



YPF

1T21

YPF S.A. | RESULTADOS CONSOLIDADOS

ÍNDICE

1. PRINCIPALES HITOS DEL TRIMESTRE	3
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	4
3. EBITDA Y RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO	7
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO	8
4.1. UPSTREAM	8
4.2. DOWNSTREAM	11
4.3. GAS Y ENERGÍA	14
4.4. CORPORACIÓN Y OTROS	15
4.5. AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN	15
5. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL	16
5.1. RESUMEN ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO	16
5.2. DEUDA NETA	17
6. TABLAS Y NOTAS	19
6.1. ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO	19
6.2. BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	20
6.3. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	21
6.4. PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS	23

Conferencia de Resultados "1T21"

12 de Mayo, 2021 | 9:00 AM ET – 10:00 AM BAT

Seguí la presentación de resultados a través de nuestra web ir.ypf.com o <https://event.on24.com/wcc/r/3082001/C334E958CC685C235D68891CBB4EFA54>

Línea gratuita: (+1) (833) 476 - 0955
Línea gratuita internacional: (+1) (236) 714-2623

Contacto Relaciones con Inversores

Santiago Wesenack - Gerente RI
santiago.wesenack@ypf.com

YPF RI
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. YPF ha definido el dólar estadounidense como su moneda funcional y 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. 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.

Sólido comienzo de año apalancado en la fuerte demanda de combustibles, un mejor entorno de precios, y la materialización de la eficiencia de costos.

Resumen Consolidado Resultados	1T20	4T20	1T21	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Ingresos	2.832	2.270	2.648	16,6%
EBITDA	1.040	263	825	N.M
EBITDA Ajustado	851	183	767	N.M
Resultado operativo antes de deterioro de activos	241	(273)	78	N.M
Resultado operativo	241	549	78	-85,9%
Utilidad neta antes de deterioro de activos	103	(78)	(25)	-67,4%
Utilidad neta	103	539	(25)	N.M
Resultado neto por acción	0,26	1,41	(0,06)	N.M
Capex	598	538	487	-9,4%
FCF	(85)	182	284	56,0%
Caja y equivalentes de caja	1.159	994	995	0,1%
Deuda total	8.799	8.070	7.747	-4,0%

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 controlante (básico y diluido).

FCF = Flujo Neto de las Actividades Operativas menos Capex (Actividades de Inversión), M&A (Actividades de Inversión), y pago de intereses y leasings (Actividades de Financiación).

1. PRINCIPALES HITOS DEL TRIMESTRE

- Sólida recuperación de la rentabilidad con EBITDA Ajustado expandiéndose 318% t/t – y sólo 9,9% por debajo del 1T20 –, respaldada principalmente por una rápida recuperación de la demanda de nafta y gasoil, mayores precios de realización en todos los segmentos y la materialización de eficiencias de costos.
- La demanda local de nuestros principales productos refinados (nafta y gasoil) mejoró más de lo esperado, incrementándose 5,5% t/t y 3,6% a/a, pero aún no ha vuelto a los niveles pre-COVID, encontrándose un 5,7% por debajo del 1T19.
- Los precios en el surtidor en dólares continuaron recuperándose con un incremento secuencial en el precio de realización de 10,3%, en promedio para nafta y gasoil, lo que permitió traspasar los incrementos en los costos de los biocombustibles y los impuestos sobre los combustibles, dando lugar también a una recuperación en el margen de la compañía.
- Las eficiencias en los costos estructurales continuaron materializándose gracias al plan de reducción de costos implementado en toda la compañía a lo largo de 2020. El OPEX disminuyó 21,5% a/a con resultados positivos en todos los segmentos de negocio.

- La actividad en el Upstream se reanudó por completo, alcanzando un nuevo récord en la cantidad de pozos horizontales completados en un trimestre, totalizando 34 entre pozos de petróleo y gas dentro la actividad no convencional, de un total de 48 pozos completados en todos nuestros campos operados.
- La producción de petróleo y gas se expandió 3,3% t/t, incluyendo un aumento de 4,3% en la producción de crudo a 207,7 Kbbld, con un notable incremento de 19,7% en la producción de shale respaldado por nuestro core hub donde la producción alcanzó su récord en marzo con 42,0 Kbbld.
- El flujo de caja libre (FCF) terminó en territorio positivo, lo que nos permitió reducir aún más nuestra deuda neta, que disminuyó en US\$324 millones a US\$6.752 millones al final del trimestre, o US\$888 millones por debajo del 1T20.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Desglose Ingresos Consolidados	1T20	4T20	1T21	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Gasoil	996	826	921	-7,5%
Nafta	669	494	613	-8,4%
Gas natural como productores (a terceros)	265	225	259	-2,0%
Otros	503	503	552	9,7%
Total Mercado Local	2.433	2.047	2.346	-3,6%
Jet fuel	102	11	24	-76,4%
Granos y harinas	61	78	114	85,1%
Crudo	8	47	6	-28,1%
Petroquímicos y otros	227	86	158	-30,4%
Total Mercado Externo	399	223	302	-24,4%
Total Ingresos	2.832	2.270	2.648	-6,5%

Los ingresos del 1T21, que ascendieron a US\$2.648 millones, mostraron una sólida recuperación de manera secuencial, aumentando 16,6%, tanto por mayores ventas locales como por exportaciones, impulsadas por un aumento generalizado en volúmenes y precios. Destacamos los mayores ingresos de gasoil y nafta, aumentando 11,5% y 24,2%, respectivamente, tanto por mayores volúmenes como precios en dólares, ya que los aumentos acumulados en el surtidor más que compensaron los mayores impuestos a los combustibles y la devaluación de la moneda. Además, los precios para gas natural también mejoraron a partir del nuevo Plan GasAR, resultando en un incremento del 15,3% en los ingresos por la venta como productores a terceros en el mercado local.

En comparación al 1T20, los ingresos disminuyeron 6,5% – estando el 1T20 impactado por la pandemia por menos de dos semanas – principalmente por menores precios promedio en dólares, mientras que la demanda de nafta y gasoil aumentó 3,6% a/a en promedio, debido a restricciones de movilidad más flexibles. Vale destacar que la demanda del 1T21 estuvo solamente 5,7% por debajo de los niveles pre-pandemia comparado a 1T19.

Los ingresos de gasoil – 35% de nuestras ventas totales – disminuyeron 7,5% a/a debido a menores precios (-12,5%), compensados parcialmente por mayores volúmenes vendidos (5,2%). Las ventas de nafta – 23% de los ingresos totales – siguieron la misma tendencia y disminuyeron 8,4% por menores precios (-10,3%), compensado parcialmente por mayores volúmenes vendidos (1,4%).

Los ingresos de gas natural como productores vendidos a terceros en el mercado local – 10% de las ventas consolidadas – disminuyeron 2,0% a/a debido a menores volúmenes, a pesar de los mejores precios observados en el 1T21 ya que fue el primer trimestre bajo el nuevo Plan GasAR.

Otras ventas en el mercado local en el 1T21 aumentaron 9,7% a/a debido principalmente a las mayores ventas de fuel oil, fertilizantes, asfaltos, GLP, lubricantes y nafta virgen, que más que compensaron las menores ventas de jet fuel y crudo.

Los ingresos por exportaciones disminuyeron 24,4% a/a por menores ventas de jet fuel, gas natural, fuel oil, gasoil y nafta virgen, debido a menores volúmenes vendidos en la mayoría de estos productos. Este efecto fue compensado parcialmente por mayores ventas de granos y harinas, y productos petroquímicos.

Desglose Costos Consolidados	1T20	4T20	1T21	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Depreciaciones	(679)	(430)	(652)	-3,9%
Costo de extracción	(524)	(413)	(411)	-21,5%
Regalías	(184)	(141)	(171)	-7,0%
Costo de refinación	(114)	(113)	(106)	-6,6%
Otros	(328)	(274)	(203)	-37,9%
Total Costos de producción	(1.828)	(1.371)	(1.544)	-15,5%
Importación de combustibles	(97)	(30)	(75)	-23,1%
Compras de crudo a terceros	(238)	(173)	(252)	6,1%
Compras de biocombustibles	(161)	(50)	(108)	-32,6%
Compras de gas natural a terceros	(50)	(40)	(32)	-36,4%
Otros	(171)	(232)	(252)	47,6%
Total Compras	(717)	(526)	(719)	0,3%
Variaciones de Stock	178	(179)	25	-85,9%
Total Costos Operativos	(2.366)	(2.076)	(2.238)	-5,4%
Gastos de comercialización	(225)	(224)	(225)	-0,1%
Gastos de administración	(109)	(135)	(103)	-6,1%
Gastos de exploración	(12)	(10)	(2)	-84,5%
Otros resultados operativos, netos	120	(99)	(3)	N.M
Total Otros Gastos	(225)	(467)	(332)	47,3%
Deterioro de activos	-	822	-	N.M
Total Costos Operativos + Otros Gastos + Deterioro de Activos	(2.592)	(1.721)	(2.570)	-0,8%

Las variaciones de stock incluyen resultados por tenencia de US\$63 millones en el 1T20, US\$(40) millones en el 4T20 y US\$66 millones en el 1T21.

