



**YPF**

3T20

YPF S.A. | RESULTADOS CONSOLIDADOS

# ÍNDICE

<b>1. PRINCIPALES HITOS DEL TRIMESTRE</b>	<b>3</b>
<b>2. ANÁLISIS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS</b>	<b>5</b>
<b>3. EBITDA Y RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO</b>	<b>8</b>
<b>4. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO</b>	<b>9</b>
4.1. UPSTREAM	9
4.2. DOWNSTREAM	12
4.3. GAS Y ENERGÍA	14
4.4. CORPORACIÓN Y OTROS	15
4.5. AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN	15
<b>5. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL</b>	<b>16</b>
5.1. RESUMEN ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO	16
5.2. DEUDA NETA	17
<b>6. TABLAS Y NOTAS</b>	<b>18</b>
6.1. ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO	18
6.2. BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	19
6.3. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	20
6.4. PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS	22

## Conferencia de Resultados 3T20 11 de Noviembre, 2020 | 8:30 AM ET - 10:30 AM BAT

Seguí la presentación de resultados a través de nuestro sitio web  
[ir.ypf.com](http://ir.ypf.com) o [edge.media-server.com/mmc/p/mofzdp6v](http://edge.media-server.com/mmc/p/mofzdp6v)  
 Argentina: 0-800-333-1050  
 US (Línea gratuita): +1 (833) 519 - 1284  
 US: (914) 800 - 3857  
 Código de acceso: 5566479

## Contacto Relaciones con Inversores

Santiago Wesenack – Gerente RI  
[santiago.wesenack@ypf.com](mailto:santiago.wesenack@ypf.com)

YPF RI  
[inversoresypf@ypf.com](mailto:inversoresypf@ypf.com)

### Bases de presentación

A partir del 3T20 en adelante, la Nota de Resultados se expresa en dólares estadounidenses para facilitar la lectura de los resultados. Como se menciona en la Nota 2.b.1. de los estados financieros consolidados anuales, YPF ha definido el dólar estadounidense como su moneda funcional. Las subsidiarias que tienen el peso argentino como moneda funcional fueron ajustadas por inflación, correspondiente a una economía hiperinflacionaria, de acuerdo con los lineamientos de las IAS. Por lo tanto, a menos que se indique lo contrario, el cálculo de todas las cifras del Estado de Resultados en dólares estadounidenses se calcula como la suma de: (1) los resultados financieros individuales de YPF S.A. expresados en pesos argentinos divididos por el tipo de cambio promedio del período; y (2) los resultados financieros de las subsidiarias de YPF S.A. expresados en pesos argentinos divididos por el tipo de cambio al final del período. Los elementos del Flujo de Efectivo se convirtieron a dólares estadounidenses utilizando el tipo de cambio promedio de cada período; mientras que las partidas del Balance General se convirtieron a dólares estadounidenses utilizando el tipo de cambio al final del período según corresponda. La información financiera acumulada presentada en este documento se calcula como la suma de los trimestres de cada período.

**La mejora en los ingresos, con costos bajo control, impulsó una recuperación significativa en el EBITDA Ajustado durante el 3T20, totalizando US\$392 millones, pero los efectos del aislamiento todavía se muestran en la contracción del 59,9% en término interanuales.**

Resumen Consolidado Resultados	3T19	2T20	3T20	T/T Δ	9M19	9M20	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones							
Ingresos	3.309	1.947	2.327	19,5%	10.309	7.106	-31,1%
EBITDA	1.023	171	472	N.M	3.110	1.683	-45,9%
EBITDA Ajustado	977	28	392	N.M	2.947	1.270	-56,9%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	200	(532)	(300)	-43,6%	637	(591)	N.M
Resultado operativo	(621)	(1.382)	(319)	-76,9%	(185)	(1.460)	N.M
Utilidad neta antes de deterioro de activos	364	(621)	(468)	-24,7%	(513)	(986)	92,0%
Utilidad neta	(252)	(1.258)	(482)	-61,7%	(513)	(1.637)	N.M
Resultado neto por acción	(0,64)	(3,19)	(1,23)	-61,4%	(1,33)	(4,17)	N.M
Capex	849	162	257	59,2%	2.540	1.017	-60,0%
Caja y equivalentes de caja	1.042	1.303	1.004	-22,9%	1.042	1.004	-3,6%
Deuda total	8.759	8.690	8.207	-5,6%	8.759	8.207	-6,3%

EBITDA = Utilidad operativa + Depreciación de propiedades, planta y equipo + Depreciación por derecho de uso de activos + Amortización de activos intangibles + Perforaciones exploratorias improductivas + (Reversión) / Deterioro de propiedades, planta y equipo.

EBITDA Ajustado = EBITDA que excluye los efectos de la NIIF 16 y la NIC 29 + partidas no recurrentes.

Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la contrdante (básico y diluido).

## 1. PRINCIPALES HITOS DEL TRIMESTRE

- Los ingresos aumentaron 19,5% t/t, como resultado de la recuperación en las ventas de combustibles y la estabilización de la producción de petróleo y gas.
- La demanda de productos refinados se recuperó significativamente con respecto al trimestre anterior, impulsada por el aumento del 41% en los volúmenes vendidos de nafta y 22% en diésel.
- Los mayores volúmenes procesados en nuestras refinerías resultaron en una utilización promedio del 73% en el trimestre, frente al mínimo alcanzado en abril del 47%, a pesar de que en septiembre se comenzó el mantenimiento programado en nuestra Refinería de La Plata que había sido suspendido en el mes de abril.
- La producción total de hidrocarburos se estabilizó en 468,5 Kbped tras la reanudación gradual de la actividad de los pozos, habiéndose movilizado más de 35 equipos a septiembre, incluyendo torres de perforación, mantenimiento y extracción.
- Los costos se mantuvieron bajo control a medida que nuestro programa de eficiencia comenzó a dar sus resultados iniciales, creciendo apenas un 1% t/t, ya que los gastos operativos, excluyendo compras y regalías, disminuyeron un 19%.

- Los precios en el surtidor se ajustaron dos veces durante el trimestre, acumulando en promedio un incremento del 8% en pesos. Sin embargo, medidos en dólares, los precios se contrajeron 25,3% y 19,8% a/a para gasoil y nafta, respectivamente.
- La utilidad neta del trimestre fue una pérdida neta de US\$482 millones, representado una mejora significativa en comparación con la pérdida de US\$1.258 millones del trimestre anterior, pero aún en territorio negativo, ya que los efectos de la pandemia continuaron afectando nuestros resultados económicos.
- El capex se mantuvo en niveles bajos, totalizando US\$257 millones (-69,7% a/a), mientras continuamos enfocándonos en la preservación de la caja. Sin embargo, trimestre contra trimestre, el capex aumentó 59,2% a medida que comenzamos a retomar gradualmente la actividad.
- La deuda neta se redujo a US\$7.203 millones, una disminución de US\$184 millones t/t, debido a la recuperación parcial del flujo de efectivo de las operaciones y al enfoque conservador relacionado con inversiones, ya que la prudencia financiera continúa siendo nuestra estrategia para enfrentar esta crisis inesperada.

## 2. ANÁLISIS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Desglose Ingresos Consolidados	3T19	2T20	3T20	A/A Δ	9M19	9M20	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones							
Gasoil	1.163	729	846	-27,3%	3.530	2.571	-27,2%
Nafta	684	263	359	-47,6%	2.224	1.291	-41,9%
Gas natural como productores (a terceros)	490	253	298	-39,3%	1.249	815	-34,7%
Otros	624	402	558	-10,5%	2.029	1.463	-27,9%
<b>Total Mercado Local</b>	<b>2.962</b>	<b>1.648</b>	<b>2.060</b>	<b>-30,4%</b>	<b>9.032</b>	<b>6.141</b>	<b>-32,0%</b>
Jet fuel	105	3	5	-95,0%	382	110	-71,2%
Granos y harinas	96	131	135	41,1%	273	328	20,0%
Crudo	7	62	12	70,8%	130	82	-37,2%
Petroquímicos y otros	139	104	115	-17,4%	492	446	-9,3%
<b>Total Mercado Externo</b>	<b>347</b>	<b>299</b>	<b>267</b>	<b>-23,1%</b>	<b>1.276</b>	<b>965</b>	<b>-24,4%</b>
<b>Total Ingresos</b>	<b>3.309</b>	<b>1.947</b>	<b>2.327</b>	<b>-29,7%</b>	<b>10.309</b>	<b>7.106</b>	<b>-31,1%</b>

Los ingresos del 3T20 se ubicaron en US\$2.327 millones, disminuyendo 29,7% a/a por la menor demanda y precios en dólares. La demanda se vió afectada por las medidas de aislamiento obligatorio implementadas a fines de marzo para evitar la circulación y propagación del COVID-19. Además, los precios medidos en dólares de nuestros principales productos no estuvieron a la par de la devaluación del peso. A pesar de esto, y a medida que las restricciones se fueron flexibilizando, permitiendo una recuperación de la demanda, los ingresos aumentaron 19,5% t/t.

Los ingresos de gasoil – 36% de las ventas totales del trimestre – disminuyeron 27,3% a/a debido a menores precios (-23,5%) y volúmenes vendidos (-4,8%). Las ventas de nafta – 15% de los ingresos totales – siguieron la misma tendencia y se contrajeron 47,6% a/a por los menores precios (-19,8%) y volúmenes vendidos (-37,1%).

Los ingresos de gas natural como productores – 13% de las ventas totales – disminuyeron 39,3% a/a debido a los menores precios (-31,5%) y volúmenes (-11,4%). Esta disminución de los volúmenes se explica principalmente por el declino natural de los campos ante la reducción de la actividad por la pandemia. Por otro lado, la baja de precios se debe principalmente a la prórroga de contratos con las empresas distribuidoras, que se llevó a cabo el pasado mes de marzo y no incluyó actualización de su precio, y a los menores precios resultantes de las subastas mensuales de las centrales eléctricas.

Otras ventas domésticas en el 3T20 se contrajeron 10,5% a/a debido a menores ventas de jet fuel, crudo, lubricantes, asfaltos, GLP y harinas y granos, que no lograron ser compensadas por las mayores ventas de fuel oil y fertilizantes.

Los ingresos por exportaciones en el 3T20 disminuyeron 23,1% a/a debido a que los mayores volúmenes de crudo y mejores volúmenes y precios de harinas y granos no fueron suficiente para compensar las menores exportaciones de jet fuel, gas natural y nafta virgen.

