YPF

2T21

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 **6**

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 "2T21"
11 de Agosto, 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/3193420/3CDEAE49ACB465E172B8161389670A61

Linea gratuita: **(+1) (833) 476 - 0955**
Linea 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.

La rentabilidad continuó recuperándose, superando los niveles pre-COVID-19, con una producción que se expandió 6% t/t y alcanzando el guidance del primer semestre 2021 tanto para el petróleo crudo como para el gas natural.

Resumen Consolidado Resultados Cifras no auditadas, en US$ millones	**2T20**	**1T21**	**2T21**	**T/T Δ**	**6M20**	**6M21**	**A/A Δ**
Ingresos	1.947	2.648	**3.349**	*26,5%*	4.779	**5.997**	*25,5%*
EBITDA	171	825	**1.146**	*38,9%*	1.211	**1.971**	*62,7%*
EBITDA Ajustado	28	767	**1.084**	*41,4%*	879	**1.851**	*N.M*
Resultado operativo antes de deterioro de activos	(532)	78	**310**	*N.M*	(291)	**388**	*N.M*
Resultado operativo	(1.382)	78	**310**	*N.M*	(1.141)	**388**	*N.M*
Utilidad neta antes de deterioro de activos	(621)	(25)	**(492)**	*N.M*	(518)	**(517)**	*-0,1%*
Utilidad neta	(1.258)	(25)	**(492)**	*N.M*	(1.155)	**(517)**	*-55,2%*
Resultado neto por acción	(3,19)	(0,06)	**(1,22)**	*N.M*	(2,93)	**(1,28)**	*-56,3%*
Capex	162	487	**580**	*19,2%*	759	**1.067**	*40,6%*
FCF	61	284	**311**	*9,4%*	(24)	**595**	*N.M*
Caja y equivalentes de caja	1.303	995	**935**	*-6,0%*	1.303	**935**	*-28,2%*
Deuda total	8.690	7.747	**7.434**	*-4,0%*	8.690	**7.434**	*-14,4%*

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

- La rentabilidad continuó mejorando con un EBITDA Ajustado que se incrementó 41,4% t/t (+14,3% comparado con los niveles pre-pandemia del 2T19).
- Sólido entorno de precios en todos los segmentos, impulsado por mayores precios de los combustibles en el surtidor (cercano a los niveles de 2019), mejores precios para la mayoría de nuestros otros productos refinados y petroquímicos (altamente correlacionados con los precios internacionales del petróleo y sus derivados), y mejores precios del gas natural (como resultado de nuestra participación en el nuevo Plan GasAR y mejores negociaciones contractuales con otros clientes).
- La producción de crudo y gas se expandió un 5,5% secuencialmente a pesar del bloqueo en la provincia de Neuquén que afectó nuestras operaciones durante 20 días en el mes de abril, con foco en gas natural (+7,3% t/t, donde la producción proveniente de campos no convencionales operados saltó en un 48,0%), mientras que la producción de crudo mantuvo su tendencia de recuperación (+1,2% secuencialmente).
- La demanda doméstica de combustibles evolucionó de manera errática ya que las nuevas restricciones de movilidad llevaron a una reducción en el consumo de naftas (un 16,8% t/t inferior y un 18,1% por debajo del 2T19), mientras que la demanda de gasoil aumentó un 6,6% t/t (situándose sólo un 2,6% por debajo del 2T19).
- Al mantener nuestro enfoque en incrementar la eficiencia en nuestros costos y la productividad en nuestras operaciones, el OPEX total se ubicó un 17,3% por debajo de los niveles pre-pandemia del

2T19 (o -20,1% luego de normalizar el efecto de mayores costos de stand-by debido al bloqueo en Neuquén).

- Otro trimestre con flujo de caja libre (FCF) positivo de US$311 millones – acumulando US$595 millones durante el 1S21 –, permitiéndonos continuar reduciendo nuestra deuda neta consolidada en US$253 millones adicionales secuencialmente a US$6.499 millones (una disminución total de US$577 millones en la primera mitad del año).
- La combinación de una menor deuda neta consolidada y un mejor EBITDA Ajustado de los últimos 12 meses móviles llevó a una recuperación significativa en nuestro ratio de apalancamiento neto (deuda neta sobre EBITDA Ajustado de los últimos doce meses) a 2,7x desde 4,9x en el 1T21, nuevamente en línea con los covenants de deuda.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Desglose Ingresos Consolidados Cifras no auditadas, en US$ millones	2T20	1T21	2T21	A/A Δ	6M20	6M21	A/A Δ
Gasoil	729	921	1.111	*52,3%*	1.725	2.032	*17,8%*
Nafta	263	613	581	*N.M*	933	1.195	*28,1%*
Gas natural como productores (a terceros)	253	259	394	*55,6%*	518	653	*26,1%*
Otros	402	552	821	*N.M*	905	1.373	*51,7%*
Total Mercado Local	**1.648**	**2.346**	**2.907**	***76,4%***	**4.081**	**5.253**	***28,7%***
Jet fuel	3	24	26	*N.M*	105	50	*-52,3%*
Granos y harinas	131	114	230	*75,3%*	193	344	*78,5%*
Crudo	62	6	11	*-82,7%*	70	17	*-76,1%*
Petroquímicos y otros	104	158	176	*69,0%*	331	334	*0,8%*
Total Mercado Externo	**299**	**302**	**442**	***47,8%***	**699**	**744**	***6,5%***
Total Ingresos	**1.947**	**2.648**	**3.349**	***72,0%***	**4.779**	**5.997**	***25,5%***

Los ingresos del 2T21, que ascendieron a US$3.349 millones, mostraron una sólida recuperación en forma secuencial, aumentando 26,5% tanto por mayores ventas locales como por exportaciones, principalmente impulsadas por una recuperación en la demanda de la mayoría de nuestros productos y un entorno de precios más sólido generado por mayores precios de los combustibles en el surtidor, mejores precios para la mayoría de nuestros otros productos refinados y petroquímicos, y una mejora en los precios del gas natural.

- Los ingresos de gasoil – que representaron 33% de nuestras ventas totales – aumentaron 20,6% secuencialmente debido a mayores precios (13,5%) y volúmenes vendidos (6,6%), estando casi en línea con los niveles pre-pandemia dada una mejora en la performance del sector agrícola y la generación eléctrica, que compensó menores ventas en el segmento retail. Las ventas de naftas – que representaron 17% de los ingresos totales – mostraron una tendencia diferente, disminuyendo en un 5,3%, ya que los mayores precios de realización (13,8%) no alcanzaron a compensar los menores volúmenes (-16,8% teniendo en cuenta la sensibilidad de la demanda retail a las nuevas restricciones de movilidad), aun situándose 18,1% por debajo del 2Q19. La tendencia positiva de los precios de ambos productos estuvo respaldada por los incrementos ocurridos entre marzo y mayo que más que compensaron la devaluación de la moneda.
- Los ingresos de gas natural como productores vendidos a terceros en el mercado local – que representaron 12% de las ventas consolidadas – aumentaron 51,7% t/t principalmente por un mejor precio con la vigencia del nuevo Plan GasAR y mejores negociaciones contractuales con otros clientes.
- Otras ventas en el mercado local aumentaron 44,2% t/t principalmente por mayores ventas de fertilizantes, LPG, lubricantes, carbón de petróleo, asfaltos y petroquímicos que más que compensaron las menores ventas de jet fuel y fuel oil.

- Los ingresos por exportaciones aumentaron 46,5% t/t dado un incremento en las ventas en la mayoría de nuestros productos debido a mayores precios y volúmenes. Vale destacar que las ventas de granos y harinas se duplicaron secuencialmente y crecieron un 75,3% a/a dado el fuerte crecimiento en los precios agroquímicos y una estrategia activa comercial en YPF Agro.

En términos interanuales, los ingresos aumentaron 72,0% dada la recuperación general, ya que el 2T20 se vio totalmente afectado por el brote de COVID-19 con estrictas restricciones de movilidad y se caracterizó por el colapso en la demanda y en los precios de la mayoría de nuestros productos.

Desglose Costos Consolidados Cifras no auditadas, en US$ millones	2T20	1T21	2T21	A/A Δ	6M20	6M21	A/A Δ
Costo de extracción	(399)	(411)	(460)	*15,3%*	(923)	(871)	*-5,6%*
Otros Upstream	(141)	(59)	(101)	*-28,1%*	(219)	(160)	*-27,0%*
Costo de refinación y logística	(210)	(229)	(255)	*21,5%*	(476)	(484)	*1,7%*
Otros Downstream	(112)	(98)	(112)	*0,0%*	(206)	(209)	*1,5%*
G&E, Corpo. & Otros	(251)	(65)	(87)	*-65,2%*	(385)	(152)	*-60,5%*
Total OPEX	**(1.112)**	**(861)**	**(1.015)**	***-8,8%***	**(2.209)**	**(1.876)**	***-15,1%***
Depreciaciones & Amortizaciones	(703)	(747)	(835)	*18,7%*	(1.502)	(1.582)	*5,3%*
Ragalías	(107)	(171)	(187)	*74,3%*	(291)	(358)	*23,0%*
Otros	(94)	(94)	(139)	*47,1%*	(189)	(232)	*23,1%*
Total Otros Costos	**(905)**	**(1.012)**	**(1.161)**	***28,3%***	**(1.982)**	**(2.173)**	***9,6%***
Importación de combustibles	(55)	(75)	(95)	*73,5%*	(152)	(170)	*11,6%*
Compras de crudo a terceros	(14)	(252)	(248)	*N.M*	(252)	(500)	*98,6%*
Compras de biocombustibles	(76)	(108)	(90)	*17,1%*	(237)	(198)	*-16,6%*
Compras agro non-oil	(204)	(118)	(322)	*57,7%*	(278)	(440)	*58,3%*
Otras compras	(148)	(166)	(195)	*31,9%*	(295)	(361)	*22,3%*
Variaciones de Stock	(82)	25	86	*N.M*	96	111	*15,6%*
Total de Compras y Variaciones de Stock	**(579)**	**(694)**	**(863)**	***49,0%***	**(1.118)**	**(1.557)**	***39,3%***
Otros resultados operativos, netos	118	(3)	(1)	*N.M*	238	(4)	*N.M*
Deterioro de activos	(850)	-	-	*N.M*	(850)	-	*N.M*
Total Costos Operativos + Compras + Deterioro de Activos	**(3.329)**	**(2.570)**	**(3.039)**	***-8,7%***	**(5.920)**	**(5.610)**	***-5,2%***

Las variaciones de stock incluyen resultados por tenencia de US$(108) millones en el 2T20, US$66 millones para el 1T21 y US$62 millones para el 2T21.