Los costos operativos totales fueron US\$2.238 millones, contrayéndose 5,4% a/a, debido a las eficiencias ganadas en gastos operativos, sin considerar las compras, regalías y depreciaciones, gracias al programa de reducción de costos implementado en toda la empresa a lo largo del 2020.

Dentro de los costos de producción, que disminuyeron 15,5% a/a, la reducción del costo de extracción de 21,5% a/a fue influenciada principalmente por eficiencias de costos, compensada parcialmente con el aumento de la actividad de pozos debido a la reanudación gradual de la actividad; las regalías bajaron 7,0% a/a debido a la menor producción; y el costo de transporte, incluido en la categoría "Otros", se contrajo 28,9% a/a principalmente por las menores tarifas debido a la renegociación de contratos con proveedores.

Las depreciaciones disminuyeron 3,9% a/a principalmente debido a la disminución en nuestro programa de CAPEX durante el año pasado, lo que afectó el valor contable de los activos sujetos a depreciación en comparación con el mismo período de 2020.

El costo de refinación cayó 6,6% a/a por menores cargos relacionados con gastos de reparación y mantenimiento, electricidad y otros suministros, gastos de personal, y consumo de materiales y repuestos.

En cuanto a las compras, una categoría altamente relacionada con los niveles de demanda de productos refinados, se mantuvieron estables, incrementándose solamente 0,3% a/a y fueron impulsadas por:

- Una reducción en las importaciones de combustible del 23,1%, principalmente por una disminución del 47,6% para gasoil y 58,0% para jet fuel por menores volúmenes importados, parcialmente compensada por mayores compras de naftas premium (62,5%) debido a mayores volúmenes;

- Las compras de biocombustibles presentaron una reducción del 32,6% por menores compras de biodiesel (-63,4%) dado los menores volúmenes adquiridos, a pesar de los mayores precios, que más que compensaron el incremento de las compras de bioetanol (5,6%) por mayores precios;
- Menores 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 e industrias) principalmente por menores volúmenes en un 15,4%;
- Estos efectos fueron parcialmente compensados por un incremento en las compras de crudo a terceros debido a que los precios y volúmenes aumentaron 2,3% y 3,6%, respectivamente; y
- Un incremento en las compras de fertilizantes y en la recepción de granos a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al agro (incluidas en la categoría "Otros") de 76,2% y 37,7%, respectivamente, principalmente por los mayores precios de estos productos.

Durante el 1T21 se registró una variación de existencias positiva de US\$25 millones, principalmente por el incremento en el costo de los inventarios de la compañía, parcialmente compensado por un consumo de existencias. En el 1T20 también hubo una variación positiva de existencias de US\$178 millones, por un incremento en los niveles de inventarios y su costo asociado.

Los gastos de comercialización se mantuvieron estables en US\$225 millones principalmente dado que los mayores impuestos por exportaciones debido a un aumento en las exportaciones de productos agrícolas, se vieron compensados por los menores cargos de transporte de productos (dado que dentro del programa de reducción de costos se renegociaron menores tarifas medidas en dólares para el transporte doméstico de combustibles), y los menores gastos de personal.

Los gastos de administración disminuyeron 6,1% a/a principalmente debido a la eficiencia de costos y menores gastos de personal debido al programa de retiro voluntario efectuado en 2020.

Los otros resultados operativos, netos, del 1T21 fueron negativos en US\$3 millones en comparación con los US\$120 millones positivos registrados en el 1T20, explicado por el acuerdo por la cesión de la participación de Schlumberger en Bandurria Sur por US\$104 millones en enero de 2020.

Desglose Utilidad Neta	1T20	4T20	1T21	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Resultado operativo	241	549	78	-67,7%
Intereses en asociadas y negocios conjuntos	22	56	58	N.M
Resultados financieros, netos	(172)	24	(49)	-71,7%
Impuesto a las ganancias	12	(90)	(112)	N.M
Utilidad Neta	103	539	(25)	N.M
Utilidad Neta antes de deterioro de activos	103	(78)	(25)	N.M

Los resultados financieros, netos, del 1T21 representaron una pérdida de US\$49 millones, en comparación con la pérdida de US\$172 millones en 1T20, principalmente debido a que el gasto financiero neto disminuyó un 18,9% a/a a US\$194 millones en el 1T21, como resultado de una menor deuda promedio en comparación con el mismo período de 2020. Adicionalmente, se registró un cargo positivo de US\$17 millones durante el 1T21 por la valuación a valor razonable de activos financieros comparado con un cargo negativo de US\$44 millones en el 1T20. En contraste, los resultados cambiarios netos relacionados al impacto de la devaluación en nuestros pasivos netos fueron menores en US\$13 millones a/a (US\$99 millones en el 1T21 versus US\$112 millones en el 1T20).

En consecuencia, **la utilidad neta del trimestre representó una pérdida de US\$25 millones**, en comparación con una ganancia de US\$103 millones en el mismo período de 2020.

3. EBITDA Y RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO

Reconciliación EBITDA Ajustado	1T20	4T20	1T21	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Utilidad Neta	103	539	(25)	N.M
Resultados financieros, netos	172	(24)	49	-71,7%
Intereses en asociadas y negocios conjuntos	(22)	(56)	(58)	N.M
Impuesto a las ganancias	(12)	90	112	N.M
Perforaciones exploratorias improductivas	0	0	-	-100,0%
Depreciaciones y amortizaciones	799	535	747	-6,4%
Deterioro de activos	-	(822)	-	N.M
EBITDA	1.040	263	825	-20,7%
Arrendamientos opex	(85)	(80)	(61)	-28,3%
Otros ajustes	(105)	1	2	N.M
EBITDA Ajustado	851	183	767	-9,9%

El EBITDA Ajustado se incrementó 318% t/t, resultando en una brecha mucho menor contra el 1T20 de -9,9%. La diferencia a/a se relaciona principalmente por menores precios en dólares de nuestros principales productos, gasoil y nafta, además de la menor producción de nuestras operaciones de Upstream, parcialmente compensada por mayores volúmenes despachados de gasoil y nafta, y la materialización de eficiencias de costos. Secuencialmente, el incremento se ve respaldado por la rápida recuperación de la demanda de nuestros principales productos y mayores precios promedio en dólares, junto con los resultados de nuestro programa de reducción de costos en toda la compañía. Cabe señalar que el margen de EBITDA ajustado fue del 29%, nuevamente en línea con los niveles históricos.

Los cálculos del EBITDA Ajustado incluyen o excluyen varios elementos que pueden ser considerados poco frecuentes, que son los siguientes:

- **1T21:** Incluye costos de stand-by por US\$29 millones.
- **4T20:** Incluye, principalmente, costos de stand-by por US\$38 millones, cargos relacionados con el Programa de Retiro Voluntario por US\$40 millones, y una pérdida de US\$118 millones relacionada con la finalización anticipada del contrato de la barcaza flotante de LNG con Exmar.
- **1T20:** Incluye costos de stand-by por US\$17 millones, y excluye el reconocimiento del acuerdo por la cesión de la participación de Schlumberger en Bandurria Sur por US\$104 millones.