Desglose Costos Consolidados	3T19	2T20	3T20	A/A Δ	9M19	9M20	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones							
Depreciaciones	(695)	(601)	(606)	-12,8%	(2.121)	(1.886)	-11,1%
Costo de extracción	(564)	(399)	(329)	-41,6%	(1.691)	(1.253)	-25,9%
Regalías	(213)	(107)	(146)	-31,6%	(653)	(437)	-33,0%
Costo de refinación	(128)	(88)	(101)	-21,5%	(112)	(92)	-18,0%
Otros	(272)	(372)	(329)	20,8%	(1.168)	(1.239)	6,0%
<b>Total Costos de producción</b>	<b>(1.873)</b>	<b>(1.568)</b>	<b>(1.511)</b>	<b>-19,3%</b>	<b>(5.745)</b>	<b>(4.906)</b>	<b>-14,6%</b>
Importación de combustibles	(159)	(55)	(31)	-80,5%	(563)	(183)	-67,5%
Compras de crudo a terceros	(227)	(14)	(83)	-63,6%	(761)	(335)	-56,0%
Compras de biocombustibles	(180)	(76)	(52)	-71,1%	(547)	(289)	-47,2%
Compras de gas natural a terceros	(73)	(59)	(92)	26,1%	(301)	(201)	-33,2%
Otros	(244)	(293)	(351)	43,6%	(807)	(815)	0,9%
<b>Total Compras</b>	<b>(884)</b>	<b>(497)</b>	<b>(608)</b>	<b>-31,2%</b>	<b>(2.979)</b>	<b>(1.822)</b>	<b>-38,8%</b>
Variaciones de Stock	15	(82)	(61)	N.M	247	35	-85,8%
<b>Total Costos</b>	<b>(2.742)</b>	<b>(2.147)</b>	<b>(2.180)</b>	<b>-20,5%</b>	<b>(8.476)</b>	<b>(6.693)</b>	<b>-21,0%</b>

Los costos totales fueron US\$2.180 millones, 20,5% menores con respecto al 3T19, ya que tanto los costos de producción como las compras disminuyeron. Las reducciones en los costos de extracción (-41,6% a/a), las regalías (-31,6% a/a) y los costos de transporte (-49,5% a/a) – incluido en la categoría Otros dentro de Costos de producción – fueron consecuencia del ajuste en el nivel de producción, además de los protocolos de seguridad establecidos en cada operación.

Las depreciaciones disminuyeron 12,8% con respecto al 3T19, debido principalmente a una reducción en la base de activos relacionada con los deterioros de PP&E y el bajo nivel de actividad.

En cuanto a las compras, la caída del 31,2% a/a se debió principalmente a:

- Menores importaciones de combustibles debido a menores valores importados de gasoil (-75,0%) y jet fuel (-95,9%).
- La reducción en las compras de crudo a terceros debido a que los volúmenes y precios disminuyeron 57,2% y 15,1% respectivamente.
- Mayores compras de gas natural a otros productores para reventa en el segmento de distribución minorista (clientes residenciales y pequeñas empresas) y a grandes clientes (centrales eléctricas e industrias) principalmente por mayores precios en 24,5%.

Durante el 3T20, se registró una variación de existencias negativa de US\$61 millones, principalmente como consecuencia del consumo de inventarios. Por otro lado, durante el 3T19 se había registrado una variación de existencias positiva de US\$15 millones, debido principalmente a una acumulación de inventarios.

Desglose Gastos Operativos Consolidado	3T19	2T20	3T20	A/A Δ	9M19	9M20	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones							
Gastos de comercialización	(221)	(340)	(220)	-0,6%	(728)	(785)	7,8%
Gastos de administración	(110)	(108)	(122)	11,7%	(362)	(339)	-6,3%
Gastos de exploración	(36)	(2)	(58)	59,0%	(99)	(71)	-28,2%
Otros resultados operativos, netos	(0)	118	(47)	N.M	(6)	191	N.M
<b>Total Otros Gastos antes de deterioro de activos</b>	<b>(367)</b>	<b>(332)</b>	<b>(447)</b>	<b>21,8%</b>	<b>(1.195)</b>	<b>(1.004)</b>	<b>-16,0%</b>
Deterioro de activos	(821)	(850)	(19)	-97,7%	(821)	(869)	5,8%
<b>Total Otros Gastos</b>	<b>(1.188)</b>	<b>(1.182)</b>	<b>(466)</b>	<b>-60,8%</b>	<b>(2.017)</b>	<b>(1.873)</b>	<b>-7,1%</b>

Los gastos de comercialización y administración aumentaron 3,4% a/a principalmente por mayores gastos de personal, cargos por depreciación de activos fijos y provisiones que contrarrestaron los menores costos de servicios subcontratados, publicidad institucional y cargos por transporte de productos (menores tarifas pagadas por transporte interno de combustibles medidos en dólares).



**El cargo no recurrente por deterioro de activos intangibles durante el trimestre alcanzó los US\$19 millones** principalmente por la cancelación de los derechos de exploración en Meseta Buena Esperanza, ubicada en la provincia de Neuquén, ya que en el corto plazo no se espera desarrollar actividad en el bloque y por nuestra perspectiva de menores precios del gas. Esta cifra se compara con los deterioros en PP&E de US\$821 millones en el 3T19 – CGU Gas Cuenca Neuquina – y US\$850 millones durante el 2T20 – CGU Gas de las Cuencas Neuquina y Austral.

Además, se incluyó un **cargo de US\$85 millones en relación con el Programa de Retiro Voluntario** implementado por la Compañía durante el trimestre.

Desglose Utilidad Neta	3T19	2T20	3T20	A/A Δ	9M19	9M20	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones							
<b>Resultado operativo</b>	<b>(621)</b>	<b>(1.382)</b>	<b>(319)</b>	<b>-48,6%</b>	<b>(185)</b>	<b>(1.460)</b>	<b>N.M</b>
Intereses en asociadas y negocios conjuntos	(9)	31	58	N.M	76	112	47,9%
Resultados financieros, netos	549	79	(98)	N.M	426	(191)	N.M
Impuesto a las ganancias	(171)	12	(122)	-28,3%	(830)	(98)	-88,2%
<b>Utilidad Neta</b>	<b>(252)</b>	<b>(1.258)</b>	<b>(482)</b>	<b>91,8%</b>	<b>(513)</b>	<b>(1.637)</b>	<b>N.M</b>
<b>Utilidad Neta antes de deterioro de activos</b>	<b>364</b>	<b>(621)</b>	<b>(468)</b>	<b>N.M</b>	<b>(513)</b>	<b>(986)</b>	<b>92,0%</b>

**Los resultados financieros, netos, del 3T20 representaron una pérdida de US\$98 millones**, en comparación con la ganancia de US\$549 millones del 3T19 principalmente debido a una menor diferencia de cambio positiva relacionada con el impacto que la devaluación del peso tiene en nuestros pasivos netos que fue de US\$645 millones menor (US\$100 millones en el 3T20 contra US\$745 millones en el 3T19). Adicionalmente, el gasto financiero neto se ubicó en US\$230 millones durante el trimestre, mejorando 13,2% a/a, como resultado de una menor deuda promedio en comparación con el mismo período de 2019.

En conjunto, **la utilidad neta del trimestre fue una pérdida de US\$482 millones** comparada con la pérdida de US\$252 millones en el mismo período del año pasado.

### 3. EBITDA Y RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO

Reconciliación EBITDA Ajustado	3T19	2T20	3T20	A/A Δ	9M19	9M20	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones							
Utilidad Neta	(252)	(1.258)	(482)	91,8%	(513)	(1.637)	N.M
Resultados financieros, netos	(549)	(79)	98	N.M	(426)	191	N.M
Intereses en asociadas y negocios conjuntos	9	(31)	(58)	N.M	(76)	(112)	47,9%
Impuesto a las ganancias	171	(12)	122	-28,3%	830	98	-88,2%
Perforaciones exploratorias improductivas	22	0	49	N.M	57	49	-13,5%
Depreciaciones y amortizaciones	800	703	723	-9,6%	2.417	2.225	-7,9%
Deterioro de activos	821	850	19	-97,7%	821	869	5,8%
<b>EBITDA</b>	<b>1.023</b>	<b>171</b>	<b>472</b>	<b>-53,9%</b>	<b>3.110</b>	<b>1.683</b>	<b>-45,9%</b>
Arrendamientos opex	(64)	(79)	(80)	24,5%	(181)	(244)	34,5%
Otros ajustes	18	(64)	0	-99,8%	18	(169)	N.M
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>977</b>	<b>28</b>	<b>392</b>	<b>-59,9%</b>	<b>2.947</b>	<b>1.270</b>	<b>-56,9%</b>

**El EBITDA Ajustado disminuyó 59,9% a/a, pero se recuperó 13x t/t.** La variación contra el mismo período del año pasado se relaciona principalmente con la contracción en los volúmenes vendidos y los menores precios medidos en dólares para todos nuestros principales productos como se mencionó anteriormente. La recuperación t/t fue el resultado de una mejora en la demanda de productos refinados, junto con una disminución del 3,6% en nuestros costos totales de producción.

Los cálculos de EBITDA y EBITDA Ajustado son modificados por ciertas partidas que tienen un tratamiento diferente en nuestros Estados Financieros basados en reglas contables de la siguiente manera:

- **3T20:** Incluye los costos de paradas de equipos y servicios (stand-by) por US\$65 millones, cargos relacionados con el Programa de Retiro Voluntario por US\$85 millones y una provisión relacionada al Decreto N°1053/2018 por US\$6 millones, pero excluye el deterioro de activos intangibles por US\$19 millones.
- **2T20:** Incluye los costos de paradas de equipos y servicios (stand-by) por US\$83 millones, y una provisión de US\$118 millones relacionada al Decreto N°1053/2018, pero excluye el deterioro de PP&E por US\$850 millones, y la ganancia de US\$65 millones relacionada con la venta de la participación del 11% en Bandurria Sur.
- **3T19:** Incluye los costos de paradas de equipos y servicios (stand-by) por US\$12 millones, pero excluye el deterioro de PP&E por US\$821 millones.