El OPEX total, se situó en US$1.015 millones, expandiéndose un 17,9% secuencialmente, pero estuvo un 17,3% por debajo de los niveles pre-pandemia del 2T19 impulsado principalmente por eficiencias en los costos operativos respaldados por el programa de reducción de costos llevado a cabo durante 2020. La expansión secuencial fue el resultado principalmente de un aumento en los salarios acordados con los sindicatos, el aumento en los niveles de actividad (mayor número de equipos en operación desde que comenzó la pandemia) y una expansión en los cargos logísticos dada la baja corriente en el río Paraná que limitó el uso de las barcazas contratadas para el transporte de combustible.

Las compras y variaciones de stock se incrementaron 24,4% secuencialmente. El aumento t/t de las compras, categoría altamente correlacionada con los niveles de demanda de productos refinados, fue impulsada por:

- Un aumento en las importaciones de combustibles en 26,4% impulsado principalmente por un aumento en las importaciones de gasoil por mayores volúmenes, que superaron las menores importaciones de nafta premium debido a menores volúmenes;
- Un incremento en las compras de agro non-oil en 172,4% debido a mayores compras de fertilizantes y en la recepción de granos a través de la modalidad de canje en el segmento de ventas al agro de 231,1% y 170,4%, respectivamente, principalmente por mayores precios y volúmenes de estos productos;
- 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) – incluido en la categoría "Otros" – se expandieron 93,7% principalmente por mayores volúmenes estacionales (28,8%) y mayores precios (50,3%);

- Estos efectos fueron parcialmente compensados por una disminución en las compras de crudo a terceros dado que los volúmenes se contrajeron 5,7%, debido a los menores volúmenes de crudo procesados en nuestras refinerías;
- Las compras de biocombustibles registraron una reducción de 17,3% debido principalmente a menores compras de biodiesel (-19,7%) y menores compras de bioetanol (-16,2%), impulsadas por menores volúmenes adquiridos a pesar de los mayores precios del bioetanol.

Durante el 2T21, se registró una variación de existencias positiva de US$86 millones, principalmente por un aumento en el costo de reposición de nuestros inventarios, así también como en el stock.

Desglose Utilidad Neta Cifras no auditadas, en US$ millones	2T20	1T21	2T21	A/A Δ	6M20	6M21	A/A Δ
Resultado operativo	**(1.382)**	**78**	**310**	***N.M***	**(1.141)**	**388**	***N.M***
Intereses en asociadas y negocios conjuntos	31	58	15	*-52,9%*	54	73	*34,8%*
Resultados financieros, netos	79	(49)	(116)	*N.M*	(93)	(165)	*77,5%*
Resultado antes de impuestos	**(1.271)**	**87**	**209**	***N.M***	**(1.180)**	**296**	***N.M***
Impuesto a las ganancias	12	(112)	(701)	*N.M*	25	(813)	*N.M*
Utilidad Neta	**(1.258)**	**(25)**	**(492)**	***N.M***	**(1.155)**	**(517)**	***N.M***
Utilidad Neta antes de deterioro de activos	**(621)**	**(25)**	**(492)**	***-60,9%***	**(518)**	**(517)**	***-55,2%***

Los resultados financieros, netos, del 2T21 representaron una pérdida de US$116 millones en comparación con la pérdida de US$49 millones registrada en el 1T21, principalmente por menores ganancias cambiarias netas (US$39 millones en el 2T21 contra US$99 millones en el 1T21), dado el impacto que tuvo en nuestros pasivos netos una devaluación más lenta. Este efecto fue parcialmente compensado por una disminución de 5,5% t/t en el cargo de interés neto, que ascendió a US$183 millones durante el 2T21, como resultado de un menor nivel de endeudamiento. Año contra año, los resultados positivos del 2T20 fueron atribuidos principalmente a una ganancia en los resultados cambiaros netos de US$180 millones.

Como resultado de la evolución operativa y financiera, **el resultado antes de impuestos alcanzó los US$209 millones mejorando un 140,8% t/t**. El elevado cargo tributario durante el trimestre se debió principalmente a un cargo extraordinario por impuesto diferido dada la sanción de la Ley 27.630, que cambió la tasa del impuesto corporativo desde 25% a 35% para 2021 en adelante. Cabe mencionar que esto es un ajuste contable y no implica una salida de efectivo para la empresa. Como resultado, **la utilidad neta del trimestre representó una pérdida de US$492 millones**, en comparación con la pérdida de US$25 millones durante el 1T21.

3. EBITDA Y RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO

Reconciliación EBITDA Ajustado Cifras no auditadas, en US$ millones	2T20	1T21	2T21	A/A Δ	6M20	6M21	A/A Δ
Utilidad Neta	(1.258)	(25)	(492)	*-60,9%*	(1.155)	(517)	*-55,2%*
Resultados financieros, netos	(79)	49	116	*N.M*	93	165	*77,5%*
Intereses en asociadas y negocios conjuntos	(31)	(58)	(15)	*-52,9%*	(54)	(73)	*34,8%*
Impuesto a las ganancias	(12)	112	701	*N.M*	(25)	813	*N.M*
Perforaciones exploratorias improductivas	0	-	1	*N.M*	0	1	*N.M*
Depreciaciones y amortizaciones	703	747	835	*18,7%*	1.502	1.582	*5,3%*
Deterioro de activos	850	-	-	*N.M*	850	-	*-100,0%*
EBITDA	**171**	**825**	**1.146**	***N.M***	**1.211**	**1.971**	***62,7%***
Arrendamientos opex	(79)	(61)	(63)	*-20,2%*	(164)	(124)	*-24,4%*
Otros ajustes	(64)	2	2	*N.M*	(169)	4	*N.M*
EBITDA Ajustado	**28**	**767**	**1.084**	***N.M***	**879**	**1.851**	***N.M***

El EBITDA Ajustado del trimestre alcanzó los US$1.084 millones, aumentando un 41,4% secuencialmente e incluso un 14,3% por encima del EBITDA Ajustado sin pandemia del 2T19. Secuencialmente, el aumento fue respaldado por mayores precios de realización en todos los segmentos, y la expansión en nuestra producción de crudo y gas natural. El fuerte entorno de precios se vio respaldado por nuestra estrategia activa de precios en el surtidor – llevando los precios promedio de regreso a los niveles de 2019 –, mayores precios de otros productos refinados y petroquímicos, – que están altamente correlacionados con los precios internacionales de petróleo y sus derivados –, además de mejores precios de gas natural – estacionalidad de invierno bajo el nuevo Plan Gas y mejores negociaciones contractuales con otros clientes. Cabe destacar que el margen del EBITDA Ajustado alcanzó el 32%, ubicándose en la parte superior del rango de los últimos años.

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

- **2T21:** Incluye costos de stand-by por US$40 millones.
- **1T21:** Incluye costos de stand-by por US$29 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.

La conciliación del EBITDA y el EBITDA Ajustado para el 2T21 para cada uno de nuestros segmentos se presenta en la siguiente tabla:

EBITDA por segmento Cifras no auditadas, en US$ millones	**Upstream**	**Downstream**	**Gas y Energía**	**Corporación y Otros**	**Ajustes de Consolidación**	**Total**
Resultado Operativo	(12)	343	11	(36)	5	310
Depreciaciones y amortizaciones	663	140	13	21	(1)	835
Perforaciones exploratorias improductivas	1	-	-	-	-	1
Deterioro de activos	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**652**	**483**	**24**	**(16)**	**3**	**1.146**
Arrendamientos Opex	(38)	(20)	(5)	-	-	(63)
Otros ajustes	0	0	1	1	-	2
EBITDA Ajustado	**614**	**463**	**20**	**(15)**	**3**	**1.084**

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO

4.1. UPSTREAM

Resultados Upstream Cifras no auditadas, en US$ millones	2T20	1T21	2T21	A/A Δ	6M20	6M21	A/A Δ
Crudo	531	950	971	82,7%	1.539	1.921	24,8%
Gas natural	273	285	423	54,9%	592	709	19,8%
Otros	(3)	12	(9)	N.M	(13)	3	N.M
Ingresos	**801**	**1.247**	**1.385**	**72,9%**	**2.118**	**2.633**	**24,3%**
Depreciaciones y amortizaciones	(501)	(581)	(663)	32,2%	(1.118)	(1.244)	11,3%
Costo de extracción	(399)	(411)	(460)	15,3%	(923)	(871)	-5,6%
Regalías	(107)	(171)	(187)	74,3%	(291)	(358)	23,0%
Gastos de exploración	(2)	(2)	(8)	N.M	(13)	(10)	-24,3%
Otros	(36)	(64)	(79)	N.M	(5)	(143)	N.M
Resultado operativo antes de deterioro de activos	**(244)**	**19**	**(12)**	**-95,2%**	**(233)**	**7**	**N.M**
Deterioro de activos	(848)	-	-	N.M	(848)	-	N.M
Resultado operativo	**(1.092)**	**19**	**(12)**	**-98,9%**	**(1.081)**	**7**	**N.M**
Depreciaciones y amortizaciones	501	581	663	32,2%	1.118	1.244	11,3%
Perforaciones exploratorias improductivas	0	-	1	N.M	0	1	N.M
Deterioro de activos	848	-	-	-100,0%	848	-	-100,0%
EBITDA	**258**	**600**	**652**	**N.M**	**885**	**1.252**	**41,4%**
Arrendamientos opex	(36)	(39)	(38)	6,0%	(75)	(77)	2,8%
Otros ajustes	(66)	0	0	N.M	(169)	0	N.M
EBITDA Ajustado	**156**	**561**	**614**	**N.M**	**641**	**1.175**	**83,3%**
Capex	**104**	**425**	**480**	**N.M**	**581**	**905**	**55,9%**

Los ingresos se expandieron 11,1% con respecto al 1T21, alcanzando los US$1.385 millones, respaldados por el incremento en la producción tanto de crudo como de gas natural y una fuerte recuperación de los precios del gas.