La conciliación del EBITDA y el EBITDA Ajustado para el 1T21 para cada uno de nuestros segmentos se presenta en la siguiente tabla:

EBITDA por segmento	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Corporación y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Cifras no auditadas, en US\$ millones						
Resultado Operativo	19	199	(31)	(42)	(66)	78
Depreciaciones y amortizaciones	581	134	12	19	-	747
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	-	-	-
Deterioro de activos	-	-	-	-	-	-
EBITDA	600	333	(19)	(22)	(66)	825
Arrendamientos Opex	(39)	(16)	(6)	-	-	(61)
Otros ajustes	0	1	2	(1)	-	2
EBITDA Ajustado	561	317	(23)	(23)	(66)	767

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO

4.1. UPSTREAM

Resultados Upstream	1T20	4T20	1T21	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Crudo	1.008	740	950	-5,7%
Gas natural	318	244	285	-10,3%
Otros	(10)	(9)	12	N.M
Ingresos	1.317	975	1.247	-5,2%
Depreciaciones	(573)	(327)	(550)	-4,0%
Costo de extracción	(524)	(413)	(411)	-21,5%
Regalías	(184)	(141)	(171)	-7,0%
Gastos de exploración	(12)	(9)	(2)	-84,9%
Otros	(13)	(158)	(95)	N.M
Resultado operativo antes de deterioro de activos	11	(73)	19	69,1%
Deterioro de activos	-	828	-	N.M
Resultado operativo	11	755	19	69,1%
Depreciaciones y amortizaciones	616	356	581	-5,7%
Perforaciones exploratorias improductivas	0	0	-	-100,0%
Deterioro de activos	-	(828)	-	N.M
EBITDA	628	283	600	-4,4%
Arrendamientos opex	(39)	(33)	(39)	-0,3%
Otros ajustes	(104)	(0)	0	N.M
EBITDA Ajustado	485	250	561	15,7%
Capex	477	362	425	-10,9%

Los ingresos disminuyeron levemente, un 5,2%, en comparación con el 1T20, alcanzando US\$1.247 millones, pero experimentaron un incremento de 28,0% secuencial. La razón detrás del comportamiento anual fue una reducción tanto en la producción de crudo como en la de gas natural, que fue parcialmente compensado por mayores precios en ambos productos. Como resultado, los ingresos por crudo disminuyeron 5,7% a/a debido a que la producción se contrajo 7,8% a/a, a pesar de la recuperación del 3,1% de los precios en dólares. En el caso del gas natural, los ingresos disminuyeron 10,3% a/a debido a que la producción bajó 16,8% pero fue parcialmente compensada por mayores precios en 4,5% respaldado por el nuevo Plan GasAR. Secuencialmente, los ingresos se expandieron un 28,0% principalmente por una fuerte recuperación de precios, aumentando 25,2% y 22,8% para crudo y gas natural, respectivamente, además de una mayor producción del 3,3% impulsada por la producción de crudo proveniente de shale.

Los costos operativos para el período también disminuyeron a/a principalmente debido a lo siguiente:

- Los costos de extracción disminuyeron 21,5% a/a principalmente por los resultados del programa de reducción de costos, lo que nos permitió retomar la actividad de una manera mucho más eficiente, y debido a los menores niveles de producción.
- Las regalías disminuyeron un 7,0% a/a, principalmente por una menor producción. Las regalías relacionadas con el crudo disminuyeron un 6,8%, mientras que el cargo relacionado con el gas natural se redujo un 7,7%.
- Los costos de transporte (incluidos en la categoría "Otros") de US\$34 millones disminuyeron 29,5% a/a principalmente por la renegociación de contratos con proveedores y también debido a la menor actividad.

- Las depreciaciones disminuyeron 4,0% principalmente debido a la disminución de nuestro programa de CAPEX durante el año pasado, lo que afectó el valor contable de los activos sujetos a depreciación en comparación con el mismo período de 2020.

Los gastos de exploración disminuyeron 84,9% a/a principalmente debido a menores gastos relacionados con estudios exploratorios.

Otros costos fueron negativos en US\$95 millones en el 1T21, en comparación con los US\$13 millones negativos registrados en el 1T20, ya que este último incluye US\$104 millones por el acuerdo de cesión de la participación de Schlumberger en Bandurria Sur, luego de la adquisición por parte de Shell Compañía Argentina de Petróleo SA. y Equinor Argentina AS de todo el paquete de accionario de Schlumberger Oilfield Eastern Ltd ("SPM") en Bandurria Sur en enero de 2020.

Como resultado, **el EBITDA Ajustado alcanzó los US\$561 millones durante el trimestre**, expandiéndose 15,7% a/a y 124,7% t/t.

Cash Costs unitarios	1T20	4T20	1T21	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$/boe				
Costo de extracción	11,4	10,6	10,5	-8,0%
Regalías y otros impuestos	4,7	3,9	4,8	2,8%
Otros costos	1,6	3,3	1,7	5,6%
Total Cash Costs (USD/boe)	17,7	17,8	17,0	-3,9%

En el 1T21, considerando los costos unitarios, nuestro cash cost disminuyó 3,9% a/a impulsado por menores costos de extracción (-8,0%), por las eficiencias obtenidas, y la dilución de costos denominados en Pesos. Secuencialmente, los costos unitarios disminuyeron 4,8% debido a que las mayores regalías por el aumento de precios fueron más que compensadas por los menores costos de extracción y otros costos respaldados por la consolidación de las eficiencias de costos.

Producción	1T20	4T20	1T21	A/A Δ
Cifras no auditadas				
Desglose producción				
Producción Crudo (Kbbld)	225,1	199,0	207,7	-7,8%
Convencional	178,2	157,1	158,3	-11,2%
Shale	42,3	38,8	46,4	9,6%
Tight	4,6	3,2	3,0	-35,6%
Producción NGL (Kbbld)	44,9	10,8	29,5	-34,4%
Convencional	25,0	7,4	16,3	-34,8%
Shale	16,9	4,1	12,0	-29,0%
Tight	3,1	-0,7	1,2	-61,0%
Producción Gas (Mm3d)	38,2	33,9	31,8	-16,8%
Convencional	20,0	19,0	18,0	-9,9%
Shale	8,8	7,2	6,4	-27,8%
Tight	9,4	7,6	7,4	-21,3%
Producción Total (Kboed)	510,3	422,8	437,0	-14,4%
Convencional	329,0	284,3	288,0	-12,5%
Shale	114,6	88,4	98,4	-14,2%
Tight	66,7	50,2	50,6	-24,1%
Precios promedio de realización				
Crudo (USD/bbl)	48,6	40,0	50,1	3,1%
Gas Natural (USD/MMBTU)	2,8	2,4	2,9	4,5%

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

La producción total del 1T21 disminuyó 14,4% a/a a 437,0 Kboed debido a que la misma se vio afectada por el declino natural de nuestros campos y la menor actividad desde abril de 2020 dadas las medidas adoptadas en respuesta a la pandemia, a pesar de la reanudación parcial y gradual de la actividad desde mediados del 3T20. De este modo, la producción de crudo se redujo 7,8%, a 207,7 Kbbld, con a una reducción en la producción convencional de 11,2%, parcialmente compensado por un incremento en shale de 9,6%. En el caso del gas natural, la producción disminuyó un 16,8% a 31,8 Mm3d debido principalmente al declino natural de nuestros campos. NGL disminuyó 34,4% a/a afectada por la menor producción de gas natural, los menores niveles de procesamiento en Mega – por obras de mantenimiento en el Complejo Dow Chemical desde fines de enero hasta mediados de febrero –, y la reclasificación entre gas natural y NGL en algunos campos no operados que se explica en el siguiente párrafo.

En forma secuencial, la producción aumentó un 3,3% impulsada por el aumento en las inversiones y la actividad enfocadas en nuestro core-hub de shale. En consecuencia, la producción de crudo aumentó 4,3% por un incremento del 19,7% en shale, con la producción en nuestro core-hub (Loma Campana, La Amarga Chica y Bandurria Sur) alcanzando su nivel récord en marzo. La producción de NGL tuvo un salto secuencial debido principalmente a la reasignación realizada el último trimestre en cómo se registraron los volúmenes de gas natural y líquidos de gas natural en el año 2020 en ciertas operaciones conjuntas no operadas. En contraste, la producción de gas natural se contrajo 6,2% por la reasignación previamente mencionada y el declive natural de los campos.

El precio de realización del crudo en el 1T21 aumentó 3,1% a/a y 25,2% t/t a US\$50,1/bbl reflejando parcialmente la recuperación de los precios internacionales. Aunque el Brent promedió US\$61/bbl durante el trimestre, se acordó un esquema de transición entre los productores y refinadores locales para establecer el precio de referencia del Brent para las transacciones locales en US\$55/bbl. El objetivo fue suavizar la evolución de los precios del crudo, minimizando la volatilidad, y permitiendo el gradual traspaso al surtidor, dando lugar a márgenes razonables a lo largo de la cadena de valor de refinación. Al mismo tiempo, no debería tener un impacto en la actividad, ya que los precios realizados de los productores y, por lo tanto, la rentabilidad, ha mejorado.