EBITDA por segmento	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Corporación y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Cifras no auditadas, en US\$ millones						
Resultado Operativo	(178)	(112)	19	(72)	24	(319)
Depreciaciones y amortizaciones	505	177	18	23	-	723
Perforaciones exploratorias improductivas	49	-	-	-	-	49
Deterioro de activos	19	-	0	0	-	19
<b>EBITDA</b>	<b>394</b>	<b>65</b>	<b>37</b>	<b>(49)</b>	<b>24</b>	<b>472</b>
Arrendamientos Opex	(36)	(26)	(18)	0	-	(80)
Otros ajustes	(0)	0	1	(1)	-	0
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>358</b>	<b>40</b>	<b>20</b>	<b>(49)</b>	<b>24</b>	<b>392</b>



## 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO

### 4.1. UPSTREAM

Resultados Upstream	3T19	2T20	3T20	A/A Δ	9M19	9M20	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones							
Crudo	988	531	772	-21,9%	3.236	2.311	-28,6%
Gas natural	537	273	306	-43,1%	1.411	897	-36,4%
Otros	(4)	(3)	1	N.M	(13)	(12)	-6,9%
<b>Ingresos</b>	<b>1.521</b>	<b>801</b>	<b>1.078</b>	<b>-29,1%</b>	<b>4.633</b>	<b>3.196</b>	<b>-31,0%</b>
Depreciaciones	(613)	(475)	(474)	-22,7%	(1.841)	(1.523)	-17,3%
Costo de extracción	(564)	(399)	(329)	-41,6%	(1.691)	(1.253)	-25,9%
Regalías	(213)	(107)	(146)	-31,6%	(653)	(437)	-33,0%
Gastos de exploración	(36)	(2)	(57)	59,3%	(99)	(71)	-28,2%
Otros	(81)	(61)	(231)	N.M	(282)	(305)	8,1%
<b>Resultado operativo antes de deterioro de activo</b>	<b>13</b>	<b>(244)</b>	<b>(159)</b>	<b>N.M</b>	<b>67</b>	<b>(392)</b>	<b>N.M</b>
Deterioro de activos	(804)	(848)	(19)	-97,6%	(804)	(867)	7,8%
<b>Resultado operativo</b>	<b>(791)</b>	<b>(1.092)</b>	<b>(178)</b>	<b>-77,5%</b>	<b>(737)</b>	<b>(1.259)</b>	<b>70,9%</b>
Depreciaciones y amortizaciones	648	501	505	-22,1%	1.940	1.623	-16,3%
Perforaciones exploratorias improductivas	22	0	49	N.M	57	49	-13,5%
Deterioro de activos	804	848	19	-97,6%	804	867	7,8%
<b>EBITDA</b>	<b>683</b>	<b>258</b>	<b>394</b>	<b>-42,3%</b>	<b>2.064</b>	<b>1.280</b>	<b>-38,0%</b>
Arrendamientos opex	(38)	(36)	(36)	-6,6%	(106)	(111)	4,5%
Otros ajustes	(2)	(66)	(0)	-82,7%	(2)	(170)	N.M
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>643</b>	<b>156</b>	<b>358</b>	<b>-44,3%</b>	<b>1.955</b>	<b>999</b>	<b>-48,9%</b>
<b>Capex</b>	<b>720</b>	<b>104</b>	<b>161</b>	<b>-77,7%</b>	<b>2.082</b>	<b>741</b>	<b>-64,4%</b>

Los ingresos disminuyeron 29,1% a/a, alcanzando los US\$1.078 millones, pero obteniendo una expansión de 34,6% t/t. La razón detrás del comportamiento a/a fue una contracción en las ventas de petróleo y gas natural. Los ingresos por petróleo disminuyeron 21,9% ya que el precio disminuyó 17,4% y los volúmenes siguieron la tendencia a la baja, contrayéndose 10,9%. Para el gas natural, las ventas disminuyeron a/a debido a que los precios y la producción bajaron 31,9% y 19,4%, respectivamente. Por el contrario, la expansión de las ventas de Upstream t/t estuvo respaldada principalmente por la estabilización de la producción y la recuperación de los precios del petróleo – las ventas de crudo se expandieron 45,3% t/t.

El costo operativo del período también se contrajo a/a principalmente debido a:

- Los costos de extracción disminuyeron 41,6% a/a principalmente por la disminución de la actividad, y por los consiguientes ajustes en el nivel de producción, además de los protocolos de seguridad establecidos en cada operación.
- Las regalías disminuyeron un 31,6% a/a, principalmente debido a la menor producción. Las regalías relacionadas con el crudo se contrajeron un 29,1%, mientras que el cargo relacionado con el gas natural se redujo un 37,4%.
- Los costos de transporte (incluidos en la categoría Otros) de US\$29 millones se contrajeron 42,1% principalmente por menor actividad.

Los gastos relacionados con paradas de equipos y servicios (stand-by) se ubicaron en US\$65 millones durante el trimestre, que se compara con los US\$12 millones del 3T19 y US\$83 millones durante el 2T20. Esto se debe principalmente al freno en la ejecución de proyectos para garantizar la seguridad del personal,

prevenir la propagación del virus COVID-19 y ajustar el nivel de producción acorde a las necesidades del mercado.

Los gastos de exploración aumentaron 59,3% con respecto al 3T19 principalmente debido a mayores resultados negativos de perforaciones exploratorias improductivas en el trimestre.

Cash Costs unitarios	3T19	2T20	3T20	A/A Δ	9M19	9M20	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$/boe							
Costo de extracción	11,6	9,4	7,6	-34,5%	12,2	9,5	-22,1%
Regalías y otros impuestos	5,0	2,9	3,8	-24,0%	5,3	3,7	-30,2%
Otros costos	1,5	3,3	3,5	N.M	2,0	2,9	45,0%
<b>Total Cash Costs (USD/boe)</b>	<b>18,2</b>	<b>15,5</b>	<b>15,0</b>	<b>-17,6%</b>	<b>19,5</b>	<b>16,1</b>	<b>-17,4%</b>

Considerando los costos unitarios, nuestro cash cost de US\$15.0/boe disminuyó a/a (-17,6%) y t/t (-3,2%) a pesar de que se reanudó la actividad. En comparación al año pasado, la reducción tanto en los costos de extracción como en las regalías se relaciona principalmente con el menor nivel de actividad. Secuencialmente, una mayor reducción en el costo de extracción, principalmente debido a partidas extraordinarias que tuvieron lugar durante el 2T20 y al incremento gradual en la actividad – compensó las mayores regalías a medida que aumentaron las ventas.

Producción	3T19	2T20	3T20	A/A Δ	9M19	9M20	A/A Δ
Cifras no auditadas							
<b>Desglose producción</b>							
<b>Producción Crudo (Kboed)</b>	<b>227,0</b>	<b>200,8</b>	<b>202,4</b>	<b>-10,9%</b>	<b>225,8</b>	<b>209,4</b>	<b>-7,3%</b>
Convencional	185,0	160,8	157,9	-14,7%	187,6	165,6	-11,7%
Shale	36,8	35,9	40,8	10,9%	33,2	39,7	19,5%
Tight	5,3	4,2	3,7	-29,6%	5,0	4,2	-16,7%
<b>Producción NGL (Kboed)</b>	<b>28,5</b>	<b>45,7</b>	<b>44,8</b>	<b>57,1%</b>	<b>36,5</b>	<b>45,2</b>	<b>23,8%</b>
Convencional	18,8	27,5	27,2	45,0%	24,2	26,6	9,7%
Shale	7,5	14,1	13,8	84,8%	7,5	14,9	98,7%
Tight	2,3	4,1	3,8	65,4%	4,7	3,7	-22,6%
<b>Producción Gas (Mm3/d)</b>	<b>43,6</b>	<b>35,0</b>	<b>35,2</b>	<b>-19,4%</b>	<b>39,5</b>	<b>36,1</b>	<b>-8,6%</b>
Convencional	22,4	18,8	19,0	-15,4%	22,0	19,2	-12,5%
Shale	9,4	7,8	7,7	-17,5%	7,2	8,1	13,2%
Tight	11,9	8,4	8,5	-28,4%	10,4	8,8	-15,3%
<b>Producción Total (Kboed)</b>	<b>530,0</b>	<b>466,8</b>	<b>468,5</b>	<b>-11,6%</b>	<b>510,9</b>	<b>481,8</b>	<b>-5,7%</b>
Convencional	344,7	306,3	304,4	-11,7%	350,2	313,2	-10,6%
Shale	103,1	99,2	103,1	0,1%	85,8	105,6	23,1%
Tight	82,2	61,4	61,0	-25,9%	74,9	63,0	-15,9%
<b>Precios promedio de realización</b>							
Crudo (USD/bbl)	48,5	28,9	40,1	-17,4%	53,4	39,6	-25,9%
Gas Natural (USD/MMBTU)	4,0	2,5	2,7	-31,9%	3,9	2,7	-31,5%

El precio del gas natural para el 1T20 y 2T19 ha sido actualizado por el cambio en el devengo del Plan de Gas y los ajustes por facturación final.

**La producción total de hidrocarburos para el 3T20 disminuyó 11,6% a/a, alcanzando los 468,5 Kbped** debido a que la actividad se vio afectada por las medidas de aislamiento obligatorias. Ajustamos la actividad para garantizar la seguridad del personal involucrado en las operaciones y tener un nivel de producción acorde a las necesidades del mercado. Como resultado, la producción de petróleo disminuyó un 10,9%, lo que resultó en 202,4 Kbbld, principalmente por pérdidas provocadas por el confinamiento. El gas natural disminuyó 19,4%, hasta los 35,2 Mm3d, impulsado por el declive natural de los campos por la caída de la actividad que se vio agravada por el contexto de exceso de oferta. A su vez, la producción de NGL aumentó

un 57,1% dado que durante 2019 un incendio en la planta de Etileno de DOW limitó el uso de la capacidad instalada de MEGA para producir Etano.

En el mes de agosto comenzó la reactivación de equipos de torre y servicios, lo que permitió estabilizar la producción de forma secuencial (+0,4%).

La producción de shale alcanzó los 103,1 Kbped, manteniéndose estable a/a (+ 0,1%) y recuperándose un 4,0% durante el último trimestre. Esto se debió a un aumento en nuestra producción de petróleo, que se expandió un (+10,9% a/a y un +13,8% t/t), superando la contracción en la producción de gas, impulsada por la reapertura de pozos en Loma Campana, mientras que durante el trimestre no se conectaron nuevos pozos no convencionales.