- Los ingresos del crudo aumentaron 2,1% t/t debido a que la producción y los precios se expandieron en 1,2% y 3,0%, respectivamente, con los precios sin correlacionarse completamente con el aumento en el Brent ya que se ha acordado un esquema de transición entre productores y refinadores en el mercado local.
- Los ingresos de gas natural se expandieron un 48,5% secuencial, ya que la producción aumentó un 7,3%, mientras que el precio de realización promedio aumentó 32,9% apoyado por el factor estacional incluido en el nuevo Plan Gas y mejores términos contractuales con otros clientes.

En comparación al año anterior, los ingresos aumentaron un 72,9% contra el 2T20 – un trimestre que se vio afectado por la interrupción parcial de nuestras operaciones debido al brote de la pandemia y la caída en los precios internacionales y locales –, con ventas aumentando tanto para crudo como para gas natural.

Cash Costs unitarios Cifras no auditadas, en US$/boe	2T20	1T21	2T21	A/A Δ	6M20	6M21	A/A Δ
Costo de extracción	9,5	10,5	11,0	15,3%	10,5	10,7	2,3%
Regalias y otros impuestos	2,9	4,8	4,8	65,2%	3,7	4,8	31,1%
Otros costos	3,3	1,7	2,6	-21,7%	2,7	2,2	-18,8%
Total Cash Costs (USD/boe)	**15,7**	**17,0**	**18,3**	**16,7%**	**16,8**	**17,7**	**5,3%**

En relación a los costos unitarios, los cash costs se expandieron 8,0% t/t, aunque se contrajeron 9,7% (o -13,8% normalizando los costos de stand-by) en comparación con el trimestre pre-pandemia de 2T19 gracias a nuestro programa de reducción de costos, principalmente debido a:

- Los costos de extracción aumentaron 4,8% t/t debido a un incremento en los salarios negociados con los sindicatos, y mayor actividad de pulling y mantenimiento. Sin embargo, vale la pena resaltar que el costo de extracción del no convencional cayó un 23,0% t/t dada la expansión de la producción (en 21.800 barriles de petróleo equivalente por día).
- Las regalías, unitarias, se mantuvieron estables secuencialmente. En millones de dólares, subieron un 9,4% t/t debido a una mayor producción y precios del gas natural. Las regalías relacionadas con el gas natural aumentaron 43,8%, mientras que el cargo relacionado con el crudo se mantuvo estable en 0,2%.
- El aumento en "Otros Costos" se explica principalmente por mayores cargos no recurrentes de stand-by asociados con el bloqueo en Neuquén durante abril, y algunos cargos extraordinarios de menor magnitud.

En resumen, **el EBITDA Ajustado alcanzó los US$614 millones durante el trimestre**, expandiéndose 9,3% en forma secuencial y 3,9x a/a.

Producción Cifras no auditadas	**2T20**	**1T21**	**2T21**	**A/A Δ**	**6M20**	**6M21**	**A/A Δ**
Desglose producción							
Producción Crudo (Kbbld)	**200,8**	**207,7**	**210,2**	***4,7%***	**213,0**	**208,9**	***-1,9%***
Convencional	160,8	158,3	**157,0**	*-2,4%*	169,5	**157,7**	*-7,0%*
Shale	35,9	46,4	**49,8**	*38,9%*	39,1	**48,1**	*23,1%*
Tight	4,2	3,0	**3,3**	*-19,8%*	4,4	**3,2**	*-28,0%*
Producción NGL (Kbbld)	**45,7**	**29,5**	**36,6**	***-20,0%***	**45,3**	**33,1**	***-27,1%***
Convencional	27,5	16,3	**18,3**	*-33,5%*	26,2	**17,3**	*-34,1%*
Shale	14,1	12,0	**16,5**	*17,0%*	15,5	**14,3**	*-8,0%*
Tight	4,1	1,2	**1,8**	*-57,0%*	3,6	**1,5**	*-58,7%*
Producción Gas (Mm3d)	**35,0**	**31,8**	**34,1**	***-2,7%***	**36,6**	**32,9**	***-10,0%***
Convencional	18,8	18,0	**17,7**	*-5,6%*	19,4	**17,9**	*-7,8%*
Shale	7,8	6,4	**8,6**	*9,4%*	8,3	**7,5**	*-10,2%*
Tight	8,4	7,4	**7,8**	*-7,3%*	8,9	**7,6**	*-14,7%*
Producción Total (Kboed)	**466,8**	**437,0**	**461,1**	***-1,2%***	**488,6**	**449,1**	***-8,1%***
Convencional	306,3	288,0	**286,6**	*-6,4%*	317,6	**287,3**	*-9,6%*
Shale	99,2	98,4	**120,2**	*21,2%*	106,9	**109,3**	*2,3%*
Tight	61,4	50,6	**54,3**	*-11,5%*	64,0	**52,5**	*-18,0%*
Precios promedio de realización							
Crudo (USD/bbl)	28,9	50,1	**51,6**	*78,8%*	39,3	**50,9**	*29,3%*
Gas Natural (USD/MMBTU)	2,5	2,9	**3,8**	*54,1%*	2,6	**3,4**	*29,3%*

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

La producción se expandió un 5,5% secuencialmente como resultado del aumento de la actividad, enfocada, más recientemente, en el shale gas para cumplir con nuestros compromisos bajo el nuevo Plan GasAR, pero también en nuestro core-hub de shale crudo. La producción de gas natural se expandió 7,3% t/t debido a un aumento de 34,6% en shale gas, a pesar del bloqueo de 20 días llevado a cabo por los trabajadores de la salud en la provincia de Neuquén que afectó severamente nuestras operaciones. Por el lado del crudo, la producción se incrementó en 1,2% impulsada por un aumento de 7,3% en shale en nuestro core-hub (Loma Campana, La Amarga Chica y Bandurria Sur) alcanzando un nuevo récord histórico, produciendo casi 42 mil barriles por día en el 2T21.

Año contra año, la producción total del 2T21 disminuyó levemente, un 1,2%. El gas natural disminuyó 2,7% a 34,1 Mm3d, mientras que la producción de crudo se expandió 4,7%, a 210,2 Kbbld, con una

reducción de la producción convencional de crudo de 2,4%, que fue más que compensada por un aumento de shale de 38,9%.

El precio de realización del petróleo crudo en el 2T21 aumentó un 3,0% t/t, y un 78,8% a/a a US$51,6/bbl reflejando parcialmente la recuperación de los precios internacionales. Aunque el Brent promedió US$69/bbl durante el trimestre, aún se encontraba vigente el esquema de transición entre las refinerías y los productores locales que establece un precio de referencia local más bajo para el Brent. El objetivo de este acuerdo es suavizar la evolución de los precios del crudo, minimizando la volatilidad y permitiendo un traspaso gradual al surtidor.

El precio promedio del gas natural para el trimestre fue de US$3,8/MMBTU, aumentando 32,9% t/t y 54,1% a/a apoyado por el nuevo Plan Gas y mejores condiciones contractuales con otros clientes. El precio del 2T21 incluyó US$0,66 de subsidios frente a US$0,24 en el 1T21 y US$0,12 en el 2T20.

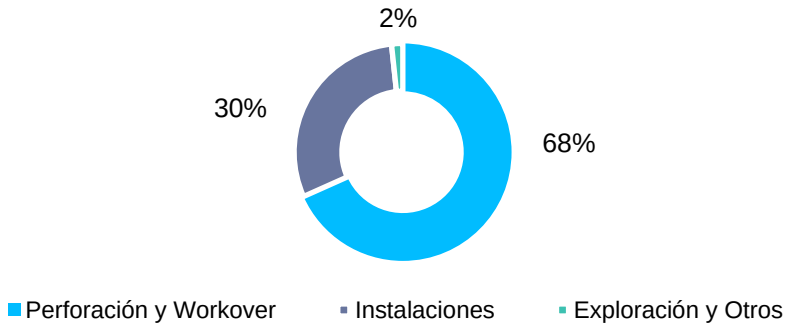
CAPEX:

El CAPEX de Upstream alcanzó US$480 millones, expandiéndose 13,1% secuencialmente a medida que continuamos aumentando la actividad con la cantidad de equipos de perforación activos alcanzando 16, un récord desde que comenzó la pandemia. Año contra año, las inversiones aumentaron 4.6x, al estar el 2T20 afectado totalmente por el confinamiento estricto y la paralización de nuestras operaciones.

La actividad durante el 2T21 estuvo enfocada en los bloques de shale: 1) por el lado del gas natural, Rincón del Mangrullo y Aguada de la Arena lideraron entre los bloques operados en términos de pozos nuevos, mientras que la actividad de workover en El Orejano también permitió un aumento relevante en la producción; y 2) por el lado del crudo, la actividad siguió estando enfocada en nuestro core hub, incluyendo La Amarga Chica, Loma Campana y Bandurria Sur. Además de la actividad de shale, se continúa con el desarrollo de tight gas en Río Neuquén y en Estación Fernández Oro donde se realizan trabajos de workover.

En lo relativo al crudo convencional, la actividad estuvo focalizada en proyectos de recuperación primaria y proyectos de desarrollo en los bloques Cañadón Yatel, Seco León, El Trébol, Desfiladero Bayo y Manantiales Behr; así como en los proyectos de recuperación secundaria principalmente en los bloques de Barranca Baya, Chihuido Sierra Negra, Manantiales Behr, Los Perales y CNQ7A. A su vez, la recuperación terciaria continúa su desarrollo fundamentalmente en los bloques Manantiales Behr y El Trébol.