El precio promedio del gas natural para el trimestre fue de US\$2,9/MMBTU, incrementándose 4,5% a/a y 22,8% q/q, respaldado por el nuevo Plan GasAR; este trimestre fue el primero en ser totalmente impactado por el programa. El precio del 1T21 incluyó US\$0,23 de subsidios frente a los US\$0,12 del 1T20 y los US\$0,17 del 4T20.

CAPEX:

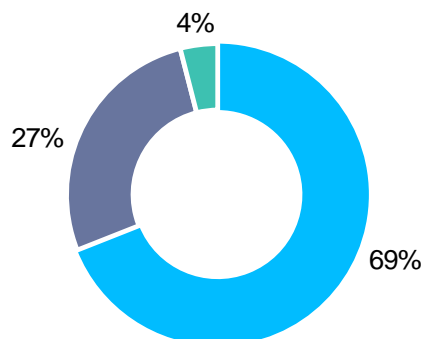
En el 1T21 el CAPEX de upstream totalizó US\$425 millones, 10,9% menor a/a aún afectado por el menor nivel de actividad respecto al mismo período del año anterior y retrasos en la ejecución. De forma secuencial, las inversiones se expandieron 17,4% a medida que la actividad se retomó gradualmente.

Durante el 1T21, la actividad estuvo principalmente enfocada en shale, siendo Loma Campana, La Amarga Chica, Bandurria Sur, Lindero Atravesado los principales bloques en desarrollo para crudo; y Rincón del Mangrullo, Aguada de la Arena, La Ribera Bloque I, Aguada Pichana Oeste y La Calera en lo que respecta a gas natural.

En cuanto al crudo convencional, la actividad estuvo focalizada en proyectos de recuperación primaria y en proyectos de desarrollo en los bloques Manantiales Behr, Seco León, El Trébol, Cañadón Yatel, Las Heras y Desfiladero Bayo, así como en proyectos de recuperación secundaria principalmente en Los Perales,

Barranca Baya y Chihuido Sierra Negra. A su vez, los proyectos de recuperación terciaria continúan principalmente en los bloques Manantiales Behr, Los Perales y Desfiladero Bayo.

En cuanto a la actividad exploratoria, durante este trimestre se perforó el pozo YPF.SC.AP.xp-19 en la provincia de Santa Cruz, el cual se encuentra en espera de ser completado.



■ Perforación y Workover ■ Instalaciones ■ Exploración y Otros

4.2. DOWNSTREAM

Resultados Downstream	1T20	4T20	1T21	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Gasoil	996	826	921	-7,5%
Naftas	669	494	613	-8,4%
Otros mercado local	331	398	462	39,5%
Mercado externo	357	217	276	-22,6%
Ingresos	2.353	1.934	2.273	-3,4%
Depreciaciones	(94)	(93)	(90)	-4,6%
Costo de refinación	(114)	(113)	(106)	-6,6%
Importación de combustibles	(97)	(30)	(75)	-23,1%
Compras de crudo a terceros (intersegmento + a terceros)	(1.246)	(912)	(1.203)	-3,5%
Compras de biocombustibles	(161)	(50)	(108)	-32,6%
Otros	(574)	(626)	(492)	-14,3%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	67	110	199	N.M
Deterioro de activos	-	-	-	N.M
Resultado operativo	67	110	199	N.M
Depreciaciones y amortizaciones	145	147	134	-7,7%
Deterioro de activos	-	-	-	N.M
EBITDA	212	257	333	56,6%
Arrendamientos opex	(26)	(25)	(16)	-38,1%
Otros ajustes	0	1	1	62,8%
EBITDA Ajustado	187	233	317	69,8%
Capex	85	131	51	-39,4%

El EBITDA Ajustado incluye resultados por tenencia de crudo a precio de transferencia por US\$(156) millones en el 1T20, US\$51 millones en el 4T20 y US\$108 millones en el 1T21.

Los ingresos disminuyeron 3,4% con respecto al 1T20, alcanzando los US\$2.273 millones impulsados principalmente por menores precios de nuestros principales productos. Si bien los precios se contrajeron, la flexibilización en las restricciones de movilidad durante el 1T21 más que compensaron la combinación de niveles de demanda pre-pandemia en enero y febrero de 2020 y la gran caída observada en marzo, debido a las estrictas medidas de aislamiento decretadas al comienzo de la pandemia, lo que permitió un aumento de la demanda de nuestros productos refinados en el mercado local.

Los ingresos de gasoil en el 1T21 – 41% de las ventas totales del segmento – disminuyeron 7,5% a/a debido a los menores precios en dólares para la mezcla de gasoil de 12,5%, compensados parcialmente por mayores volúmenes de 5,2%. En la misma línea, los ingresos de nafta – 27% de las ventas de Downstream – disminuyeron 8,4% a/a debido a menores precios (-10,3%), compensado parcialmente por mayores volúmenes (1,4%). Cabe destacar una mejor combinación en términos de productos premium, con volúmenes que aumentaron 7,0% y 2,4% para Infinia Diesel (gasoil premium) y Nafta Infinia (nafta premium), respectivamente. Otras ventas en el mercado local se incrementaron 39,5% a/a debido a las mayores ventas de fuel oil, carbón de petróleo, lubricantes, fertilizantes, GLP, petroquímicos y asfaltos, que más que compensaron las menores ventas de jet fuel y crudo.

Los ingresos por exportaciones disminuyeron 22,6% a/a debido a la reducción significativa en la demanda de jet fuel, menores ventas de gasoil y nafta virgen, compensado parcialmente por las mayores ventas de granos y harinas.

Secuencialmente, los ingresos aumentaron un 17,5% t/t impulsados por mayores ventas locales y exportaciones, ya que los volúmenes y precios de la mayoría de los productos aumentaron tras la recuperación de los precios internacionales y nuestra estrategia activa de actualización de precios en el surtidor. Las ventas de nafta aumentaron 24,2% t/t por una recuperación en volúmenes (14,7%) y precios en dólares (8,9%). En el lado del gasoil, con la misma tendencia alcista los ingresos aumentaron un 11,5% t/t, a partir de mayores precios en dólares (11,4%), y volúmenes estables (-0,1%).

Los costos operativos del segmento disminuyeron a/a debido a lo siguiente:

- Los costos de refinación disminuyeron 6,6% debido principalmente a los menores cargos relacionados con los gastos de reparación y mantenimiento, electricidad y otros suministros, gastos de personal y consumo de materiales y repuestos;
- Las compras de crudo disminuyeron 3,5% impulsadas por una caída de los volúmenes de crudo transferidos desde el segmento Upstream (-8,7%), parcialmente compensadas por mayores volúmenes comprados a terceros (3,6%) y mayores precios;
- Las compras de biocombustibles presentaron una reducción del 32,6% por menores compras de biodiesel (-63,4%) dado los menores volúmenes adquiridos, a pesar de los mayores precios, que más que compensaron el incremento de las compras de bioetanol (5,6%) por mayores precios;
- Las importaciones de combustibles disminuyeron 23,1%, debido a una disminución de 47,6% para las importaciones de gasoil y 58,0% para jet fuel por menores volúmenes, parcialmente compensadas por mayores compras de nafta premium por 62,5% por mayores volúmenes.

Como resultado, **el EBITDA Ajustado alcanzó los US\$317 millones durante el trimestre**, expandiéndose 69,8% a/a. Sin embargo, al excluir los resultados por tenencia de crudo a precio de transferencia para reflejar mejor la rentabilidad del segmento, la cifra de EBITDA Ajustado disminuye a US\$210 millones, contrayéndose 38,8% a/a.