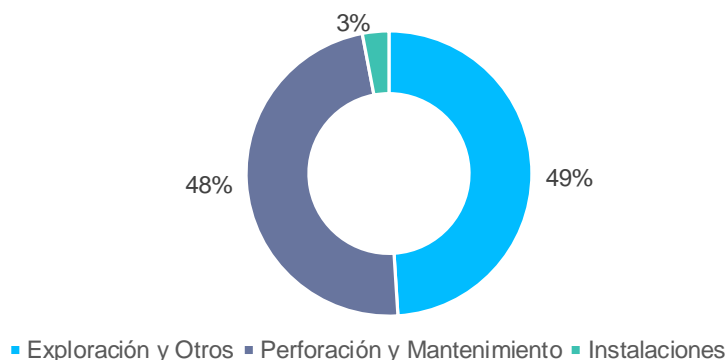
**El precio promedio de realización del crudo durante el 3T20 disminuyó un 17,4% a US\$40,1/bbl.** Sin embargo, hubo dos tendencias de precios diferentes. Durante julio y agosto se implementó el Decreto N°488/2020, que estableció un precio de referencia para el crudo de calidad Medaniito en US\$45/bbl. Este Decreto se canceló automáticamente el 28 de agosto una vez que el Brent se negoció por encima de los US\$45/bbl durante diez días consecutivos. Desde entonces, el crudo local tiene un precio de paridad internacional, lo que significa un precio más bajo para Medaniito, pero un precio más alto para Escalante, por lo que nuestro precio promedio se mantiene similar.

**El precio promedio de realización del gas natural para el trimestre fue de US\$2,7/MMBTU**, incluyendo US\$0,12 de subsidios. La contracción a/a fue consecuencia del exceso de oferta de gas natural en el mercado.

**En el 3T20, el capex totalizó US\$161 millones, 77,7% por debajo del 3T19** aún afectado por el menor nivel de actividad. Sin embargo, las inversiones se expandieron 54,6% t/t ya que hemos ido retomando gradualmente la actividad en las provincias donde llegamos a acuerdos con los sindicatos y proveedores.

En agosto, se reanudó la actividad de perforación convencional en la cuenca del Golfo San Jorge con 1 torre de perforación y se agregaron 2 torres más en septiembre, mientras que la actividad no convencional se reanudó en septiembre con 3 torres de perforación y 1 set de fractura en la cuenca Neuquina. Al final del trimestre, la cantidad de pozos perforados, pero no terminados ("DUC") se mantuvo sin cambios, totalizando 71 para shale oil y 10 para shale gas.

En cuanto a la actividad exploratoria, no se perforaron pozos durante el trimestre y aún no se ha reanudado la sísmica 2D que fue suspendida por COVID-19. Por otro lado, adquirimos 3.000 km de sísmica 2D en el bloque CAN\_102 (offshore) y actualmente lo estamos procesando.



## 4.2. DOWNSTREAM

Resultados Downstream	3T19	2T20	3T20	A/A Δ	9M19	9M20	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones							
Gasoil	1.163	729	846	-27,3%	3.530	2.571	-27,2%
Naftas	684	263	359	-47,6%	2.224	1.291	-41,9%
Otros mercado local	438	271	355	-18,7%	1.293	958	-25,9%
Mercado externo	346	280	263	-23,9%	1.225	900	-26,5%
<b>Ingresos</b>	<b>2.631</b>	<b>1.544</b>	<b>1.823</b>	<b>-30,7%</b>	<b>8.272</b>	<b>5.721</b>	<b>-30,8%</b>
Depreciaciones	(75)	(94)	(122)	61,8%	(250)	(310)	24,2%
Costo de refinación	(128)	(88)	(101)	-21,5%	(112)	(92)	-18,0%
Importación de combustibles	(159)	(55)	(31)	-80,5%	(563)	(183)	-67,5%
Compras de crudo a terceros (intersegmento + a terceros)	(1.215)	(545)	(854)	-29,7%	(4.002)	(2.646)	-33,9%
Compras de biocombustibles	(180)	(76)	(52)	-71,1%	(547)	(289)	-47,2%
Otros	(769)	(683)	(775)	0,8%	(2.324)	(2.242)	-3,5%
<b>Resultado operativo</b>	<b>103</b>	<b>3</b>	<b>(112)</b>	<b>N.M</b>	<b>474</b>	<b>(42)</b>	<b>N.M</b>
Depreciaciones y amortizaciones	120	146	177	47,4%	382	468	22,3%
<b>EBITDA</b>	<b>223</b>	<b>148</b>	<b>65</b>	<b>-70,9%</b>	<b>856</b>	<b>426</b>	<b>-50,3%</b>
Arrendamientos opex	(18)	(26)	(26)	39,5%	(54)	(77)	44,6%
Otros ajustes	4	0	0	-90,5%	5	1	-77,5%
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>209</b>	<b>123</b>	<b>40</b>	<b>-80,9%</b>	<b>808</b>	<b>349</b>	<b>-56,7%</b>
<b>Capex</b>	<b>63</b>	<b>37</b>	<b>72</b>	<b>13,2%</b>	<b>291</b>	<b>193</b>	<b>-33,6%</b>

**Los ingresos disminuyeron 30,7% con respecto al 3T19, alcanzando US\$1.823 millones** impulsados principalmente por menores precios y volúmenes, los cuales se vieron afectados por las medidas de aislamiento vigentes desde marzo.

Los ingresos de gasoil en el 3T20 – que representaron el 46% de las ventas del segmento – se contrajeron un 27,3% a/a debido a menores precios en dólares para la mezcla de gasoil de 25,3% y menores volúmenes de 4,8%. En la misma tendencia, los ingresos de nafta – que representaron el 20% de las ventas de Downstream – disminuyeron 47,6% a/a debido a menores precios (-19,8%) y menores volúmenes (-37,1%). Otras ventas en el mercado local disminuyeron 18,7% respecto al 3T19 debido a menores ventas de crudo, jet fuel, harinas y granos, GLP, lubricantes y asfaltos, más que compensaron las mayores ventas de fuel oil y fertilizantes.

Las ventas locales mejoraron t/t impulsadas principalmente por aumentos en los ingresos de gasoil y nafta, que crecieron 15,9% y 36,2%, respectivamente, debido a la recuperación de los volúmenes por mayores flexibilizaciones del aislamiento.

Los ingresos por exportaciones se contrajeron 23,9% a/a impulsados por menores ventas de jet fuel, nafta virgen y petroquímicos, que contrarrestaron las mayores exportaciones de crudo, harinas y granos. Secuencialmente, los ingresos por exportaciones se contrajeron un 5,9% impulsados por menores exportaciones de crudo.

**Los costos operativos disminuyeron a/a fundamentalmente por:**

- Los costos de refinación disminuyeron 21,5% debido principalmente a los menores niveles de crudo procesado en nuestras refinerías.
- Las compras de crudo se contrajeron un 29,7% impulsadas por una caída de precios del 16,9% y menores volúmenes transferidos del segmento Upstream (-5,5%) y comprados a terceros (-57,2%).
- Las importaciones de combustibles cayeron 80,5% por menores valores importados de gasoil (-75,0%) y jet fuel (-95,9%).

- Las compras de biocombustibles (biodiesel y bioetanol) disminuyeron 71,1% debido a menores volúmenes de biodiesel (-89,3%) y bioetanol (-43,9%); y menores precios del bioetanol (-11,6%), parcialmente compensados por mayores precios del biodiesel (2,7%).
- Los costos de transporte (incluidos en la categoría Otros) de US\$39 millones se contrajeron 35,9% principalmente por menor actividad.

Data Operativa Downstream	3T19	2T20	3T20	A/A Δ	9M19	9M20	A/A Δ
Cifras no auditadas							
Crudo procesado (Kboed)	287,4	191,7	232,1	-19,2%	273,1	233,1	-14,7%
Utilización refinarias (%)	90%	60%	73%	-19,2%	85%	73%	-14,7%
<b>Volumenes de ventas</b>							
<b>Venta productos refinados (Km3)</b>	<b>4.470</b>	<b>3.041</b>	<b>3.771</b>	<b>-15,6%</b>	<b>13.140</b>	<b>10.938</b>	<b>-16,8%</b>
Mercado local	4.045	2.679	3.495	-13,6%	11.790	9.715	-17,6%
por nafta	1.297	579	816	-37,1%	3.920	2.617	-33,2%
por gasoil	2.029	1.578	1.931	-4,8%	5.884	5.231	-11,1%
Mercado externo	425	362	275	-35,3%	1.350	1.222	-9,5%
<b>Venta productos petroquímicos (Ktn)</b>	<b>254</b>	<b>147</b>	<b>192</b>	<b>-24,5%</b>	<b>733</b>	<b>565</b>	<b>-22,9%</b>
Mercado local	197	95	147	-25,4%	533	408	-23,5%
Mercado externo	57	52	45	-21,5%	200	157	-21,4%
<b>Venta de granos, harinas y aceites (Ktn)</b>	<b>405</b>	<b>523</b>	<b>459</b>	<b>13,3%</b>	<b>1.085</b>	<b>1.220</b>	<b>12,4%</b>
Mercado local	112	97	57	-48,7%	205	187	-8,7%
Mercado externo	293	427	401	37,0%	880	1.033	17,4%
<b>Venta de fertilizantes (Ktn)</b>	<b>111</b>	<b>227</b>	<b>233</b>	<b>N.M</b>	<b>287</b>	<b>552</b>	<b>92,2%</b>
Mercado local	111	227	233	N.M	287	552	92,2%
<b>Precio promedio mercado combustibles</b>							
Nafta (USD/m3)	532	442	427	-19,8%	555	480	-13,6%
Gasoil (USD/m3)	586	460	437	-25,3%	602	490	-18,6%

Los precios domésticos promedio de la nafta y el gasoil son netos de impuestos, pero incluyen comisiones y bonificaciones por combustible. Estos precios se calculan como los ingresos totales realizados divididos por el volumen vendido en cada período. El precio promedio en el mercado local de la nafta ha sido recalculado para el 2T19 y 9M19.

**El crudo procesado durante el trimestre fue de 232,1 Kbbld, un 19,2% menor a/a, con una utilización de la refinería que alcanzó el 73% en comparación con el 90% del 3T19**, dado que ajustamos nuestros niveles de procesamiento en línea con la menor demanda de nuestros productos refinados debido al impacto del aislamiento obligatorio. Estos menores niveles de procesamiento resultaron en una menor producción de Gasoil (-4,2%) y Nafta (-34,6%). Además, la producción de otros productos refinados como GLP, carbón de petróleo, asfaltos y petroquímicos disminuyó, mientras que la producción de fuel oil aumentó con respecto al 3T19.