En cuanto a la actividad exploratoria, durante este trimestre se realizaron tareas de workover sobre el pozo Nq.PdL.x-2 (compromiso exploratorio en el bloque Salinas del Huitrín), provincia de Neuquén. Además, se inició la terminación de los pozos exploratorios Rco.AP.xp-19 y Rn.MLu.x-1.



4.2. DOWNSTREAM

Resultados Downstream Cifras no auditadas, en US$ millones	2T20	1T21	2T21	A/A Δ	6M20	6M21	A/A Δ
Gasoil	729	921	1.111	*52,3%*	1.725	2.032	*17,8%*
Naftas	263	613	581	*N.M*	933	1.195	*28,1%*
Otros mercado local	271	462	640	*N.M*	602	1.102	*83,0%*
Mercado externo	280	276	440	*57,2%*	637	716	*12,5%*
Ingresos	**1.544**	**2.273**	**2.773**	***79,6%***	**3.897**	**5.045**	***29,5%***
Depreciaciones y amortizaciones	(146)	(134)	(140)	*-3,7%*	(291)	(274)	*-5,7%*
Costo de refinación y logística	(210)	(229)	(255)	*21,5%*	(476)	(484)	*1,7%*
Importación de combustibles	(55)	(75)	(95)	*73,5%*	(152)	(170)	*11,6%*
Compras de crudo a terceros (intersegmento + a terceros)	(545)	(1.203)	(1.219)	*N.M*	(1.791)	(2.421)	*35,2%*
Compras de biocombustibles	(76)	(108)	(90)	*17,1%*	(237)	(198)	*-16,6%*
Compras agro non-oil	(204)	(118)	(322)	*57,7%*	(278)	(440)	*58,3%*
Otros	(305)	(207)	(310)	*1,5%*	(602)	(517)	*-14,2%*
Resultado operativo antes de deterioro de activos	**3**	**199**	**343**	***N.M***	**70**	**541**	***N.M***
Deterioro de activos	-	-	-	*N.M*	-	-	*N.M*
Resultado operativo	**3**	**199**	**343**	***N.M***	**70**	**541**	***N.M***
Depreciaciones y amortizaciones	146	134	140	*-3,7%*	291	274	*-5,7%*
Deterioro de activos	-	-	-	*N.M*	-	-	*N.M*
EBITDA	**148**	**333**	**483**	***N.M***	**361**	**815**	***N.M***
Arrendamientos opex	(26)	(16)	(20)	*-23,6%*	(52)	(36)	*-30,9%*
Otros ajustes	0	1	0	*-84,4%*	1	1	*11,7%*
EBITDA Ajustado	**123**	**317**	**463**	***N.M***	**310**	**780**	***N.M***
Capex	**37**	**51**	**81**	***N.M***	**121**	**132**	***8,8%***

El EBITDA Ajustado incluye resultados por tenencia de crudo a precio de transferencia por US$(34) millones en el 2T20, US$108 millones en el 1T21 y US$61 millones en el 2T21.

Los ingresos se expandieron 22,0% secuencialmente, alcanzando US$2,773 millones principalmente impulsados por los mayores precios de nuestros principales productos tanto a nivel local como de exportación. La demanda local de nuestros productos más relevantes (nafta y gasoil) se situó un 8,6% por debajo de los niveles pre-pandemia y se contrajo sólo un 2,9% secuencialmente a pesar de las nuevas restricciones de movilidad introducidas por el gobierno a fines de abril, que incluyeron principalmente un toque de queda y 10 días de estricto confinamiento en mayo, pero se han relajado gradualmente desde junio.

- Los ingresos de gasoil – que representaron 40% de las ventas del segmento – aumentaron 20,6% t/t debido a mayores precios en dólares para la mezcla de gasoil de 13,5% y por mayores volúmenes de 6,6%. La demanda fue respaldada por la industria agrícola y la generación de energía estando sólo 2,6% por debajo del 2T19.
- Los ingresos de las naftas – que representaron 21% de las ventas – disminuyeron un 5,3% t/t, ya que la demanda de naftas, que es más sensible a restricciones de movilidad, se contrajo un 16,8% de forma secuencial, – aun situándose un 18,1% por debajo de los niveles pre-pandemia 2T19 –, parcialmente compensado por una expansión en los precios (+13,8%).
- Otras ventas en el mercado interno aumentaron 38,6% t/t principalmente impulsadas tanto por mayores precios como por volúmenes de asfaltos, petroquímicos, lubricantes, fertilizantes y LPG.
- Los ingresos por exportaciones aumentaron 59,3% t/t impulsados principalmente por la expansión de precios y volúmenes de granos y harinas, fuel oil, carbón de petróleo y nafta virgen.

Año contra año, los ingresos aumentaron 79,6% impulsados por la recuperación general de la demanda y los precios tomando en consideración el colapso que se produjo a nivel nacional e internacional durante el 2T20 ante el brote de la pandemia.

Los costos operativos del segmento aumentaron t/t debido a lo siguiente:

- Los costos de refinación y logística aumentaron un 11,4% principalmente como resultado de los mayores cargos relacionados con reparación y mantenimiento, electricidad y otros suministros, y gastos de personal, una expansión en los cargos de logística por la baja corriente en el Rio Paraná que limitó el uso de las barcazas contratadas para el transporte de combustible, que fueron reemplazadas con otros medios de transporte.
- Las compras de crudo se expandieron 1,3% impulsadas principalmente por mayores precios del crudo en dólares. Este efecto fue parcialmente compensado por una leve reducción en los volúmenes de crudo transferidos del segmento Upstream (-0,8%) y menores volúmenes comprados a terceros (-5,7%), que representaron un 20% del crudo procesado.
- Las compras de biocombustibles disminuyeron 17,3% debido a menores compras de biodiesel (-19,7%) impulsadas por una contracción en volúmenes y precios, con una menor porción de biodiesel en el mix dada la baja oferta del mercado. Para el bioetanol, las menores compras de este producto (-16,2%) fueron el resultado de menores volúmenes, en línea con la contracción secuencial en la demanda de gasolina, que más que compensaron los mayores precios.
- Las compras de agro non-oil se incrementaron 172,4% impulsadas por mayores compras de fertilizantes y de granos a través de la modalidad de canje en 231,1% y 170,4%, respectivamente, por mayores precios y volúmenes de estos productos.

Como resultado, **el EBITDA Ajustado alcanzó US$463 millones durante el trimestre,** expandiéndose 45,9% t/t.

Data Operativa Downstream Cifras no auditadas	**2T20**	**1T21**	**2T21**	**A/A Δ**	**6M20**	**6M21**	**A/A Δ**
Crudo procesado (Kboed)	191,7	273,4	**266,4**	*39,0%*	233,5	**269,9**	*15,6%*
Utilización refinerias (%)	60%	83%	**81%**	*2119bps*	73%	**82%**	*12,5%*
Volumenes de ventas							
Venta productos refinados (Km3)	**3.041**	**4.140**	**4.264**	***40,2%***	**7.143**	**8.405**	***17,7%***
Mercado local	2.679	3.901	**3.976**	*48,4%*	6.220	**7.877**	*26,6%*
por nafta	579	1.240	**1.032**	*78,2%*	1.801	**2.271**	*26,1%*
por gasoil	1.578	1.811	**1.931**	*22,3%*	3.301	**3.742**	*13,4%*
Mercado externo	362	239	**288**	*-20,4%*	923	**527**	*-42,8%*
Venta productos petroquímicos (Ktn)	**147**	**247**	**229**	***56,2%***	**373**	**476**	***27,6%***
Mercado local	95	166	**179**	*89,0%*	261	**345**	*32,2%*
Mercado externo	52	81	**50**	*-3,6%*	112	**131**	*16,9%*
Venta de granos, harinas y aceites (Ktn)	**523**	**294**	**456**	***-12,8%***	**761**	**751**	***-1,4%***
Mercado local	97	11	**11**	*-88,3%*	130	**22**	*-82,9%*
Mercado externo	427	284	**445**	*4,3%*	631	**729**	*15,4%*
Venta de fertilizantes (Ktn)	**227**	**186**	**328**	***44,1%***	**318**	**514**	***61,4%***
Mercado local	227	186	**328**	*44,1%*	318	**514**	*61,4%*
Precio promedio mercado combustibles							
Nafta (USD/m3)	442	478	**544**	*23,2%*	504	**508**	*0,9%*
Gasoil (USD/m3)	460	504	**572**	*24,4%*	521	**539**	*3,6%*

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.
Capacidad nominal de 328,1 Kbbld desde 1T21.

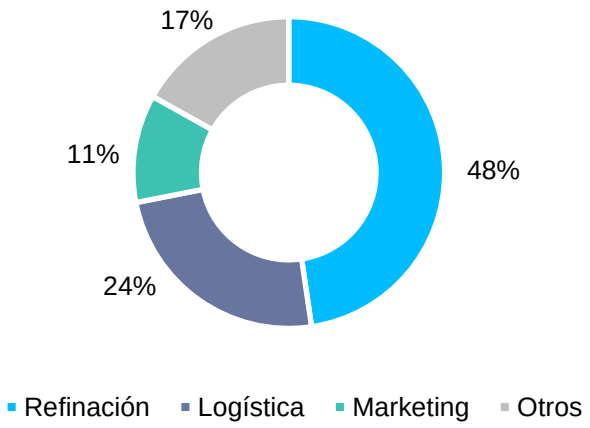
El crudo procesado durante el trimestre se situó en 266,4 Kbbld, sólo un 2,6% abajo t/t, pero aumentó casi un 40% frente al mismo período del año pasado y en niveles similares a los de la pre-pandemia, ya que gestionamos nuestras operaciones de manera eficiente para reaccionar a la evolución de la demanda. Dada las nuevas restricciones de movilidad, decidimos comenzar con trabajos de mantenimiento en nuestra refinería de La Plata a fines de mayo para minimizar el impacto de la menor demanda. Estas obras estaban programadas originalmente para marzo, pero en ese momento, dada la demanda mayor a la esperada, decidimos posponerlas.