Data Operativa Downstream	1T20	4T20	1T21	A/A Δ
Cifras no auditadas				
Crudo procesado (Kboed)	275,4	238,2	273,4	-0,7%
Utilización refineries (%)	86%	75%	83%	-287bps
Volumenes de ventas				
Venta productos refinados (Km3)	4.101	4.056	4.140	1,0%
Mercado local	3.541	3.890	3.901	10,2%
por nafta	1.222	1.081	1.240	1,4%
por gasoil	1.722	1.812	1.811	5,2%
Mercado externo	561	166	239	-57,4%
Venta productos petroquímicos (Ktn)	227	152	247	9,1%
Mercado local	166	116	166	-0,1%
Mercado externo	61	36	81	34,5%
Venta de granos, harinas y aceites (Ktn)	238	217	294	23,9%
Mercado local	33	29	11	-67,2%
Mercado externo	205	189	284	38,6%
Venta de fertilizantes (Ktn)	91	131	186	N.M
Mercado local	91	131	186	N.M
Precio promedio mercado combustibles				
Nafta (USD/m3)	533	439	478	-10,3%
Gasoil (USD/m3)	576	453	504	-12,5%

Los precios domésticos promedio de la nafta y el gasoil son netos de impuestos, pero incluyen comisiones y bonificaciones por combustible.

Capacidad nominal de 328,1 Kbbld para 1T21.

Estos precios se calculan como los ingresos totales realizados divididos por el volumen vendido en cada período.

El crudo procesado durante el trimestre fue de 273,4 Kbbld, una disminución leve de 0,7% a/a. La utilización del 1T21 se vio afectada por un paro programado en el Complejo Industrial La Plata a fines de febrero que continuó durante todo el mes de marzo. Secuencialmente, el crudo procesado aumentó un 14,8% t/t en línea con la recuperación de la demanda.

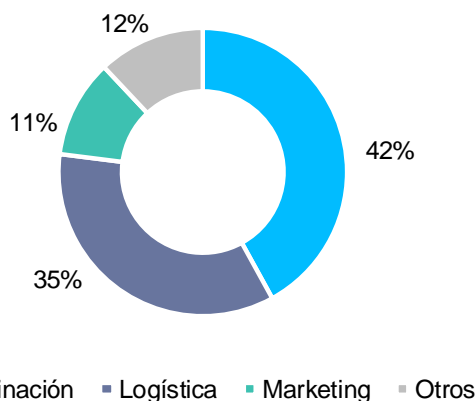
Los precios promedio del gasoil y la nafta en dólares en el mercado local cayeron 12,5% a/a y 10,3% a/a, respectivamente, como resultado principalmente de la devaluación. En Pesos, hubo un incremento del 26,7% a/a para la mezcla de gasoil y del 30,2% para la nafta. En agosto 2020, comenzamos con ajustes periódicos en el surtidor, desde que la demanda mostró signos de recuperación, lo que nos permitió estabilizar nuestros precios netos en dólares y más recientemente, recuperar un poco de margen. En esta línea, cuando se mira de manera secuencial, el precio promedio de la mezcla de gasoil aumentó 11,4%, con la nafta siguiendo la tendencia alcista en 8,9%.

CAPEX:

En el 1T21 el CAPEX de downstream totalizó US\$51 millones, disminuyendo 39,4% a/a, y 60,8% t/t. Durante el 1T21, continuamos realizando desarrollos de ingeniería y compras de equipos para las nuevas unidades de hidrotreamiento de gasoil y nafta para cumplir con las nuevas especificaciones de combustibles bajo la Resolución N°576/2019 del Ministerio de Hacienda.

En la Refinería Luján de Cuyo se continuó con las obras de modernización de la unidad MTBE a ETBE, estimándose su finalización para el último trimestre de 2021. En la ciudad de Rosario se está finalizando la obra de la nueva aeroplanta, cuya inauguración está prevista dentro de los próximos meses.

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	1T20	4T20	1T21	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Ventas como productores de gas natural (intersegmento + a terceros)	308	243	285	-7,4%
Ventas de gas natural al segmento retail	92	82	57	-37,4%
Otros	71	16	27	-61,4%
Ingresos	470	341	370	-21,4%
Depreciaciones	(6)	(5)	(6)	-0,8%
Compras de gas natural (intersegmento + a terceros)	(325)	(247)	(288)	-11,3%
Otros	(158)	(219)	(107)	-32,4%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	(18)	(130)	(31)	69,9%
Deterioro de activos	-	(6)	-	N.M
Resultado operativo	(18)	(135)	(31)	69,9%
Depreciaciones y amortizaciones	20	11	12	-39,4%
Deterioro de activos	-	6	-	N.M
EBITDA	2	(119)	(19)	N.M
Arrendamientos opex	(20)	(16)	(6)	-70,5%
Otros ajustes	0	(1)	2	N.M
EBITDA Ajustado	(18)	(136)	(23)	29,2%
Capex	13	29	4	-70,2%

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

Los ingresos del segmento disminuyeron 21,4% a/a, debido a una disminución de 7,4% en las ventas de gas natural como productores en el mercado local y exterior – 77% de las ventas del segmento – por menores volúmenes por la contracción de la producción antes mencionada. Este efecto fue parcialmente compensado por mejores precios en dólares apoyo por el nuevo Plan GasAR. Las ventas de gas natural principalmente de nuestra controlada Metrogas S.A. al segmento de distribución minorista (clientes residenciales y pequeñas empresas) y a grandes clientes (plantas de energía e industrias) – 16% de las ventas del segmento – disminuyeron 37,4% debido a menores ventas de gas a usinas y a un menor precio promedio percibido a través de su red de distribución por la falta de actualizaciones de tarifas.

Los costos operativos totales disminuyeron a/a debido principalmente a menores compras de gas natural (-11,3% a/a) con volúmenes contrayéndose – los volúmenes transferidos del segmento upstream disminuyeron en 15,2%, mientras que la reducción de compras a terceros fue de 58,3%.

4.4. CORPORACIÓN Y OTROS

Resultados Corporación & Otros	1T20	4T20	1T21	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Ingresos	172	161	144	-16,6%
Costos operativos	(228)	(240)	(186)	-18,6%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	(56)	(79)	(42)	-24,8%
Deterioro de activos	-	(0)	-	N.M
Resultado operativo	(56)	(79)	(42)	-24,8%
Depreciaciones y amortizaciones	17	21	19	15,8%
Deterioro de activos	-	0	-	N.M
EBITDA	(39)	(58)	(22)	-42,3%
Arrendamientos opex	(0)	(5)	-	N.M
Otros ajustes	(2)	1	(1)	-69,1%
EBITDA Ajustado	(41)	(62)	(23)	-43,4%
Capex	23	16	7	-69,9%

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

El EBITDA Ajustado corporativo para el 1T21 representó una pérdida de US\$23 millones, lo que se compara favorablemente con la pérdida de US\$41 millones en el 1T20, principalmente por eficiencias de costos gracias al programa de retiro voluntario efectuado en 2020 y altas pérdidas esperadas por cargos de proyectos en curso registrados en nuestra compañía controlada A Evangelista S.A. en el 1T20.

4.5. AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN

Resultados Ajustes Consolidación	1T20	4T20	1T21	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Ingresos	(1.480)	(1.141)	(1.386)	-6,4%
Costos operativos	1.717	1.040	1.320	-23,1%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	237	(101)	(66)	N.M
Deterioro de activos	-	-	-	N.M
Resultado operativo	237	(101)	(66)	N.M
Depreciaciones y amortizaciones	-	-	-	N.M
Deterioro de activos	-	-	-	N.M
EBITDA	237	(101)	(66)	N.M
Arrendamientos opex	-	-	-	N.M
Otros ajustes	-	-	-	N.M
EBITDA Ajustado	237	(101)	(66)	N.M

Los ajustes de consolidación para eliminar los resultados entre los segmentos de negocios no transferidos a terceros fueron negativos en US\$66 millones en el 1T21 versus US\$237 millones positivos en el 1T20. En el 1T21 se amplió la brecha entre el precio de transferencia entre negocios y el costo de producción de los inventarios de la compañía debido principalmente al incremento en los precios internacionales del crudo Brent que afectó los precios de transferencia, mientras que en el 1T20 disminuyó debido a la caída del Brent.

5. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

5.1. RESUMEN ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Flujo de Efectivo	1T20	4T20	1T21	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Efectivo al inicio del ejercicio	1.106	784	650	-41,2%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	961	849	1.054	9,6%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(688)	(540)	(523)	-23,9%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(293)	(377)	(522)	78,1%
Ajustes de conversión & otros	(12)	(66)	(46)	N.M
Efectivo al cierre del período	1.074	650	612	-43,0%
Inversiones en activos financieros	85	344	332	N.M
Caja + inversiones corrientes al cierre	1.159	994	995	-14,2%
FCF	(85)	182	284	N.M

FCF = Flujo Neto de las Actividades Operativas menos Capex (Actividades de Inversión), M&A (Actividades de Inversión), y pago de intereses y leasings (Actividades de Financiación).