Al comparar los resultados contra el 2T20, el crudo procesado aumentó 21,1%, impulsado por el incremento de la demanda. Dentro del 3T20, la utilización fluctuó a medida que ejecutamos trabajos de mantenimiento en nuestra refinería de La Plata en septiembre. Así, en julio y agosto la utilización promedio fue del 80%, mientras que en septiembre cayó al 60%.

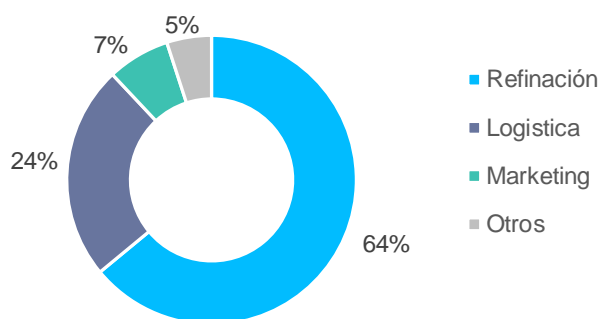
**Los volúmenes de venta de productos refinados cayeron un 15,6% a/a**, impulsados por menores ventas tanto en el mercado interno (-13,6%) como externo (-35,3%). Los volúmenes de gasoil cayeron sólo un 4,8% impulsados por una venta mayor a la habitual a CAMMESA para entregas a plantas de generación térmica, mientras que los volúmenes de nafta disminuyeron un 37,1%. Esto se compara con una disminución en el mercado local de gasoil y nafta de 7,2% y 33,3%, respectivamente.

Los precios promedios en el mercado local del gasoil y nafta medidos en dólares cayeron 25,3% y 19,8% a/a, respectivamente, a causa principalmente de la devaluación. En pesos, hubo un incremento interanual de 10,9% para la mezcla de gasoil y 19,4% para la mezcla de nafta, ya que aumentamos los precios dos veces durante el trimestre – 4,5% en agosto y 3,5% en septiembre. Los precios del gasoil y nafta se contrajeron un 4,9% y un 3,5% t/t, respectivamente.

El Capex de Downstream totalizó US\$72 millones, aumentando 13,2% a/a y 95,2% t/t. Durante el 3T20, continuamos realizando trabajos de ingeniería y compras de equipos para las nuevas unidades de hidrotratamiento de gasoil y naftas en nuestras tres refinerías para cumplir con las nuevas especificaciones de combustibles bajo la Resolución N°576/2019 del Ministerio de Economía que entrará en vigencia en 2024.

Además, en septiembre iniciamos los trabajos de mantenimiento en la refinería de La Plata – topping C, unidad de destilación al vacío B y en antorcha III – aprovechando la baja en la demanda. Además, en la refinería Luján de Cuyo, se continuaron las obras para modernizar la Unidad MTBE a ETBE, para que a partir del segundo semestre de 2021 se pueda incorporar etanol directamente a la mezcla de naftas.

A pesar de la situación global, seguimos invirtiendo para mantener condiciones de seguridad para todo nuestro personal y el medio ambiente en las instalaciones de refinación, logística y despacho de productos petrolíferos, tomando todas las precauciones necesarias para minimizar el riesgo de propagación del COVID-19.



#### 4.3. GAS Y ENERGÍA

Resultados Gas y Energía	3T19	2T20	3T20	A/A Δ	9M19	9M20	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones							
Ventas como productores de gas natural (intersegmento + a terceros)	547	275	317	-42,0%	1.430	900	-37,1%
Ventas de gas natural al segmento retail	129	90	160	24,2%	486	343	-29,5%
Barcaza flotante de licuefacción de gas natural	17	18	18	3,2%	36	36	0,6%
Otros	19	50	24	29,7%	95	143	51,5%
<b>Ingresos</b>	<b>712</b>	<b>432</b>	<b>520</b>	<b>-27,0%</b>	<b>2.047</b>	<b>1.422</b>	<b>-30,5%</b>
Depreciaciones	(4)	(6)	(6)	55,9%	(15)	(18)	17,1%
Compras de gas natural (intersegmento + a terceros)	(546)	(278)	(308)	-43,6%	(1.437)	(911)	-36,6%
Otros	(145)	(278)	(187)	28,6%	(539)	(623)	15,4%
<b>Resultado operativo antes de deterioro de activos</b>	<b>18</b>	<b>(130)</b>	<b>19</b>	<b>9,1%</b>	<b>55</b>	<b>(129)</b>	<b>N.M</b>
Deterioro de activos	(17)	(1)	(0)	-99,9%	(17)	(1)	-94,6%
<b>Resultado operativo</b>	<b>0</b>	<b>(131)</b>	<b>19</b>	<b>N.M</b>	<b>38</b>	<b>(130)</b>	<b>N.M</b>
Depreciaciones y amortizaciones	10	18	18	77,1%	37	56	52,3%
Deterioro de activos	17	1	0	-99,9%	17	1	-94,6%
<b>EBITDA</b>	<b>28</b>	<b>(112)</b>	<b>37</b>	<b>34,1%</b>	<b>92</b>	<b>(73)</b>	<b>N.M</b>
Arrendamientos opex	(7)	(17)	(18)	N.M	(21)	(55)	N.M
Otros ajustes	14	1	1	-95,5%	10	3	-72,9%
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>34</b>	<b>(128)</b>	<b>20</b>	<b>-43,0%</b>	<b>81</b>	<b>(126)</b>	<b>N.M</b>
<b>Capex</b>	<b>29</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>-69,6%</b>	<b>81</b>	<b>30</b>	<b>-62,6%</b>

Las ventas de gas natural como productores incluyen los mercados interno y externo.



**Los ingresos del segmento cayeron 27,0% a/a totalizando US\$520 millones**, atribuible principalmente a una contracción de 42,0% en las ventas de gas natural como productores en el mercado interno y externo – representando 61% de las ventas del segmento – debido a menores precios y volúmenes. La disminución de los volúmenes se explica principalmente por el declive natural de los campos dada la reducción de la actividad por la pandemia. En cuanto a la baja de precios, se debe principalmente a la prórroga de contratos con las empresas distribuidoras, que se llevó a cabo el pasado mes de marzo y no incluyó actualización de su precio, y a los precios más bajos resultantes de las subastas mensuales de centrales eléctricas.

**Los costos operativos totales se contrajeron a/a**, debido primariamente a menores compras de gas natural de 43,6% a/a por menores precios (-32,9%) y volúmenes (-15,9%) – los volúmenes transferidos del segmento Upstream disminuyeron un 16,7%, mientras que las compras a terceros aumentaron un 275,1%.

Adicionalmente, en el 3T20 se registró un cargo por deterioro del crédito en relación con el Decreto N°1053/2018 – diferencias cambiarias diarias acumuladas con empresas distribuidoras – que ascendió a US\$6 millones. Comparado a la provisión de US\$118 millones registrada en el 2T20.

#### 4.4. CORPORACIÓN Y OTROS

Resultados Corporación y Ajustes	3T19	2T20	3T20	A/A Δ	9M19	9M20	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones							
<b>Resultado operativo</b>	(81)	(99)	(72)	-10,8%	(196)	(227)	15,7%
Depreciaciones y amortizaciones	22	39	23	4,1%	58	79	35,9%
Deterioro de activos	-	1	0	N.M	-	1	N.M
<b>EBITDA</b>	(59)	(59)	(49)	-16,6%	(138)	(147)	6,4%
Arrendamientos opex	(0)	(0)	0	N.M	(0)	(0)	-88,1%
Otros ajustes	2	(1)	(1)	N.M	5	(3)	N.M
<b>EBITDA Ajustado</b>	(56)	(60)	(49)	-12,2%	(133)	(150)	12,9%
<b>Capex</b>	37	13	16	-56,0%	86	52	-39,6%

Este segmento de negocios involucra principalmente los costos corporativos y otras actividades que no se reportan en ninguno de los segmentos de negocios mencionados anteriormente.

**El EBITDA Ajustado del segmento para 3T20 fue una pérdida de US\$49 millones, mejorando 12,2% a/a**, principalmente impulsado por menores pérdidas de nuestra subsidiaria A-Evangelista S.A., debido a que durante 3T19 se registró una pérdida superior a lo habitual relacionado a proyectos en curso.

#### 4.5. AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN

Resultados Corporación y Ajustes	3T19	2T20	3T20	A/A Δ	9M19	9M20	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones							
<b>Corporación y otros</b>	147	(63)	24	-83,8%	236	198	-16,3%
Depreciaciones y amortizaciones	-	-	-	N.M	-	-	N.M
<b>EBITDA</b>	147	(63)	24	-83,8%	236	198	-16,3%
Arrendamientos opex	-	-	-	N.M	-	-	N.M
Otros ajustes	-	-	-	N.M	-	-	N.M
<b>EBITDA Ajustado</b>	147	(63)	24	-83,8%	236	198	-16,3%

**Los ajustes de consolidación para eliminar resultados entre segmentos no transferidos a terceros fueron US\$24 millones para el 3T20** en comparación con US\$147 millones para el 3T19, principalmente como resultado de un menor ajuste positivo en el valor de los inventarios de crudo y productos.

## 5. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

### 5.1. RESUMEN ESTADO FLUJO DE EFECTIVO

Flujo de Efectivo							
Cifras no auditadas, en US\$ millones	3T19	2T20	3T20	A/A Δ	9M19	9M20	A/A Δ
Efectivo al inicio del ejercicio	1.331	1.074	1.187	-10,8%	1.224	1.106	-9,7%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	1.196	498	666	-44,3%	3.218	2.125	-34,0%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(799)	(49)	(279)	-65,0%	(2.651)	(1.016)	-61,7%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(796)	(290)	(730)	-8,3%	(841)	(1.313)	56,1%
Ajustes de conversión & otros	(21)	(46)	(60)	N.M	(39)	(118)	N.M
<b>Efectivo al cierre del período</b>	<b>910</b>	<b>1.187</b>	<b>784</b>	<b>-13,9%</b>	<b>910</b>	<b>784</b>	<b>-13,9%</b>
Inversiones en activos financieros	132	115	220	91,0%	132	220	66,8%
<b>Caja + inversiones corrientes al cierre</b>	<b>1.042</b>	<b>1.303</b>	<b>1.004</b>	<b>-22,9%</b>	<b>1.042</b>	<b>1.004</b>	<b>-3,6%</b>

**El flujo neto de efectivo de las actividades operativas ascendió a US\$666 millones en el 3T20**, un 44,3% menor a/a fundamentalmente por la caída en el EBITDA Ajustado, parcialmente compensado por una disminución en el capital de trabajo que incluye, entre otros, el cobro de tres cuotas del "Plan Gas". El flujo de caja operativo se expandió 33,7% t/t principalmente por mejora en la rentabilidad.