Los precios promedio del gasoil y la nafta en dólares en el mercado local aumentaron 13,5% t/t y 13,8% t/t, respectivamente. El trimestre se vio totalmente impactado por los aumentos de precios que realizamos en el período marzo-mayo, lo que permitió finalizar el proceso de normalización de márgenes y llevar nuestros precios a los niveles promedios de 2019. Consecuentemente, cuando se mira año a año, el precio promedio en dólares de la mezcla de gasoil aumentó 24,4%, con la nafta siguiendo la tendencia alcista en 23,2%.

CAPEX:

En el 2T21 el CAPEX de Downstream totalizó US$81 millones, aumentando 57,3% t/t, y 2,2x a/a. Durante el 2T21, se aprobó la continuidad de las obras de nuevas especificaciones, dando los pasos iniciales en la construcción de una nueva unidad de hidrotratamiento de gasoil en la Refinería Luján de Cuyo y la construcción de una unidad de hidrotratamiento de nafta y modernización de unidades existentes en el Complejo Industrial La Plata. Estas obras tienen como objetivo, cumplir con las nuevas especificaciones de combustibles establecidas por la Resolución N°576/2019 del Ministerio de Hacienda que entrarán en vigencia en 2024, así como también nuevas tendencias en demanda relacionadas a los requerimientos de nuevos motores, principalmente Euro 5.

En la Refinería La Plata, a fines de mayo, se comenzó con la parada programada de la planta de Cracking Catalítico A, con una duración estimada de 80 días. En la Refinería Luján de Cuyo continúan las obras para modernizar la unidad de MTBE a ETBE, estimándose la finalización de las mismas para el último trimestre de 2021. En la Refinería Plaza Huincul se desarrolló el paro de Topping y Platforming a partir de mediados de mayo, retornando el procesamiento a principio de junio.



4.3. GAS Y ENERGÍA

Resultados Gas y Energía Cifras no auditadas, en US$ millones	2T20	1T21	2T21	A/A Δ	6M20	6M21	A/A Δ
Ventas como productores de gas natural (intersegmento	275	285	427	*55,5%*	583	712	*22,2%*
Ventas de gas natural al segmento retail	90	57	109	*20,2%*	182	166	*-8,8%*
Otros	67	27	43	*-36,6%*	138	70	*-49,3%*
Ingresos	**432**	**370**	**578**	***33,7%***	**903**	**948**	***5,0%***
Depreciaciones y amortizaciones	(18)	(12)	(13)	*-28,6%*	(38)	(25)	*-34,3%*
Compras de gas natural (intersegmento + a terceros)	(278)	(288)	(424)	*52,4%*	(603)	(712)	*18,1%*
Otros	(267)	(101)	(130)	*-51,1%*	(411)	(231)	*-43,7%*
Resultado operativo antes de deterioro de activos	**(130)**	**(31)**	**11**	***N.M***	**(148)**	**(20)**	***-86,4%***
Deterioro de activos	(1)	-	-	*N.M*	(1)	-	*N.M*
Resultado operativo	**(131)**	**(31)**	**11**	***N.M***	**(149)**	**(20)**	***-86,5%***
Depreciaciones y amortizaciones	18	12	13	*-28,6%*	38	25	*-34,3%*
Deterioro de activos	1	-	-	*-100,0%*	1	-	*-100,0%*
EBITDA	**(112)**	**(19)**	**24**	***N.M***	**(111)**	**5**	***N.M***
Arrendamientos opex	(17)	(6)	(5)	*-69,4%*	(37)	(11)	*-70,0%*
Otros ajustes	2	2	1	*-43,6%*	2	3	*42,7%*
EBITDA Ajustado	**(128)**	**(23)**	**20**	***N.M***	**(146)**	**(3)**	***-97,7%***
Capex	**8**	**4**	**6**	***-24,0%***	**21**	**10**	***-52,5%***

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

Los ingresos del segmento se expandieron 56,3% t/t, impulsados principalmente por un aumento del 49,6% en las ventas de gas natural como productores en el mercado local y en el exterior – que representaron 74% de las ventas del segmento – dados los mayores volúmenes debido a la estacionalidad y al ya mencionado incremento en la producción y mejores precios en dólares apoyados por el factor de ajuste estacional incluido en el nuevo Plan Gas, como también por mejores condiciones contractuales con otros clientes. Las ventas de gas natural principalmente de nuestra controlada Metrogas SA al segmento de distribución minorista (clientes residenciales y pequeñas empresas) y a grandes clientes (plantas de energía e industrias) – que representaron 19% de las ventas del segmento – aumentaron en 89,0% t/t fundamentalmente por mayores ventas de gas por motivos estacionales y una expansión en el precio promedio percibido a través de su red de distribución.

Los costos operativos totales aumentaron t/t principalmente por un incremento en las compras de gas natural (47,1% t/t) por mayores volúmenes - los volúmenes transferidos desde el segmento Upstream aumentaron en 9,0%, superando la reducción de 78,1% en compras a terceros.

En su conjunto, **el EBITDA Ajustado se ubicó en US$20 millones recuperándose de una pérdida de US$23 millones en el 1T21.**

4.4. CORPORACIÓN Y OTROS

Resultados Corporación & Otros Cifras no auditadas, en US$ millones	2T20	1T21	2T21	A/A Δ	6M20	6M21	A/A Δ
Ingresos	**92**	**144**	**181**	***96,5%***	**264**	**324**	***22,7%***
Costos operativos	(190)	(186)	**(217)**	*14,4%*	(418)	**(403)**	*-3,6%*
Resultado operativo antes de deterioro de activos	**(98)**	**(42)**	**(36)**	***-62,7%***	**(154)**	**(78)**	***-49,0%***
Deterioro de activos	(1)	-	**-**	*N.M*	(1)	**-**	*N.M*
Resultado operativo	**(99)**	**(42)**	**(36)**	***-63,1%***	**(155)**	**(78)**	***-49,3%***
Depreciaciones y amortizaciones	39	21	**21**	*-46,5%*	56	**42**	*-25,1%*
Deterioro de activos	1	-	**-**	*-100,0%*	1	**-**	*-100,0%*
EBITDA	**(59)**	**(21)**	**(16)**	***-73,4%***	**(98)**	**(37)**	***-62,5%***
Arrendamientos opex	(0)	-	**-**	*N.M*	(0)	**-**	*N.M*
Otros ajustes	(1)	(1)	**1**	*N.M*	(2)	**(0)**	*-99,3%*
EBITDA Ajustado	**(60)**	**(22)**	**(15)**	***-74,6%***	**(100)**	**(37)**	***-63,4%***
Capex	**13**	**7**	**13**	***2,3%***	**36**	**20**	***-44,1%***

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 2T21 representó una pérdida de US$15 millones, levemente mejorando contra la pérdida de US$22 millones en el 1T21, principalmente por mayores ingresos por proyectos en curso registrados en nuestra compañía controlada A Evangelista S.A.

4.5. AJUSTES DE CONSOLIDACIÓN

Resultados Ajustes Consolidación Cifras no auditadas, en US$ millones	2T20	1T21	2T21	A/A Δ	6M20	6M21	A/A Δ
Ingresos	**(923)**	**(1.386)**	**(1.567)**	***69,9%***	**(2.403)**	**(2.954)**	***22,9%***
Costos operativos	860	1.320	**1.572**	*82,9%*	2.577	**2.892**	*12,2%*
Resultado operativo antes de deterioro de activos	**(63)**	**(66)**	**5**	***N.M***	**174**	**(62)**	***N.M***
Deterioro de activos	-	-	**-**	*N.M*	-	**-**	*N.M*
Resultado operativo	**(63)**	**(66)**	**5**	***N.M***	**174**	**(62)**	***N.M***
Depreciaciones y amortizaciones	-	(1)	**(1)**	*N.M*	-	**(3)**	*N.M*
Deterioro de activos	-	-	**-**	*N.M*	-	**-**	*N.M*
EBITDA	**(63)**	**(68)**	**3**	***N.M***	**174**	**(64)**	***N.M***
Arrendamientos opex	-	-	**-**	*N.M*	-	**-**	*N.M*
Otros ajustes	-	-	**-**	*N.M*	-	**-**	*N.M*
EBITDA Ajustado	**(63)**	**(68)**	**3**	***N.M***	**174**	**(64)**	***N.M***

Los ajustes de consolidación para eliminar los resultados entre los segmentos de negocios no transferidos a terceros fueron positivos en US$3 millones en el 2T21 versus US$68 millones negativos en el 1T21. En el 2T21 se redujo la brecha entre el precio de transferencia entre negocios y el costo de producción de los inventarios de la compañía, mientras que en el 1T21 se amplió la brecha debido a la subida del precio del Brent que afectó los precios de transferencia.

5. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

5.1. RESUMEN ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Flujo de Efectivo Cifras no auditadas, en US$ millones	2T20	1T21	2T21	A/A Δ	6M20	6M21	A/A Δ
Efectivo al inicio del ejercicio	1.074	650	612	*-43,0%*	1.106	650	*-41,2%*
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	498	1.054	1.001	*N.M*	1.459	2.055	*40,8%*
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(49)	(523)	(531)	*N.M*	(737)	(1.055)	*43,1%*
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(290)	(522)	(525)	*81,3%*	(583)	(1.047)	*79,7%*
Ajustes de conversión & otros	(46)	(46)	(17)	*-63,7%*	(58)	(62)	*8,3%*
Efectivo al cierre del período	**1.187**	**612**	**540**	***-54,5%***	**1.187**	**540**	***-54,5%***
Inversiones en activos financieros	115	382	395	*N.M*	115	395	*N.M*
Caja + inversiones corrientes al cierre	**1.303**	**995**	**935**	***-28,2%***	**1.303**	**935**	***-28,2%***
FCF	**61**	**284**	**311**	***N.M***	**(24)**	**595**	***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$1,001 millones en el 2T21, disminuyendo sólo un 5,0% t/t en comparación con los US$1,054 millones positivos en el 1T21. La disminución t/t se debió principalmente a un aumento en las necesidades de capital de trabajo debido a estacionalidad, que contrarrestó la expansión del EBITDA Ajustado. Año contra año, la mejora continua de la rentabilidad resultó en un aumento de 2x en nuestro flujo de efectivo de las actividades operativas.