El flujo neto de efectivo de las actividades operativas ascendió a US\$1.054 millones en el 1T21, incrementándose 9,6% a/a comparado a los US\$961 millones en el 1T20. El incremento interanual se debió principalmente a una disminución en las necesidades de capital de trabajo motivada principalmente por una caída en los niveles de inventarios, y cobros relacionados al Plan Gas, a pesar de la contracción del EBITDA Ajustado y los pagos programados relacionados a la finalización del contrato con Exmar y al programa de retiro voluntario.

El flujo neto de efectivo de las actividades de inversión fue negativo en US\$523 millones, comparado a los US\$688 millones negativos en el 1T20 impulsado principalmente por una disminución en las inversiones, que totalizaron US\$493 millones, incluyendo las compras de materiales. Esto se vio compensado parcialmente con el cobro de US\$104 en el 1T20 por la transacción en el bloque Bandurria Sur mencionada previamente.

El flujo neto de efectivo de las actividades de financiación fue negativo en US\$522 millones, en comparación con los US\$293 millones negativos en el 1T20, principalmente impulsados por una cifra de endeudamiento neto negativo de US\$246 millones en comparación con una cifra positiva de US\$69 millones en el 1T20, compensado parcialmente por una reducción en el pago de intereses que disminuyó 23,7%, totalizando US\$200 millones en el 1T21, comparado a los US\$262 millones durante el mismo período del 2020. El endeudamiento neto negativo del trimestre estuvo concentrado en la amortización de las Obligaciones Negociables 2021, neto de los efectos del Canje de Deuda, ya que se renovaron la mayoría de los demás vencimientos. Cabe destacar que, durante febrero, inmediatamente después de la finalización del Canje de Deuda Global, accedimos al mercado local de capitales pudiendo levantar exitosamente más de US\$120 millones equivalentes a través de la combinación de la reapertura de un instrumento dollar-linked a 3 años y un nuevo bono ajustado por inflación a 42 meses, ambos proporcionando condiciones de financiación muy competitivas.

El flujo de caja libre (FCF) alcanzó US\$284 millones, mejorando frente a la salida de US\$85 millones registrada en el 1T20 y la entrada de US\$182 millones registrada en 4T20. La mejora estuvo relacionada con la recuperación de la rentabilidad ya mencionada y el menor CAPEX, que permitió una reducción significativa de la deuda neta.

La generación de efectivo descrita anteriormente, junto con la inversión de la compañía en bonos soberanos y letras del tesoro argentino (US\$382 millones a valor de mercado), resultó en una posición de efectivo y equivalentes de efectivo de US\$995 millones al 31 de marzo de 2021, casi sin cambios con respecto a la posición de liquidez que teníamos en el 4T20.

La porción en Pesos de nuestro efectivo y equivalentes de efectivo alcanzó un 76% – en comparación a 18% en el 1T20 y 75% en el 4T20 – ya que la Comunicación “A” 7030 del Banco Central de Argentina restringe a las corporaciones de mantener activos líquidos en el exterior si desean continuar teniendo acceso al mercado cambiario oficial. Sin embargo, al 31 de marzo de 2021, nuestra exposición cambiaria neta relacionada con nuestra posición de liquidez, incluida nuestra deuda denominada en pesos y la cobertura cambiaria de nuestro efectivo, era de alrededor del 20%.

5.2. DEUDA NETA

Desglose Deuda Neta	1T20	4T20	1T21	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Deuda corto plazo	2.797	1.793	1.187	-33,8%
Deuda largo plazo	6.002	6.277	6.560	4,5%
Deuda Total	8.799	8.070	7.747	-4,0%
Tasa de interés promedio para deuda AR\$	36,0%	34,7%	34,9%	
Tasa de interés promedio para deuda US\$	7,6%	7,5%	7,5%	
% deuda en AR\$	9%	6%	6%	
Caja y equivalente de caja	1.159	994	995	0,1%
% caja en AR\$	18%	75%	76%	
Deuda neta	7.640	7.076	6.752	-4,6%

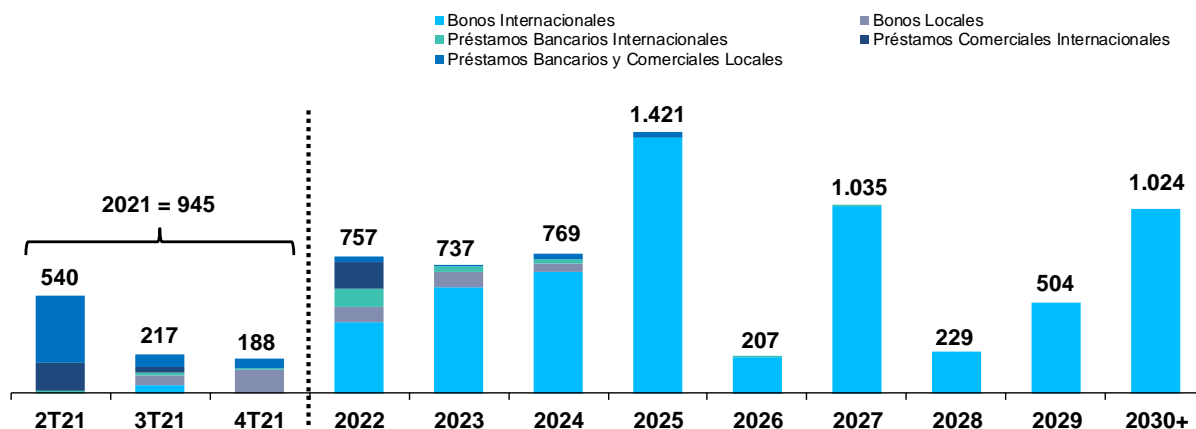
Las tasas de interés promedio de la deuda en AR\$ y US\$ se refieren a YPF individual.

Al 31 de marzo de 2021, la deuda neta consolidada de YPF totalizó US\$6.752 millones, disminuyendo en US\$888 millones a/a y alcanzando niveles no vistos desde el 2015, por una reducción del 12,0% en la deuda total a US\$7.747 millones, que más que compensó la contracción de US\$164 millones en nuestra posición de caja. Secuencialmente, la deuda neta se redujo en US\$324 millones, ya que se utilizó los fondos netos generados por nuestras operaciones para reducir la deuda, en lugar de construir la posición de liquidez dada nuestra estrategia de mantener la liquidez relativamente estable para evitar una exposición incremental a la volatilidad cambiaria o un mayor costo de acarreo.

A pesar del menor nivel de deuda neta, nuestra razón de deuda neta sobre EBITDA Ajustado de los últimos doce meses fue 4,9x, estable t/t, pero superior a los 2,2x en 1T20 debido al deterioro de nuestro EBITDA Ajustado durante los trimestres más recientes.

La reducción antes mencionada en nuestro endeudamiento, junto con el alivio de caja para 2021 y 2022 generado por nuestro Canje de Deuda Global ejecutado a principios de este año, dan como resultado un perfil de vencimiento significativamente más manejable, particularmente en relación con los vencimientos a corto plazo. Además, la mayoría de los vencimientos del resto de este año se concentran principalmente en préstamos y bonos locales, con apenas un poco más de US\$250 millones en vencimientos cross-border, la mayoría de los cuales están relacionados con las líneas de trade.

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de principal de la compañía al 31 de marzo de 2021, expresado en millones de dólares:



Las obligaciones negociables de YPF emitidas durante el 1T21 se detallan a continuación:

Nuevas Emisiones Instrumento	Mercado	Fecha Emisión	Fecha Vencimiento	Moneda	Tasa de Interés	Monto Emitido
Clase XVI	Global	12/02/21	12/02/26	US\$	Step-up 4,0%/9,0%	775.782.279
Clase XVII	Global	12/02/21	30/06/29	US\$	Step-up 2,5%/9,0%	747.833.257
Clase XVIII	Global	12/02/21	30/09/33	US\$	Step-up 1,5%/7,0%	575.649.021
Clase XIX	Local	26/02/21	26/08/24	UVAs	3,5%	60.472.978 ⁽¹⁾
Adicionales Clase XIV ⁽²⁾	Local	26/02/21	04/12/23	US\$ linked	2,0%	75.551.034

(1) Equivalente a AR\$ 4.128.490.208,06.

(2) Reapertura Clase XIV emitida a descuento con una tasa de interés equivalente al 3,0%.