**El flujo neto de efectivo de las actividades de inversión fue de US\$279 millones negativos**, disminuyendo 65,0% a/a dado que ajustamos nuestras inversiones para preservar la liquidez. Las inversiones totales en efectivo durante el período se redujeron significativamente, un 76,2% a/a, a US\$191 millones, incluyendo las compras de materiales y pagos correspondientes a períodos anteriores. Adicionalmente, durante el trimestre, la posición de activos financieros aumentó por un monto neto de US\$88 millones.

**El flujo neto de efectivo de las actividades de financiamiento ascendió a US\$730 millones negativos**, debido principalmente a un endeudamiento neto negativo de US\$403 millones (-3,6% a/a) y pagos de intereses por US\$251 millones (+3,2% a/a). Durante el trimestre logramos refinanciar con éxito el 58,7% de nuestro bono 2021 (Clase XLVII) luego de concluir la oferta de canje el 31 de julio de 2020. Como resultado de la operación, retiramos un total de US\$587,3 millones y emitimos un nuevo bono amortizable con vencimiento final en 2025 (Clase XIII) por US\$ 542,8 millones. Adicionalmente, pagamos vencimientos de deuda incluyendo amortizaciones de bonos locales por US\$105 millones y bonos globales por US\$159 millones.

La generación de efectivo descripta anteriormente, junto con la inversión de la Compañía en bonos soberanos argentinos y letras del tesoro (US\$220 millones a valor de mercado), resultó en una posición de efectivo y equivalentes de efectivo de US\$1.004 millones al 30 de septiembre de 2020.

## 5.2. DEUDA NETA

Desglose Deuda Neta	3T19	2T20	3T20	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Deuda corto plazo	1.703	2.783	1.893	-32,0%
Deuda largo plazo	7.057	5.906	6.314	6,9%
<b>Deuda Total</b>	<b>8.759</b>	<b>8.690</b>	<b>8.207</b>	<b>-5,6%</b>
Tasa de interés promedio para deuda AR\$	56,6%	30,9%	33,8%	
Tasa de interés promedio para deuda US\$	7,6%	7,5%	7,5%	
% deuda en AR\$	6%	10%	6%	
<b>Caja y equivalente de caja</b>	<b>1.042</b>	<b>1.303</b>	<b>1.004</b>	<b>-22,9%</b>
% caja en AR\$	22%	51%	61%	
<b>Deuda neta</b>	<b>7.717</b>	<b>7.387</b>	<b>7.203</b>	<b>-2,5%</b>

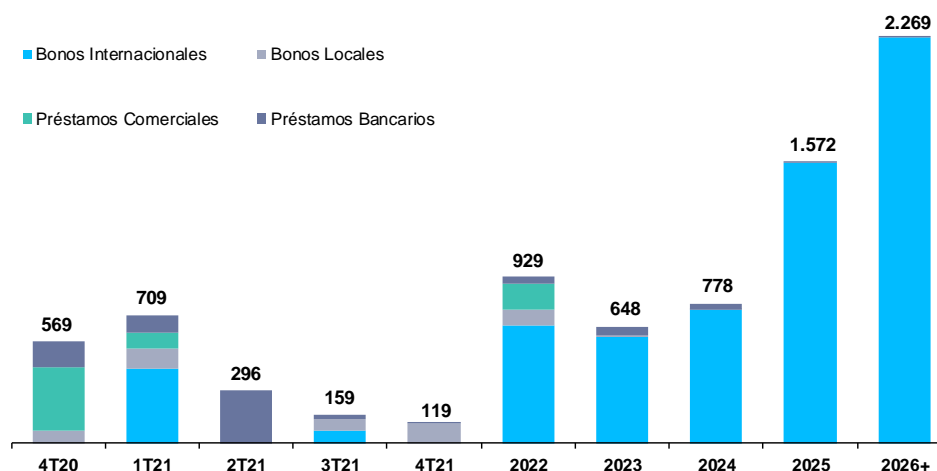
Las tasas de interés promedio de la deuda en AR\$ y US\$ se refieren a YPF individual.

Al 30 de septiembre de 2020, la deuda neta consolidada de YPF totalizó US\$7.203 millones, una disminución de US\$184 millones t/t impulsada por una mejora en la rentabilidad. Durante el trimestre decidimos reducir voluntariamente nuestra posición de caja en US\$298 millones dado el alto costo de mantener la mayor parte de nuestra liquidez en pesos. La porción en pesos de nuestro efectivo y equivalentes de efectivo aumentó a 61%, contra 51% en el 2T20 y 22% en el 3T19, a raíz de la comunicación "A" 7030 del Banco Central de la República Argentina que restringe a las corporaciones de mantener activos líquidos en el exterior si desean acceder al mercado cambiario oficial.

Usamos este monto y el exceso de efectivo generado por la mejora en la rentabilidad para reducir nuestros niveles de deuda. En consecuencia, a fines de septiembre, nuestra deuda total se contrajo un 5,6% t/t a US\$8.207 millones.

A pesar de la mejora en la rentabilidad t/t, nuestra deuda neta sobre el EBITDA Ajustado de los últimos doce meses fue de 3,7x, ratio superior a los 2,9x reportados en el 2T20 debido al deterioro de nuestro EBITDA en los últimos trimestres.

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimiento del capital de la deuda, expresado en millones de dólares al 30 de septiembre de 2020:



## 6. TABLAS Y NOTAS

### 6.1. ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados	3T19	2T20	3T20	A/A Δ	9M19	9M20	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones							
<b>Ingresos</b>	<b>3.309</b>	<b>1.947</b>	<b>2.327</b>	<b>-29,7%</b>	<b>10.309</b>	<b>7.106</b>	<b>-31,1%</b>
Costos	(2.742)	(2.147)	(2.180)	-20,5%	(8.476)	(6.693)	-21,0%
<b>Resultado bruto</b>	<b>567</b>	<b>(200)</b>	<b>147</b>	<b>-74,1%</b>	<b>1.832</b>	<b>413</b>	<b>-77,4%</b>
Gastos de comercialización	(221)	(340)	(220)	-0,6%	(728)	(785)	7,8%
Gastos de administración	(110)	(108)	(122)	11,7%	(362)	(339)	-6,3%
Gastos de exploración	(36)	(2)	(58)	59,1%	(99)	(71)	-28,2%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(821)	(850)	(19)	-97,7%	(821)	(869)	5,8%
Otros resultados operativos, netos	(0)	118	(47)	N.M	(6)	191	N.M
<b>Resultado operativo</b>	<b>(621)</b>	<b>(1.382)</b>	<b>(319)</b>	<b>-48,6%</b>	<b>(185)</b>	<b>(1.460)</b>	<b>N.M</b>
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(9)	31	58	N.M	76	112	47,9%
Ingresos financieros	1.303	456	303	-76,7%	1.826	1.099	-39,9%
Costos financieros	(640)	(552)	(448)	-29,9%	(1.391)	(1.489)	7,1%
Otros resultados financieros	(115)	176	46	N.M	(10)	200	N.M
Resultados financieros, netos	549	79	(98)	N.M	426	(191)	N.M
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>(81)</b>	<b>(1.271)</b>	<b>(360)</b>	<b>N.M</b>	<b>317</b>	<b>(1.539)</b>	<b>N.M</b>
Impuesto a las ganancias	(171)	12	(122)	-28,3%	(830)	(98)	-88,2%
<b>Resultado neto del período</b>	<b>(252)</b>	<b>(1.258)</b>	<b>(482)</b>	<b>91,8%</b>	<b>(513)</b>	<b>(1.637)</b>	<b>N.M</b>
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	(252)	(1.252)	(484)	92,0%	(523)	(1.635)	N.M
Resultado neto atribuible al interés no controlante	1	(6)	2	N.M	10	(2)	N.M
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	(0,64)	(3,19)	(1,23)	92,2%	(1,33)	(4,17)	N.M
Otros resultados integrales	2.773	824	630	-77,3%	4.093	2.158	-47,3%
<b>Resultado integral total del período</b>	<b>2.522</b>	<b>(434)</b>	<b>147</b>	<b>-94,2%</b>	<b>3.580</b>	<b>521</b>	<b>-85,5%</b>

Estado de Resultados	3T19	2T20	3T20	A/A Δ	9M19	9M20	A/A Δ
Cifras no auditadas, en AR\$ millones							
<b>Ingresos</b>	<b>180.449</b>	<b>133.558</b>	<b>173.485</b>	<b>-3,9%</b>	<b>471.685</b>	<b>481.713</b>	<b>2,1%</b>
Costos	(149.599)	(146.822)	(162.353)	8,5%	(388.564)	(455.089)	17,1%
<b>Resultado bruto</b>	<b>30.850</b>	<b>(13.264)</b>	<b>11.132</b>	<b>-63,9%</b>	<b>83.121</b>	<b>26.624</b>	<b>-68,0%</b>
Gastos de comercialización	(11.898)	(23.168)	(16.358)	37,5%	(32.935)	(53.402)	62,1%
Gastos de administración	(6.053)	(7.383)	(9.144)	51,1%	(16.577)	(23.276)	40,4%
Gastos de exploración	(1.916)	(140)	(4.218)	N.M	(4.493)	(5.074)	12,9%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(41.429)	(57.429)	(1.405)	-96,6%	(41.429)	(58.834)	42,0%
Otros resultados operativos, netos	(179)	7.940	(3.496)	N.M	(513)	11.827	N.M
<b>Resultado operativo</b>	<b>(30.625)</b>	<b>(93.444)</b>	<b>(23.489)</b>	<b>-23,3%</b>	<b>(12.826)</b>	<b>(102.135)</b>	<b>N.M</b>
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(296)	2.300	4.530	N.M	3.218	8.250	N.M
Ingresos financieros	66.120	30.817	22.251	-66,3%	85.922	73.874	-14,0%
Costos financieros	(33.967)	(37.680)	(33.386)	-1,7%	(64.630)	(101.200)	56,6%
Otros resultados financieros	(4.726)	12.075	3.685	N.M	(284)	14.467	N.M
Resultados financieros, netos	27.427	5.212	(7.450)	N.M	21.008	(12.859)	N.M
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>(3.494)</b>	<b>(85.932)</b>	<b>(26.409)</b>	<b>N.M</b>	<b>11.400</b>	<b>(106.744)</b>	<b>N.M</b>
Impuesto a las ganancias	(9.049)	884	(8.923)	-1,4%	(34.423)	(7.285)	-78,8%
<b>Resultado neto del período</b>	<b>(12.543)</b>	<b>(85.048)</b>	<b>(35.332)</b>	<b>N.M</b>	<b>(23.023)</b>	<b>(114.029)</b>	<b>N.M</b>
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	(12.726)	(84.630)	(35.466)	N.M	(23.595)	(113.884)	N.M
Resultado neto atribuible al interés no controlante	183	(418)	134	-26,8%	572	(145)	N.M
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	(32,44)	(215,67)	(90,29)	N.M	(60,15)	(290,13)	N.M
Otros resultados integrales	140.208	55.744	46.179	-67,1%	191.118	145.197	-24,0%
<b>Resultado integral total del período</b>	<b>127.665</b>	<b>(29.304)</b>	<b>10.847</b>	<b>-91,5%</b>	<b>168.095</b>	<b>31.168</b>	<b>-81,5%</b>