El flujo neto de efectivo de las actividades de inversión fue de US$531 millones negativo, en comparación con los US$523 millones negativos del 1T21 principalmente impulsados por una disminución en la adquisición de PP&E (CAPEX percibido), que totalizó US$500 millones, incluyendo compras de materiales. Cabe señalar que esta cifra trimestral fue menor a nuestro CAPEX devengado de US$580 millones ya que pagamos con un rezago de 30 días y considerando que junio fue el mes con mayor nivel de actividad durante el segundo trimestre. Año contra año, el flujo neto de efectivo de las actividades de inversión fue sólo de US$49 millones negativos, no sólo por el freno de la actividad que tuvo lugar en el 2T20, sino también por la recaudación de US$111 millones relacionados con actividad de M&A (la venta de una participación del 11% en Bandurria Sur y una participación del 50% en el bloque CAN-100).

El flujo neto de efectivo de las actividades de financiación ascendió a US$525 millones negativo, en comparación con US$522 millones negativos en el 1T21, dado que continuamos utilizando nuestro exceso de caja para reducir el nivel de endeudamiento, resultando en un endeudamiento neto negativo en ambos trimestres de US$318 millones en el 2T21 y US$246 en el 1T21. En el 2T21 se destaca la cancelación de un préstamo sindicado en dólares por US$250 millones que fue parcialmente refinanciado en julio. Los pagos de intereses durante el trimestre disminuyeron alrededor de 35% t/t y y/y, totalizando US$131 millones, principalmente como resultado de la reducción de los niveles de deuda y menores intereses en los nuevos instrumentos emitidos como parte de la oferta de canje de deuda ejecutada a principios de año.

El flujo de caja libre (FCF) antes del financiamiento de la deuda alcanzó los US$311 millones durante el trimestre, siendo positivo por quinto trimestre consecutivo, con una mejora de 9,4% en comparación con la entrada de US$284 millones registrada en el 1T21 y acumulando US$595 millones durante el 1S21 (versus una salida de caja de US$24 millones en el 1S20). La mejora estuvo relacionada

con la recuperación de la rentabilidad antes mencionada, lo que permitió una reducción significativa de nuestra deuda neta.

La liquidez total consolidada, incluyendo US$395 millones en bonos soberanos y letras del Tesoro argentino, se situó en US$935 millones al 30 de junio de 2021, casi sin cambios respecto a la posición de liquidez mantenida en los últimos trimestres, y en línea con el target establecido de US$1 billón más/menos 10%.

En términos de manejo de caja, continuamos administrando nuestra liquidez para mantener la exposición cambiaria dentro de ciertos límites, al mismo tiempo considerando el costo de acarreo de llevar a cabo dicha estrategia, como la Comunicación "A" 7030 del Banco Central de Argentina (y sus sucesores) restringe a las compañías de tener activos líquidos en el exterior para retener acceso al mercado cambiario oficial. Como resultado, la porción en pesos de nuestro efectivo y equivalentes de efectivo se redujo a 55% en comparación con el 76% del 1T21. Sin embargo, nuestra exposición cambiaria neta, incluyendo instrumentos de cobertura y neteando nuestra deuda denominada en pesos, se situó en sólo 6%.

5.2. DEUDA NETA

Desglose Deuda Neta Cifras no auditadas, en US$ millones	**2T20**	**1T21**	**2T21**	**T/T Δ**
Deuda corto plazo	2.783	1.187	**1.274**	*7,4%*
Deuda largo plazo	5.906	6.560	**6.160**	*-6,1%*
Deuda Total	**8.690**	**7.747**	**7.434**	***-4,0%***
Tasa de interés promedio para deuda AR$	*30,9%*	*34,9%*	***35,7%***	
Tasa de interés promedio para deuda US$	*7,5%*	*7,5%*	***7,6%***	
% deuda en AR$	*10%*	*6%*	***6%***	
Caja y equivalente de caja	**1.303**	**995**	**935**	***-6,0%***
% caja en AR$	*51%*	*76%*	***55%***	
Deuda neta	**7.387**	**6.752**	**6.499**	***-3,7%***

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

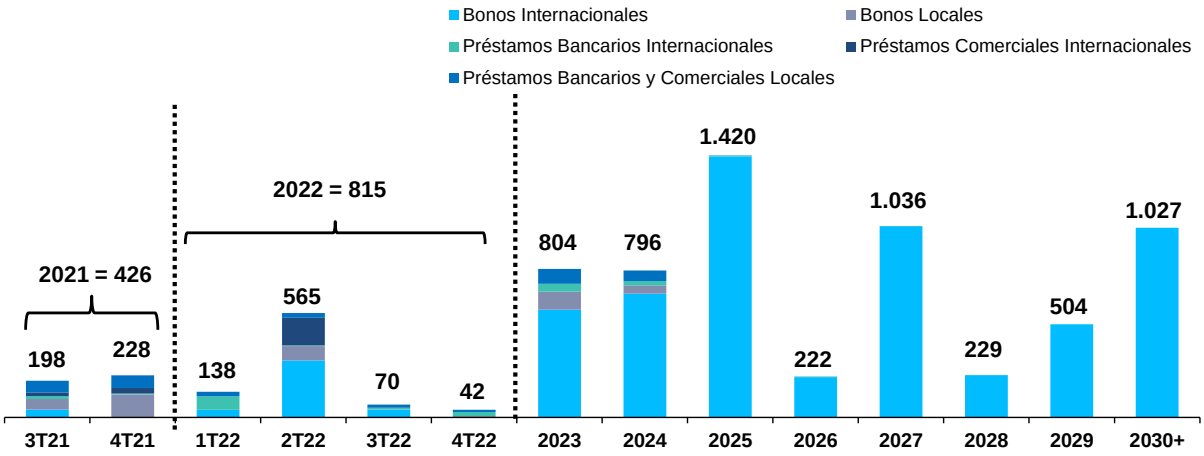
**Al 30 de junio de 2021, la deuda neta consolidada de YPF totalizó US$6.499 millones, disminuyendo en US$253 millones t/t, y aún en niveles no vistos desde 2015,** impulsada por una reducción del 14,4% en la deuda total a US$ 7.434 millones, lo que más que compensó una contracción de US$60 millones en nuestra posición de efectivo. Año contra año, la deuda neta disminuyó en US$888 millones.

Nuestra razón de deuda neta sobre EBITDA Ajustado de los últimos doce meses móviles disminuyó a 2,7x, en comparación con 4,9x en el 1T20 debido a la fuerte recuperación de la rentabilidad, junto con nuestros menores niveles de deuda neta, situándose nuevamente dentro de los límites de los covenants de deuda.

El perfil de vencimientos para el resto del año es afectado favorablemente luego de la reducción de nuestro endeudamiento ya mencionado, junto con el alivio de efectivo para 2021 y 2022 luego del Canje de Deuda Global ejecutado a principios de este año. Además, la mayoría de los vencimientos en el segundo semestre del año se concentran principalmente en préstamos locales, líneas de trade y bonos,

con vencimientos cross-border cercanos a US$110 millones, de los cuales sólo US$43 millones están relacionados a bonos internacionales (amortización del bono 2025 en septiembre).

Durante el 2T21 no hubo emisiones. El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de principal de la compañía al 30 de junio de 2021, expresado en millones de dólares:



.

6. TABLAS Y NOTAS

6.1. ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados Cifras no auditadas, en US$ millones	2T20	1T21	2T21	A/A Δ	6M20	6M21	A/A Δ
Ingresos	**1.947**	**2.648**	**3.349**	***72,0%***	**4.779**	**5.997**	***25,5%***
Costos	(2.147)	(2.238)	**(2.639)**	*22,9%*	(4.513)	**(4.878)**	*8,1%*
Resultado bruto	**(200)**	**410**	**710**	***N.M***	**266**	**1.120**	***N.M***
Gastos de comercialización	(340)	(225)	**(276)**	*-18,9%*	(565)	**(500)**	*-11,4%*
Gastos de administración	(108)	(103)	**(115)**	*7,0%*	(217)	**(218)**	*0,4%*
Gastos de exploración	(2)	(2)	**(9)**	*N.M*	(14)	**(10)**	*-24,0%*
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(850)	-	**-**	*N.M*	(850)	**-**	*N.M*
Otros resultados operativos, netos	118	(3)	**(1)**	*N.M*	238	**(4)**	*N.M*
Resultado operativo	**(1.382)**	**78**	**310**	***N.M***	**(1.141)**	**388**	***N.M***
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	31	58	**15**	*-52,9%*	54	**73**	*34,8%*
Ingresos financieros	*456*	*254*	***206***	*-54,9%*	*795*	***459***	*-42,2%*
Costos financieros	*(552)*	*(365)*	***(376)***	*-32,0%*	*(1.041)*	***(741)***	*-28,8%*
Otros resultados financieros	*176*	*63*	***54***	*-69,2%*	*153*	***117***	*-23,6%*
Resultados financieros, netos	79	(49)	**(116)**	*N.M*	(93)	**(165)**	*77,5%*
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**(1.271)**	**87**	**209**	***N.M***	**(1.180)**	**296**	***N.M***
Impuesto a las ganancias	12	(112)	**(701)**	*N.M*	25	**(813)**	*N.M*
Resultado neto del período	**(1.258)**	**(25)**	**(492)**	***-60,9%***	**(1.155)**	**(517)**	***-55,2%***
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	(1.252)	(23)	**(479)**	*-61,7%*	(1.151)	**(502)**	*-56,4%*
Resultado neto atribuible al interés no controlante	(6)	(2)	**(13)**	*N.M*	(4)	**(15)**	*N.M*
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	(3,19)	(0,06)	**(1,22)**	*-61,8%*	(2,93)	**(1,28)**	*-56,3%*
Otros resultados integrales	824	742	**371**	*-55,0%*	1.529	**1.113**	*-27,2%*
Resultado integral total del período	**(434)**	**716**	**(121)**	***-72,1%***	**374**	**595**	***59,4%***