6. TABLAS Y NOTAS

6.1. ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados	1T20	4T20	1T21	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Ingresos	2.832	2.270	2.648	-6,5%
Costos	(2.366)	(2.076)	(2.238)	-5,4%
Resultado bruto	466	194	410	-12,1%
Gastos de comercialización	(225)	(224)	(225)	-0,1%
Gastos de administración	(109)	(135)	(103)	-6,1%
Gastos de exploración	(12)	(10)	(2)	-84,5%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	822	-	N.M
Otros resultados operativos, netos	120	(99)	(3)	N.M
Resultado operativo	241	549	78	-67,7%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	22	56	58	N.M
<i>Ingresos financieros</i>	339	420	254	-25,1%
<i>Costos financieros</i>	(489)	(454)	(365)	-25,2%
<i>Otros resultados financieros</i>	(22)	59	63	N.M
Resultados financieros, netos	(172)	24	(49)	-71,7%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	91	629	87	-4,9%
Impuesto a las ganancias	12	(90)	(112)	N.M
Resultado neto del período	103	539	(25)	N.M
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	101	553	(23)	N.M
Resultado neto atribuible al interés no controlante	2	(14)	(2)	N.M
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	0,26	1,41	(0,06)	N.M
Otros resultados integrales	705	765	742	5,3%
Resultado integral total del período	808	1.304	716	-11,3%

Estado de Resultados	1T20	4T20	1T21	A/A Δ
Cifras no auditadas, en AR\$ millones				
Ingresos	174.670	187.473	234.890	34,5%
Costos	(145.914)	(171.123)	(193.531)	36,1%
Resultado bruto	28.756	16.350	36.359	26,4%
Gastos de comercialización	(13.876)	(18.433)	(19.945)	43,7%
Gastos de administración	(6.749)	(11.214)	(9.125)	35,2%
Gastos de exploración	(716)	(772)	(159)	-77,8%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	65.685	-	N.M
Otros resultados operativos, netos	7.383	(7.878)	(276)	N.M
Resultado operativo	14.798	43.738	6.854	-53,7%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	1.420	5.020	5.116	N.M
<i>Ingresos financieros</i>	20.806	33.729	22.347	7,4%
<i>Costos financieros</i>	(30.134)	(37.553)	(32.323)	7,3%
<i>Otros resultados financieros</i>	(1.293)	5.382	5.685	N.M
Resultados financieros, netos	(10.621)	1.558	(4.291)	-59,6%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	5.597	50.316	7.679	37,2%
Impuesto a las ganancias	754	(7.304)	(9.926)	N.M
Resultado neto del período	6.351	43.012	(2.247)	N.M
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	6.212	44.235	(2.066)	N.M
Resultado neto atribuible al interés no controlante	139	(1.223)	(181)	N.M
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	15,83	112,71	(5,26)	N.M
Otros resultados integrales	43.274	61.303	65.658	51,7%
Resultado integral total del período	49.625	104.315	63.411	27,8%

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

6.2. BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

Balance General Consolidado	En US\$ millones		En AR\$ millones	
	2020-12-31	2021-03-31	2020-12-31	2021-03-31
Cifras no auditadas				
Activo No Corriente				
Activos intangibles	465	460	39.119	42.266
Propiedades, planta y equipo	16.413	16.129	1.379.527	1.482.277
Activos por derecho de uso	524	526	44.081	48.384
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1.274	1.302	107.112	119.669
Activos por impuesto diferido, netos	31	29	2.629	2.690
Otros créditos	174	163	14.657	14.952
Créditos por ventas	101	56	8.531	5.179
Total del Activo No Corriente	18.985	18.666	1.595.656	1.715.417
Activo Corriente				
Activos mantenidos para su disposición	6	6	494	540
Inventarios	1.191	1.212	100.137	111.343
Activos de contratos	10	4	871	394
Otros créditos	409	516	34.369	47.419
Créditos por ventas	1.287	1.293	108.146	118.795
Inversiones en activos financieros	344	382	28.934	35.127
Efectivo y equivalentes de efectivo	650	612	54.618	56.276
Total del Activo Corriente	3.897	4.025	327.569	369.894
Total del Activo	22.882	22.691	1.923.225	2.085.311
Patrimonio Neto				
Aportes de los propietarios	124	114	10.385	10.467
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	7.934	7.940	666.845	729.649
Interés no controlante	73	74	6.165	6.772
Total Patrimonio Neto	8.131	8.127	683.395	746.888
Pasivo No Corriente				
Provisiones	2.219	2.240	186.488	205.867
Pasivos por impuesto diferido, netos	1.423	1.416	119.609	130.144
Impuesto a las ganancias a pagar	42	37	3.571	3.442
Cargas fiscales	3	2	215	201
Remuneraciones y cargas sociales	46	46	3.860	4.203
Pasivos por arrendamientos	288	298	24.172	27.387
Préstamos	6.277	6.560	527.575	602.830
Otros pasivos	35	16	2.961	1.429
Cuentas por pagar	8	10	710	958
Total del Pasivo No Corriente	10.341	10.625	869.161	976.461
Pasivo Corriente				
Provisiones	73	72	6.133	6.652
Pasivos de contratos	81	63	6.824	5.799
Impuesto a las ganancias a pagar	9	10	740	946
Cargas fiscales	188	268	15.764	24.671
Remuneraciones y cargas sociales	178	150	14.934	13.769
Pasivos por arrendamientos	263	250	22.098	23.015
Préstamos	1.793	1.187	150.731	109.085
Otros pasivos	108	99	9.062	9.087
Cuentas por pagar	1.718	1.838	144.383	168.938
Total del Pasivo Corriente	4.410	3.939	370.669	361.962
Total del Pasivo	14.751	14.564	1.239.830	1.338.423
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	22.882	22.691	1.923.225	2.085.311

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

6.3. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado	1T20	4T20	1T21	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Actividades operativas:				
Resultado neto	103	539	(25)	N.M
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(22)	(56)	(58)	N.M
Depreciación de propiedades, planta y equipo	710	466	688	-3,2%
Depreciación de activos por derecho de uso	77	56	48	-38,4%
Amortización de activos intangibles	11	12	12	8,1%
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	77	86	83	7,8%
Cargo por impuesto a las ganancias	(12)	90	112	N.M
Aumento neto de provisiones	63	56	65	2,7%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	(822)	-	N.M
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	161	(76)	43	-73,0%
Planes de beneficios en acciones	2	2	1	-43,9%
Seguros devengados	(7)	(6)	-	N.M
Resultado por cesión de participación en áreas	(104)	-	-	N.M
Resultado por canje de deuda	-	-	(21)	N.M
Cambios en activos y pasivos:				
Créditos por ventas	251	207	21	-91,8%
Otros créditos	(65)	(46)	(93)	43,4%
Inventarios	(179)	178	(25)	-85,8%
Cuentas por pagar	(56)	54	191	N.M
Cargas fiscales	6	(15)	91	N.M
Remuneraciones y cargas sociales	(29)	42	(28)	-4,4%
Otros pasivos	3	110	(27)	N.M
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(22)	(11)	(21)	-6,6%
Activos de contratos	(8)	(6)	5	N.M
Pasivos de contratos	1	(17)	(7)	N.M
Dividendos cobrados	2	2	0	-85,1%
Cobro de seguros por pérdida de beneficio	4	9	0	-96,6%
Pagos de impuesto a las ganancias	(7)	(7)	(1)	-80,0%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	961	849	1.054	9,6%
Actividades de inversión:				
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(792)	(410)	(493)	-37,7%
Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	-	-	-	N.M
Cobros por ventas de activos financieros	-	93	105	N.M
Pagos por adquisición de activos financieros	-	(224)	(148)	N.M
Intereses cobrados de activos financieros	-	0	13	N.M
Cobros por cesión de participación en áreas	104	-	-	-100,0%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(688)	(540)	(523)	-23,9%
Actividades de financiación:				
Pago de préstamos	(342)	(566)	(537)	56,9%
Pago de intereses	(262)	(159)	(200)	-23,7%
Préstamos obtenidos	411	455	291	-29,3%
Recompra de acciones propias	-	(7)	-	N.M
Pagos por arrendamientos	(97)	(98)	(77)	-20,8%
Pago de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(4)	(1)	(0)	-98,2%
Dividendos pagados	-	-	-	N.M
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(293)	(377)	(522)	78,1%
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	69	5	10	-85,0%
Ajustes de conversión	(81)	(71)	(56)	-30,6%
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	(32)	(134)	(37)	18,8%
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	1.106	784	650	-41,2%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	1.074	650	612	-43,0%