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

## 6.2. BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

Balance General Consolidado	En US\$ millones		En AR\$ millones	
	2019-12-31	2020-09-30	2019-12-31	2020-09-30
Cifras no auditadas				
<b>Activo No Corriente</b>				
Activos intangibles	622	581	37.179	44.228
Propiedades, planta y equipo	17.879	15.758	1.069.011	1.198.888
Activos por derecho de uso	1.027	807	61.391	61.417
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1.130	1.211	67.590	92.149
Activos por impuesto diferido, netos	26	35	1.583	2.676
Otros créditos	197	168	11.789	12.764
Créditos por ventas	256	111	15.325	8.473
<b>Total del Activo No Corriente</b>	<b>21.138</b>	<b>18.672</b>	<b>1.263.868</b>	<b>1.420.595</b>
<b>Activo Corriente</b>				
Inventarios	1.346	1.371	80.479	104.272
Activos de contratos	3	6	203	426
Otros créditos	605	390	36.192	29.670
Créditos por ventas	1.975	1.463	118.077	111.317
Inversiones en activos financieros	140	220	8.370	16.765
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.106	784	66.100	59.641
<b>Total del Activo Corriente</b>	<b>5.175</b>	<b>4.234</b>	<b>309.421</b>	<b>322.091</b>
<b>Total del Activo</b>	<b>26.314</b>	<b>22.906</b>	<b>1.573.289</b>	<b>1.742.686</b>
<b>Patrimonio Neto</b>				
Aportes de los propietarios	177	142	10.572	10.767
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	8.897	7.388	531.977	562.055
Interés no controlante	93	87	5.550	6.640
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b>9.167</b>	<b>7.616</b>	<b>548.099</b>	<b>579.462</b>
<b>Pasivo No Corriente</b>				
Provisiones	2.421	2.518	144.768	191.600
Pasivos por impuesto diferido, netos	1.626	1.390	97.231	105.765
Pasivos de contratos	5	0	294	0
Impuesto a las ganancias a pagar	57	35	3.387	2.682
Cargas fiscales	24	0	1.428	20
Remuneraciones y cargas sociales	0	38	0	2.923
Pasivos por arrendamientos	676	536	40.391	40.741
Préstamos	7.019	6.314	419.651	480.407
Otros pasivos	12	11	703	819
Cuentas por pagar	41	24	2.465	1.832
<b>Total del Pasivo No Corriente</b>	<b>11.880</b>	<b>10.867</b>	<b>710.318</b>	<b>826.789</b>
<b>Pasivo Corriente</b>				
Provisiones	91	87	5.460	6.587
Pasivos de contratos	124	115	7.404	8.746
Impuesto a las ganancias a pagar	33	14	1.964	1.048
Cargas fiscales	191	210	11.437	16.008
Remuneraciones y cargas sociales	171	163	10.204	12.421
Pasivos por arrendamientos	358	353	21.389	26.853
Préstamos	1.791	1.893	107.109	143.986
Otros pasivos	22	20	1.310	1.548
Cuentas por pagar	2.485	1.567	148.595	119.238
<b>Total del Pasivo Corriente</b>	<b>5.266</b>	<b>4.422</b>	<b>314.872</b>	<b>336.435</b>
<b>Total del Pasivo</b>	<b>17.147</b>	<b>15.289</b>	<b>1.025.190</b>	<b>1.163.224</b>
<b>Total del Pasivo y Patrimonio Neto</b>	<b>26.314</b>	<b>22.906</b>	<b>1.573.289</b>	<b>1.742.686</b>

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

## 6.3. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado	3T19	2T20	3T20	A/A Δ	9M19	9M20	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones							
<b>Actividades operativas:</b>							
Resultado neto	(252)	(1.258)	(482)	91,8%	(513)	(1.637)	N.M
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	9	(31)	(58)	N.M	(76)	(112)	47,9%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	743	635	647	-12,9%	2.230	1.994	-10,6%
Depreciación de activos por derecho de uso	56	58	64	13,7%	161	200	23,8%
Amortización de activos intangibles	12	11	14	9,5%	37	36	-5,2%
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	113	39	137	21,9%	325	253	-21,9%
Cargo por impuesto a las ganancias	171	(12)	122	-28,3%	830	98	-88,2%
Aumento neto de provisiones	(123)	182	103	N.M	52	348	N.M
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	821	850	19	-97,7%	821	869	5,8%
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	(296)	(116)	87	N.M	(280)	131	N.M
Planes de beneficios en acciones	3	2	1	-69,6%	8	6	-32,6%
Seguros devengados	(5)	(40)	-	N.M	(5)	(48)	N.M
Resultado por cesión de participación en áreas	(19)	(87)	-	N.M	(19)	(191)	N.M
Resultado por canje de deuda	-	-	29	N.M	-	29	N.M
Resultado por canje de instrumentos financieros	-	-	(18)	N.M	-	(18)	N.M
<b>Cambios en activos y pasivos:</b>							
Créditos por ventas	2	175	(119)	N.M	(349)	307	N.M
Otros créditos	(137)	167	26	N.M	(212)	127	N.M
Inventarios	(14)	82	61	N.M	(245)	(35)	-85,5%
Cuentas por pagar	79	(177)	(136)	N.M	511	(369)	N.M
Cargas fiscales	29	0	23	-22,4%	53	29	-45,8%
Remuneraciones y cargas sociales	27	14	83	N.M	44	68	54,5%
Otros pasivos	6	(0)	1	-86,7%	16	3	-78,7%
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(29)	(4)	(4)	-86,9%	(76)	(30)	-60,4%
Activos de contratos	5	4	0	-98,2%	3	(5)	N.M
Pasivos de contratos	18	(19)	43	N.M	4	25	N.M
Dividendos cobrados	1	29	5	N.M	18	37	98,3%
Cobro de seguros por pérdida de beneficio	-	11	28	N.M	19	43	N.M
Pagos de impuesto a las ganancias	(25)	(15)	(10)	-61,3%	(143)	(32)	-77,7%
<b>Flujo neto de efectivo de las actividades operativas</b>	<b>1.196</b>	<b>498</b>	<b>666</b>	<b>-44,3%</b>	<b>3.218</b>	<b>2.125</b>	<b>-34,0%</b>
<b>Actividades de inversión:</b>							
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(804)	(286)	(191)	-76,2%	(2.585)	(1.269)	-50,9%
Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	(1)	-	-	N.M	(108)	-	N.M
Cobros por ventas de activos financieros	-	417	37	N.M	25	454	N.M
Pagos por adquisición de activos financieros	-	(291)	(126)	N.M	-	(416)	N.M
Intereses cobrados de activos financieros	-	-	0	N.M	10	0	-98,0%
Cobros por cesión de participación en áreas	6	111	-	-100,0%	6	215	N.M
<b>Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión</b>	<b>(799)</b>	<b>(49)</b>	<b>(279)</b>	<b>-65,0%</b>	<b>(2.651)</b>	<b>(1.016)</b>	<b>-61,7%</b>
<b>Actividades de financiación:</b>							
Pago de préstamos	(729)	(860)	(691)	-5,2%	(1.515)	(1.893)	24,9%
Pago de intereses	(243)	(200)	(251)	3,2%	(655)	(713)	8,8%
Préstamos obtenidos	311	834	288	-7,3%	1.607	1.533	-4,6%
Recompra de acciones propias	-	-	-	N.M	(6)	-	N.M
Pagos por arrendamientos	(87)	(61)	(74)	-15,1%	(221)	(232)	4,7%
Pago de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(2)	(3)	(2)	-8,1%	(5)	(9)	72,8%
Dividendos pagados	(46)	-	-	N.M	(46)	-	N.M
<b>Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación</b>	<b>(796)</b>	<b>(290)</b>	<b>(730)</b>	<b>-8,3%</b>	<b>(841)</b>	<b>(1.313)</b>	<b>56,1%</b>
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	319	54	17	-94,6%	461	140	-69,5%
Ajustes de conversión	(340)	(100)	(77)	-77,4%	(500)	(258)	-48,4%
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	(421)	113	(403)	-4,1%	(314)	(322)	2,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	1.331	1.074	1.187	-10,8%	1.224	1.106	-9,7%
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período</b>	<b>910</b>	<b>1.187</b>	<b>784</b>	<b>-13,9%</b>	<b>910</b>	<b>784</b>	<b>-13,9%</b>