Estado de Resultados Cifras no auditadas, en AR$ millones	2T20	1T21	2T21	A/A Δ	6M20	6M21	A/A Δ
Ingresos	**133.558**	**234.890**	**315.873**	***N.M***	**308.228**	**550.763**	***78,7%***
Costos	(146.822)	(198.531)	**(248.940)**	*69,6%*	(292.736)	**(447.471)**	*52,9%*
Resultado bruto	**(13.264)**	**36.359**	**66.933**	***N.M***	**15.492**	**103.292**	***N.M***
Gastos de comercialización	(23.168)	(19.945)	**(26.021)**	*12,3%*	(37.044)	**(45.966)**	*24,1%*
Gastos de administración	(7.383)	(9.125)	**(10.912)**	*47,8%*	(14.132)	**(20.037)**	*41,8%*
Gastos de exploración	(140)	(159)	**(804)**	*N.M*	(856)	**(963)**	*12,5%*
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(57.429)	-	**-**	*N.M*	(57.429)	**-**	*N.M*
Otros resultados operativos, netos	7.940	(276)	**(55)**	*N.M*	15.323	**(331)**	*N.M*
Resultado operativo	**(93.444)**	**6.854**	**29.141**	***N.M***	**(78.646)**	**35.995**	***N.M***
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	2.300	5.116	**1.439**	*-37,4%*	3.720	**6.555**	*76,2%*
Ingresos financieros	*30.817*	*22.347*	***19.314***	*-37,3%*	*51.623*	***41.661***	*-19,3%*
Costos financieros	*(37.680)*	*(32.323)*	***(35.448)***	*-5,9%*	*(67.814)*	***(67.771)***	*-0,1%*
Otros resultados financieros	*12.075*	*5.685*	***5.262***	*-56,4%*	*10.782*	***10.947***	*1,5%*
Resultados financieros, netos	5.212	(4.291)	**(10.872)**	*N.M*	(5.409)	**(15.163)**	*N.M*
Resultado antes de impuesto a las ganancias	**(85.932)**	**7.679**	**19.708**	***N.M***	**(80.335)**	**27.387**	***N.M***
Impuesto a las ganancias	884	(9.926)	**(65.970)**	*N.M*	1.638	**(75.896)**	*N.M*
Resultado neto del período	**(85.048)**	**(2.247)**	**(46.262)**	***-45,6%***	**(78.697)**	**(48.509)**	***-38,4%***
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	(84.630)	(2.066)	**(45.017)**	*-46,8%*	(78.418)	**(47.083)**	*-40,0%*
Resultado neto atribuible al interés no controlante	(418)	(181)	**(1.245)**	*N.M*	(279)	**(1.426)**	*N.M*
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	(215,67)	(5,26)	**(114,67)**	*-46,8%*	(199,84)	**(119,93)**	*-40,0%*
Otros resultados integrales	55.744	65.658	**34.904**	*-37,4%*	99.018	**100.562**	*1,6%*
Resultado integral total del período	**(29.304)**	**63.411**	**(11.358)**	***-61,2%***	**20.321**	**52.053**	***N.M***

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

6.2. BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

Balance General Consolidado	En US$ millones		En AR$ millones	
Cifras no auditadas	31-Dec-20	30-Jun-21	31-Dec-20	30-Jun-21
Activo No Corriente				
Activos intangibles	465	458	39.119	43.799
Propiedades, planta y equipo	16.413	15.886	1.379.527	1.518.979
Activos por derecho de uso	524	488	44.081	46.696
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1.274	1.313	107.112	125.539
Activos por impuesto diferido, netos	31	26	2.629	2.532
Otros créditos	174	174	14.657	16.684
Créditos por ventas	101	55	8.531	5.276
Inversiones en activos financieros	0	36	0	3.447
Total del Activo No Corriente	**18.985**	**18.437**	**1.595.656**	**1.762.952**
Activo Corriente				
Activos mantenidos para su disposición	6	0	494	0
Inventarios	1.191	1.299	100.137	124.197
Activos de contratos	10	15	871	1.401
Otros créditos	409	463	34.369	44.256
Créditos por ventas	1.287	1.469	108.146	140.500
Inversiones en activos financieros	344	395	28.934	37.730
Efectivo y equivalentes de efectivo	650	540	54.618	51.669
Total del Activo Corriente	**3.897**	**4.181**	**327.569**	**399.753**
Total del Activo	**22.882**	**22.618**	**1.923.225**	**2.162.705**
Patrimonio Neto				
Aportes de los propietarios	124	111	10.385	10.588
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados	7.934	7.517	666.845	718.759
Interés no controlante	73	66	6.165	6.304
Total Patrimonio Neto	**8.131**	**7.693**	**683.395**	**735.651**
Pasivo No Corriente				
Provisiones	2.219	2.292	186.488	219.153
Pasivos por impuesto diferido, netos	1.423	2.054	119.609	196.445
Impuesto a las ganancias a pagar	42	35	3.571	3.313
Cargas fiscales	3	2	215	194
Remuneraciones y cargas sociales	46	46	3.860	4.434
Pasivos por arrendamientos	288	277	24.172	26.476
Préstamos	6.277	6.160	527.575	588.984
Otros pasivos	35	9	2.961	903
Cuentas por pagar	8	11	710	1.059
Total del Pasivo No Corriente	**10.341**	**10.886**	**869.161**	**1.040.961**
Pasivo Corriente				
Provisiones	73	78	6.133	7.421
Pasivos de contratos	81	78	6.824	7.432
Impuesto a las ganancias a pagar	9	10	740	968
Cargas fiscales	188	207	15.764	19.823
Remuneraciones y cargas sociales	178	175	14.934	16.760
Pasivos por arrendamientos	263	234	22.098	22.377
Préstamos	1.793	1.274	150.731	121.858
Otros pasivos	108	87	9.062	8.332
Cuentas por pagar	1.718	1.894	144.383	181.122
Total del Pasivo Corriente	**4.410**	**4.038**	**370.669**	**386.093**
Total del Pasivo	**14.751**	**14.924**	**1.239.830**	**1.427.054**
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	**22.882**	**22.618**	**1.923.225**	**2.162.705**

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

6.3. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado Cifras no auditadas, en US$ millones	2T20	1T21	2T21	A/A Δ	6M20	6M21	A/A Δ
Actividades operativas:							
Resultado neto	(1.258)	(25)	(492)	-60,9%	(1.155)	(517)	-55,2%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(31)	(58)	(15)	-52,9%	(54)	(73)	34,8%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	634	688	772	21,6%	1.345	1.459	8,5%
Depreciación de activos por derecho de uso	58	48	51	-12,7%	136	98	-27,4%
Amortización de activos intangibles	11	12	13	16,9%	22	24	12,5%
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	39	83	87	N.M	116	170	46,8%
Cargo por impuesto a las ganancias	(12)	112	701	N.M	(25)	813	N.M
Aumento neto de provisiones	182	65	79	-56,4%	245	144	-41,2%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	850	-	-	-100,0%	850	-	-100,0%
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	(115)	43	122	N.M	47	165	N.M
Planes de beneficios en acciones	2	1	1	-42,7%	5	3	-43,3%
Seguros devengados	(40)	-	-	N.M	(48)	-	N.M
Resultado por canje de deuda	-	(21)	-	N.M	-	(21)	N.M
Resultado por cesión de participación en áreas	(87)	-	(5)	-94,2%	(191)	(5)	-97,4%
Resultado por venta de activos mantenidos para su disposición	-	-	(33)	N.M	-	(33)	N.M
Cambios en activos y pasivos:							
Créditos por ventas	175	21	(162)	N.M	426	(142)	N.M
Otros creditos	167	(93)	55	-66,8%	102	(38)	N.M
Inventarios	82	(25)	(86)	N.M	(96)	(112)	15,9%
Cuentas por pagar	(177)	191	(63)	-64,3%	(233)	128	N.M
Cargas fiscales	0	91	(57)	N.M	6	34	N.M
Remuneraciones y cargas sociales	14	(28)	13	-3,9%	(15)	(14)	-4,8%
Otros pasivos	(0)	(27)	(17)	N.M	2	(44)	N.M
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(4)	(21)	(10)	N.M	(26)	(31)	16,0%
Activos de contratos	4	5	(11)	N.M	(5)	(6)	18,0%
Pasivos de contratos	(19)	(7)	14	N.M	(18)	7	N.M
Dividendos cobrados	29	0	40	37,8%	31	40	29,4%
Cobro de seguros por pérdida de beneficio	11	0	5	-52,2%	15	5	-64,0%
Pagos de impuesto a las ganancias	(15)	(1)	(1)	-90,8%	(22)	(3)	-87,3%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	**498**	**1.054**	**1.001**	***N.M***	**1.459**	**2.055**	***40,8%***
Actividades de inversión:							
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(286)	(493)	(500)	74,6%	(1.078)	(993)	-7,9%
Cobros por ventas de activos financieros	417	105	120	-71,2%	417	225	-46,1%
Pagos por adquisición de activos financieros	(291)	(148)	(191)	-34,5%	(291)	(339)	16,4%
Intereses cobrados de activos financieros	-	13	22	N.M	-	35	N.M
Cobros por cesión de participación en áreas	111	-	17	-84,4%	215	17	-91,9%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	**(49)**	**(523)**	**(531)**	***N.M***	**(737)**	**(1.055)**	***43,1%***
Actividades de financiación:							
Pago de préstamos	(860)	(537)	(543)	-36,8%	(1.201)	(1.080)	-10,1%
Pago de intereses	(200)	(200)	(131)	-34,8%	(462)	(330)	-28,5%
Préstamos obtenidos	834	291	226	-72,9%	1.245	516	-58,5%
Recompra de acciones propias	-	-	-	N.M	-	-	N.M
Pagos por arrendamientos	(61)	(77)	(77)	25,5%	(158)	(153)	-2,9%
Pago de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(3)	(0)	(0)	-94,3%	(7)	(0)	-96,7%
Dividendos pagados	-	-	-	N.M	-	-	N.M
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	**(290)**	**(522)**	**(525)**	***81,3%***	**(583)**	**(1.047)**	***79,7%***
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	54	10	6	-88,3%	123	17	-86,4%
Ajustes de conversión	(100)	(56)	(23)	-77,0%	(181)	(79)	-56,2%
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	113	(37)	(72)	N.M	82	(109)	N.M
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	1.074	650	612	-43,0%	1.106	650	-41,2%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	**1.187**	**612**	**540**	***-54,5%***	**1.187**	**540**	***-54,5%***

