituyan una obligación financiera, o sean sustancialmente equivalentes a un impuesto a la producción o a la extracción. La producción de crudo y condensado para el año 2019 incluye un volumen estimado de aproximadamente 12 mmbbl.



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 4525

Fax: 54 11 5441 2113