Estado de Flujo de Efectivo Consolidado	3T19	2T20	3T20	A/A Δ	9M19	9M20	A/A Δ
Cifras no auditadas, en AR\$ millones							
<b>Actividades operativas</b>							
Resultado neto	(12.543)	(85.048)	(35.332)	N.M	(23.023)	(114.029)	N.M
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	296	(2.300)	(4.530)	N.M	(3.218)	(8.250)	N.M
Depreciación de propiedades, planta y equipo	37.465	42.936	47.375	26,5%	99.220	133.947	35,0%
Depreciación de activos por derecho de uso	2.849	3.927	4.703	65,1%	7.202	13.382	85,8%
Amortización de activos intangibles	629	740	1.000	59,0%	1.665	2.409	44,7%
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	5.686	2.623	10.062	77,0%	14.450	17.422	20,6%
Cargo por impuesto a las ganancias	9.049	(884)	8.923	-1,4%	34.423	7.285	-78,8%
Aumento neto de provisiones	(6.213)	12.303	7.529	N.M	1.091	23.694	N.M
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	41.429	57.429	1.405	-96,6%	41.429	58.834	42,0%
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	(15.382)	(7.600)	6.690	N.M	(13.560)	8.930	N.M
Planes de beneficios en acciones	154	153	68	-55,8%	371	368	-0,8%
Seguros devengados	(249)	(2.731)	-	N.M	(249)	(3.189)	N.M
Resultado por cesión de participación en áreas	(965)	(5.877)	-	N.M	(965)	(12.233)	N.M
Resultado por canje de deuda	-	-	2.097	N.M	-	2.097	N.M
Resultado por canje de instrumentos financieros	-	-	(1.330)	N.M	-	(1.330)	N.M
<b>Cambios en activos y pasivos:</b>							
Créditos por ventas	107	11.829	(8.709)	N.M	(15.130)	18.510	N.M
Otros créditos	(6.914)	11.262	1.880	N.M	(9.789)	9.147	N.M
Inventarios	(690)	5.563	4.460	N.M	(10.302)	(929)	-91,0%
Cuentas por pagar	3.994	(11.976)	(9.971)	N.M	22.255	(25.353)	N.M
Cargas fiscales	1.479	12	1.665	12,6%	2.288	2.042	-10,8%
Remuneraciones y cargas sociales	1.337	932	6.113	N.M	2.167	5.270	N.M
Otros pasivos	315	(22)	61	-80,6%	699	212	-69,7%
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(1.474)	(288)	(280)	-81,0%	(3.417)	(1.919)	-43,8%
Activos de contratos	271	254	7	-97,4%	175	(256)	N.M
Pasivos de contratos	886	(1.305)	3.141	N.M	656	1.922	N.M
Dividendos cobrados	50	1.966	398	N.M	811	2.494	N.M
Cobro de seguros por pérdida de beneficio	-	757	2.030	N.M	758	3.034	N.M
Pagos de impuesto a las ganancias	(1.259)	(1.010)	(708)	-43,8%	(6.314)	(2.164)	-65,7%
<b>Flujo neto de efectivo de las actividades operativas</b>	<b>60.307</b>	<b>33.645</b>	<b>48.747</b>	<b>-19,2%</b>	<b>143.693</b>	<b>141.347</b>	<b>-1,6%</b>
<b>Actividades de inversión:</b>							
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(40.549)	(19.346)	(13.994)	-65,5%	(114.864)	(81.880)	-28,7%
Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	(55)	-	-	N.M	(4.731)	-	N.M
Cobros por ventas de activos financieros	-	28.172	2.713	N.M	957	30.885	N.M
Pagos por adquisición de activos financieros	-	(19.649)	(9.192)	N.M	-	(28.841)	N.M
Intereses cobrados de activos financieros	-	-	15	N.M	452	15	-96,7%
Cobros por cesión de participación en áreas	319	7.511	-	-100,0%	319	13.867	N.M
<b>Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión</b>	<b>(40.285)</b>	<b>(3.312)</b>	<b>(20.458)</b>	<b>-49,2%</b>	<b>(117.867)</b>	<b>(65.954)</b>	<b>-44,0%</b>
<b>Actividades de financiación:</b>							
Pago de préstamos	(36.769)	(58.093)	(50.611)	37,6%	(70.061)	(129.668)	85,1%
Pago de intereses	(12.254)	(13.544)	(18.354)	49,8%	(29.251)	(47.941)	63,9%
Préstamos obtenidos	15.677	56.367	21.096	34,6%	70.916	102.684	44,8%
Recompra de acciones propias	-	-	-	N.M	(280)	-	N.M
Pagos por arrendamientos	(4.390)	(4.123)	(5.411)	23,3%	(9.961)	(15.470)	55,3%
Pago de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(126)	(176)	(168)	33,3%	(250)	(608)	N.M
Dividendos pagados	(2.300)	-	-	N.M	(2.300)	-	N.M
<b>Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación</b>	<b>(40.162)</b>	<b>(19.569)</b>	<b>(53.448)</b>	<b>33,1%</b>	<b>(41.187)</b>	<b>(91.003)</b>	<b>N.M</b>
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	16.094	3.645	1.259	-92,2%	21.662	9.151	-57,8%
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	(4.046)	14.409	(23.900)	N.M	6.301	(6.459)	N.M
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	56.375	69.132	83.541	48,2%	46.028	66.100	43,6%
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período</b>	<b>52.329</b>	<b>83.541</b>	<b>59.641</b>	<b>14,0%</b>	<b>52.329</b>	<b>59.641</b>	<b>14,0%</b>

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

## 6.4. PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS

Principales magnitudes físicas	Unidad	1T19	2T19	3T19	4T19	Acum. 2019	1T20	2T20	3T20	Acum. 2020
Cifras no auditadas										
<b>Total Producción</b>	<b>Kboe</b>	<b>43.788</b>	<b>46.928</b>	<b>48.764</b>	<b>48.285</b>	<b>187.765</b>	<b>46.439</b>	<b>42.480</b>	<b>43.101</b>	<b>132.019</b>
Crudo	Kboe	20.376	20.382	20.888	20.884	82.530	20.488	18.274	18.621	57.383
NGL	Kboe	3.753	3.583	2.623	4.079	14.038	4.090	4.162	4.121	12.373
Gas natural	Mm3	3.126	3.651	4.015	3.708	14.500	3.476	3.187	3.237	9.900
<b>Henry Hub</b>	<b>USD/MMBTU</b>	<b>3,1</b>	<b>2,6</b>	<b>2,2</b>	<b>2,5</b>	<b>2,6</b>	<b>2,0</b>	<b>1,6</b>	<b>2,2</b>	<b>1,9</b>
<b>Brent</b>	<b>USD/bbl</b>	<b>63,2</b>	<b>68,9</b>	<b>61,9</b>	<b>63,4</b>	<b>64,4</b>	<b>50,4</b>	<b>29,3</b>	<b>43,0</b>	<b>40,9</b>
<b>Ventas (YPF individual)</b>										
<b>Ventas de productos refinados</b>	<b>Km3</b>	<b>4.385</b>	<b>4.285</b>	<b>4.470</b>	<b>4.643</b>	<b>17.783</b>	<b>4.126</b>	<b>3.041</b>	<b>3.771</b>	<b>10.938</b>
<b>Mercado local</b>	<b>Km3</b>	<b>3.865</b>	<b>3.880</b>	<b>4.045</b>	<b>4.031</b>	<b>15.821</b>	<b>3.541</b>	<b>2.679</b>	<b>3.495</b>	<b>9.715</b>
Nafta	Km3	1.363	1.260	1.297	1.355	5.275	1.222	579	816	2.617
Gasoil	Km3	1.874	1.981	2.029	2.041	7.925	1.722	1.578	1.931	5.231
Jet fuel	Km3	164	138	159	149	610	126	13	14	153
Fuel Oil	Km3	9	11	51	5	76	4	29	157	190
LPG	Km3	131	193	200	183	707	136	182	229	547
Otros (*)	Km3	324	297	309	298	1.228	330	298	348	977
<b>Mercado externo</b>	<b>Km3</b>	<b>520</b>	<b>405</b>	<b>425</b>	<b>612</b>	<b>1.962</b>	<b>585</b>	<b>362</b>	<b>275</b>	<b>1.222</b>
Nafta virgen	Km3	48	0	76	81	205	86	104	52	242
Jet fuel	Km3	183	162	152	146	643	124	10	10	143
LPG	Km3	126	68	30	106	330	141	23	33	197
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	83	74	61	133	351	103	103	94	299
Otros (*)	Km3	80	101	106	146	433	132	122	87	341
<b>Ventas de productos petroquímicos</b>	<b>Ktn</b>	<b>246</b>	<b>233</b>	<b>254</b>	<b>273</b>	<b>1.006</b>	<b>227</b>	<b>147</b>	<b>192</b>	<b>565</b>
<b>Mercado local</b>	<b>Ktn</b>	<b>161</b>	<b>175</b>	<b>197</b>	<b>172</b>	<b>705</b>	<b>166</b>	<b>95</b>	<b>147</b>	<b>408</b>
Metanol	Ktn	45	81	63	60	249	55	22	36	114
Otros	Ktn	116	94	134	112	456	111	72	110	294
<b>Mercado externo</b>	<b>Ktn</b>	<b>85</b>	<b>58</b>	<b>57</b>	<b>101</b>	<b>301</b>	<b>61</b>	<b>52</b>	<b>45</b>	<b>157</b>
Metanol	Ktn	38	8	21	47	114	27	6	2	35
Otros	Ktn	47	50	36	54	187	33	46	43	122
<b>Granos, harinas y aceites</b>	<b>Ktn</b>	<b>242</b>	<b>438</b>	<b>405</b>	<b>332</b>	<b>1.417</b>	<b>238</b>	<b>523</b>	<b>459</b>	<b>1.220</b>
Mercado local	Ktn	43	50	112	66	271	33	97	57	187
Mercado externo	Ktn	199	388	293	266	1.146	205	427	401	1.033
<b>Ventas de fertilizantes</b>	<b>Ktn</b>	<b>42</b>	<b>134</b>	<b>111</b>	<b>123</b>	<b>410</b>	<b>91</b>	<b>227</b>	<b>233</b>	<b>552</b>
Mercado local	Ktn	42	134	111	123	410	91	227	233	552
<b>Principales productos importados (YPF individual)</b>										
Nafta	Km3	50	57	0	31	137	51	0	0	51
Jet Fuel	Km3	69	32	54	11	166	0	0	0	0
Gasoil	Km3	135	272	224	64	695	78	150	82	310

Brent: El precio del Brent del 1T20 ha sido reexpresado.

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

Principales productos importados: Los volúmenes importados de Naftas y Jet Fuel del 4T19 fueron ajustados.

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 2019, 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.

**YPF**

3T20

YPF S.A. | RESULTADOS CONSOLIDADOS