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado	1T20	4T20	1T21	A/A Δ
Cifras no auditadas, en AR\$ millones				
Actividades operativas				
Resultado neto	6.351	43.012	(2.247)	N.M
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(1.420)	(5.020)	(5.116)	N.M
Depreciación de propiedades, planta y equipo	43.636	37.505	60.875	39,5%
Depreciación de activos por derecho de uso	4.752	4.491	4.214	-11,3%
Amortización de activos intangibles	669	1.019	1.042	55,8%
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	4.737	6.892	7.369	55,6%
Cargo por impuesto a las ganancias	(754)	7.304	9.926	N.M
Aumento neto de provisiones	3.862	4.485	5.723	48,2%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	(65.685)	-	N.M
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	9.840	(5.787)	3.814	-61,2%
Planes de beneficios en acciones	147	173	119	-19,0%
Seguros devengados	(458)	(454)	-	N.M
Resultado por cesión de participación en áreas	(6.356)	-	-	N.M
Resultado por canje de deuda	-	-	(1.855)	N.M
Cambios en activos y pasivos:				
Créditos por ventas	15.390	16.563	1.816	-88,2%
Otros créditos	(3.995)	(3.665)	(8.263)	N.M
Inventarios	(10.952)	14.261	(2.247)	-79,5%
Cuentas por pagar	(3.406)	4.314	16.880	N.M
Cargas fiscales	365	(1.180)	8.067	N.M
Remuneraciones y cargas sociales	(1.775)	3.341	(2.449)	38,0%
Otros pasivos	173	8.776	(2.377)	N.M
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(1.351)	(884)	(1.821)	34,8%
Activos de contratos	(517)	(498)	480	N.M
Pasivos de contratos	86	(1.396)	(611)	N.M
Dividendos cobrados	130	122	28	-78,5%
Cobro de seguros por pérdida de beneficio	247	722	12	-95,1%
Pagos de impuesto a las ganancias	(446)	(542)	(129)	-71,1%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	58.955	67.869	93.250	58,2%
Actividades de inversión:				
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(48.540)	(32.736)	(43.640)	-10,1%
Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	-	-	-	N.M
Cobros por ventas de activos financieros	-	7.447	9.256	N.M
Pagos por adquisición de activos financieros	-	(17.921)	(13.094)	N.M
Intereses cobrados de activos financieros	-	3	1.172	N.M
Cobros por cesión de participación en áreas	6.356	-	-	-100,0%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(42.184)	(43.207)	(46.306)	9,8%
Actividades de financiación:				
Pago de préstamos	(20.964)	(45.245)	(47.468)	N.M
Pago de intereses	(16.043)	(12.740)	(17.663)	10,1%
Préstamos obtenidos	25.221	36.334	25.713	2,0%
Recompra de acciones propias	-	(550)	-	N.M
Pagos por arrendamientos	(5.936)	(7.820)	(6.783)	14,3%
Pago de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(264)	(88)	(7)	-97,3%
Dividendos pagados	-	-	-	N.M
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(17.986)	(30.109)	(46.208)	N.M
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	4.247	424	922	-78,3%
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	3.032	(5.023)	1.658	-45,3%
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	66.100	59.641	54.618	-17,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	69.132	54.618	56.276	-18,6%

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

6.4. PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS

Principales magnitudes físicas	Unidad	1T20	2T20	3T20	4T20	Acum. 2020	1T21
Cifras no auditadas							
Total Producción	Kboe	46.439	42.480	43.101	38.901	170.920	39.330
Crudo	Kbbl	20.488	18.274	18.621	18.311	75.693	18.691
NGL	Kbbl	4.090	4.162	4.121	995	13.369	2.653
Gas natural	Mm3	3.476	3.187	3.237	3.116	13.015	2.860
Henry Hub	USD/MMBTU	2,0	1,6	2,2	2,7	2,1	2,7
Brent	USD/bbl	50,4	29,3	43,0	44,3	41,8	60,8
Ventas (YPF individual)							
Ventas de productos refinados	Km3	4.101	3.041	3.771	4.056	14.970	4.140
Mercado local	Km3	3.541	2.679	3.495	3.890	13.606	3.901
Nafta	Km3	1.222	579	816	1.081	3.698	1.240
Gasoil	Km3	1.722	1.578	1.931	1.812	7.044	1.811
Jet fuel	Km3	126	13	14	27	180	65
Fuel Oil	Km3	4	29	157	85	275	102
LPG	Km3	136	182	229	122	670	130
Otros (*)	Km3	330	298	348	763	1.739	553
Mercado externo	Km3	561	362	275	166	1.364	239
Nafta virgen	Km3	86	104	52	24	266	0
Jet fuel	Km3	124	10	10	22	165	25
LPG	Km3	141	23	33	38	235	74
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	103	103	94	51	350	52
Otros (*)	Km3	107	122	87	31	347	88
Ventas de productos petroquímicos	Ktn	227	147	192	152	717	247
Mercado local	Ktn	166	95	147	116	524	166
Metanol	Ktn	55	22	36	14	129	43
Otros	Ktn	111	72	110	102	395	123
Mercado externo	Ktn	61	52	45	36	193	81
Metanol	Ktn	27	6	2	15	50	45
Otros	Ktn	33	46	43	21	143	37
Granos, harinas y aceites	Ktn	238	523	459	217	1.438	294
Mercado local	Ktn	33	97	57	29	216	11
Mercado externo	Ktn	205	427	401	189	1.221	284
Ventas de fertilizantes	Ktn	91	227	233	131	682	186
Mercado local	Ktn	91	227	233	131	682	186
Principales productos importados (YPF individual)							
Nafta	Km3	51	0	0	0	51	82
Jet Fuel	Km3	0	0	0	8	8	0
Gasoil	Km3	78	150	82	61	371	46

Brent: El precio del Brent del 1T20 ha sido re expresado.

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

Este documento contiene ciertas afirmaciones que YPF considera constituyen estimaciones sobre las perspectivas de la compañía (“forward-looking statements”) tal como se definen en la Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 (“Private Securities Litigation Reform Act of 1995”).

Dichas afirmaciones pueden incluir declaraciones sobre las intenciones, creencias, planes, expectativas reinantes u objetivos a la fecha de hoy por parte de YPF y su gerencia, incluyendo estimaciones con respecto a tendencias que afecten la futura situación financiera de YPF, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, sus resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volumen de producción, comercialización y reservas, así como con respecto a gastos futuros de capital, inversiones planificados por YPF y expansión y de otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos. Estas declaraciones pueden incluir supuestos sobre futuras condiciones económicas y otras, el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio. Estas declaraciones no constituyen garantías de qué resultados futuros, precios, márgenes, tasas de cambio u otros eventos se concretarán y las mismas están sujetas a riesgos importantes, incertidumbres, cambios en circunstancias y otros factores que pueden estar fuera del control de YPF o que pueden ser difíciles de predecir.

En el futuro, la situación financiera, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volúmenes de producción y comercialización, reservas, gastos de capital e inversiones de YPF y expansión y otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos, así como futuras condiciones económicas y otras como el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio podrían variar sustancialmente en comparación a aquellas contenidas expresa o implícitamente en dichas estimaciones. Factores importantes que pudieran causar esas diferencias incluyen pero no se limitan a fluctuaciones en el precio del petróleo y sus derivados, niveles de oferta y demanda, tasa de cambio de divisas, resultados de exploración, perforación y producción, cambios en estimaciones de reservas, éxito en asociaciones con terceros, pérdida de participación en el mercado, competencia, riesgos medioambientales, físicos y de negocios en mercados emergentes, modificaciones legislativos, fiscales, legales y regulatorios, condiciones financieras y económicas en varios países y regiones, riesgos políticos, guerras, actos de terrorismo, desastres naturales, retrasos de proyectos o aprobaciones, así como otros factores descritos en la documentación presentada por YPF y sus empresas afiliadas ante la Comisión Nacional de Valores en Argentina y la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y, particularmente, aquellos factores descritos en el Ítem 3 titulada “Key information– Risk Factors” y el Ítem 5 titulada “Operating and Financial Review and Prospects” del Informe Anual de YPF en Formato 20-F para el año fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2020, 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

1T21

YPF S.A. | RESULTADOS CONSOLIDADOS