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado Cifras no auditadas, en AR$ millones	2T20	1T21	2T21	A/A Δ	6M20	6M21	A/A Δ
Actividades operativas							
Resultado neto	(85.048)	(2.247)	(46.262)	-45,6%	(78.697)	(48.509)	-38,4%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(2.300)	(5.116)	(1.439)	-37,4%	(3.720)	(6.555)	76,2%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	42.936	60.875	72.552	69,0%	86.572	133.427	54,1%
Depreciación de activos por derecho de uso	3.927	4.214	4.768	21,4%	8.679	8.982	3,5%
Amortización de activos intangibles	740	1.042	1.197	61,8%	1.409	2.239	58,9%
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	2.623	7.369	8.186	N.M	7.360	15.555	N.M
Cargo por impuesto a las ganancias	(884)	9.926	65.970	N.M	(1.638)	75.896	N.M
Aumento neto de provisiones	12.303	5.723	7.455	-39,4%	16.165	13.178	-18,5%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	57.429	-	-	-100,0%	57.429	-	-100,0%
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	(7.600)	3.814	11.375	N.M	2.240	15.189	N.M
Planes de beneficios en acciones	153	119	122	-20,3%	300	241	-19,7%
Seguros devengados	(2.731)	-	-	N.M	(3.189)	-	N.M
Resultado por canje de deuda	-	(1.855)	-	N.M	-	(1.855)	N.M
Resultado por cesión de participación en áreas	(5.877)	-	(472)	-92,0%	(12.233)	(472)	-96,1%
Resultado por venta de activos mantenidos para su disposición	-	-	(3.121)	N.M	-	(3.121)	N.M
Cambios en activos y pasivos:							
Créditos por ventas	11.829	1.816	(15.252)	N.M	27.219	(13.436)	N.M
Otros creditos	11.262	(8.263)	5.202	-53,8%	7.267	(3.061)	N.M
Inventarios	5.563	(2.247)	(8.102)	N.M	(5.389)	(10.349)	92,0%
Cuentas por pagar	(11.976)	16.880	(5.947)	-50,3%	(15.382)	10.933	N.M
Cargas fiscales	12	8.067	(5.339)	N.M	377	2.728	N.M
Remuneraciones y cargas sociales	932	(2.449)	1.246	33,7%	(843)	(1.203)	42,7%
Otros pasivos	(22)	(2.377)	(1.593)	N.M	151	(3.970)	N.M
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(288)	(1.821)	(933)	N.M	(1.639)	(2.754)	68,0%
Activos de contratos	254	480	(1.028)	N.M	(263)	(548)	N.M
Pasivos de contratos	(1.305)	(611)	1.327	N.M	(1.219)	716	N.M
Dividendos cobrados	1.966	28	3.766	91,6%	2.096	3.794	81,0%
Cobro de seguros por pérdida de beneficio	757	12	503	-33,6%	1.004	515	-48,7%
Pagos de impuesto a las ganancias	(1.010)	(129)	(129)	-87,2%	(1.456)	(258)	-82,3%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	**33.645**	**93.250**	**94.052**	**N.M**	**92.600**	**187.302**	**N.M**
Actividades de inversión:							
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(19.346)	(43.640)	(46.976)	N.M	(67.886)	(90.616)	33,5%
Cobros por ventas de activos financieros	28.172	9.256	11.284	-59,9%	28.172	20.540	-27,1%
Pagos por adquisición de activos financieros	(19.649)	(13.094)	(17.909)	-8,9%	(19.649)	(31.003)	57,8%
Intereses cobrados de activos financieros	-	1.172	2.049	N.M	-	3.221	N.M
Cobros por cesión de participación en áreas	7.511	-	1.634	-78,2%	13.867	1.634	-88,2%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	**(3.312)**	**(46.306)**	**(49.918)**	**N.M**	**(45.496)**	**(96.224)**	**N.M**
Actividades de financiación:							
Pago de préstamos	(58.093)	(47.468)	(51.050)	-12,1%	(79.057)	(98.518)	24,6%
Pago de intereses	(13.544)	(17.663)	(12.281)	-9,3%	(29.587)	(29.944)	1,2%
Préstamos obtenidos	56.367	25.713	21.208	-62,4%	81.588	46.921	-42,5%
Recompra de acciones propias	-	-	-	N.M	-	-	N.M
Pagos por arrendamientos	(4.123)	(6.783)	(7.197)	74,6%	(10.059)	(13.980)	39,0%
Pago de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(176)	(7)	(14)	-92,0%	(440)	(21)	-95,2%
Dividendos pagados	-	-	-	N.M	-	-	N.M
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	**(19.569)**	**(46.208)**	**(49.334)**	**N.M**	**(37.555)**	**(95.542)**	**N.M**
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	3.645	922	593	-83,7%	7.892	1.515	-80,8%
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	14.409	1.658	(4.607)	N.M	17.441	(2.949)	N.M
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	69.132	54.618	56.276	-18,6%	66.100	54.618	-17,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	**83.541**	**56.276**	**51.669**	**-38,2%**	**83.541**	**51.669**	**-38,2%**

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

6.4. PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS

Principales magnitudes físicas Cifras no auditadas	Unidad	1T20	2T20	3T20	4T20	Acum. 2020	1T21	2T21	Acum. 2021
Total Producción	**Kboe**	**46.439**	**42.480**	**43.101**	**38.901**	**170.920**	**39.330**	**41.961**	**81.291**
Crudo	Kbbl	20.488	18.274	18.621	18.311	75.693	18.691	19.125	37.816
NGL	Kbbl	4.090	4.162	4.121	995	13.369	2.653	3.329	5.982
Gas natural	Mm3	3.476	3.187	3.237	3.116	13.015	2.860	3.102	5.961
Henry Hub	USD/MMBTU	1,9	1,8	2,1	2,8	2,1	2,7	3,0	2,9
Brent	USD/bbl	50,4	29,3	43,0	44,3	41,8	60,8	66,1	63,4
Ventas *(YPF individual)*									
Ventas de productos refinados	**Km3**	**4.101**	**3.041**	**3.771**	**4.056**	**14.970**	**4.140**	**4.264**	**8.405**
Mercado local	**Km3**	**3.541**	**2.679**	**3.495**	**3.890**	**13.606**	**3.901**	**3.976**	**7.877**
Nafta	Km3	1.222	579	816	1.081	3.698	1.240	1.032	2.271
Gasoil	Km3	1.722	1.578	1.931	1.812	7.044	1.811	1.931	3.742
Jet fuel	Km3	126	13	14	27	180	65	49	114
Fuel Oil	Km3	4	29	157	85	275	102	73	175
LPG	Km3	136	182	229	122	670	130	195	325
Otros (*)	Km3	330	298	348	763	1.739	553	697	1.250
Mercado externo	**Km3**	**561**	**362**	**275**	**166**	**1.364**	**239**	**288**	**527**
Nafta virgen	Km3	86	104	52	24	266	0	96	96
Jet fuel	Km3	124	10	10	22	165	25	27	52
LPG	Km3	141	23	33	38	235	74	23	97
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	103	103	94	51	350	52	64	115
Otros (*)	Km3	107	122	87	31	347	88	79	166
Ventas de productos petroquímicos	**Ktn**	**227**	**147**	**192**	**152**	**717**	**247**	**229**	**476**
Mercado local	**Ktn**	**166**	**95**	**147**	**116**	**524**	**166**	**179**	**345**
Metanol	Ktn	55	22	36	17	131	43	57	100
Otros	Ktn	111	72	110	99	393	123	121	244
Mercado externo	**Ktn**	**61**	**52**	**45**	**36**	**193**	**81**	**50**	**131**
Metanol	Ktn	27	6	2	15	50	45	18	63
Otros	Ktn	33	46	43	21	143	37	32	68
Granos, harinas y aceites	**Ktn**	**238**	**523**	**459**	**217**	**1.438**	**294**	**456**	**751**
Mercado local	Ktn	33	97	57	29	216	11	11	22
Mercado externo	Ktn	205	427	401	189	1.221	284	445	729
Ventas de fertilizantes	**Ktn**	**91**	**227**	**233**	**131**	**682**	**186**	**328**	**514**
Mercado local	Ktn	91	227	233	131	682	186	328	514
Principales productos importados *(YPF individual)*									
Nafta	Km3	51	0	0	0	51	82	6	88
Jet Fuel	Km3	0	0	0	8	8	0	4	4
Gasoil	Km3	78	150	82	61	371	46	155	201

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 descriptos en la documentación presentada por YPF y sus empresas afiliadas ante la Comisión Nacional de Valores en Argentina y la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y, particularmente, aquellos factores descriptos en el Ítem 3 titulada “Key information–Risk Factors” y el Ítem 5 titulada “Operating and Financial Review and Prospects” del Informe Anual de YPF en Formato 20-F para el año fiscal finalizado el 31 de diciembre de 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

2T21

YPF S.A. | RESULTADOS CONSOLIDADOS