



Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 10 de agosto de 2022

Señores:

**Bolsa de Comercio de Buenos Aires**

Presente

Ref.: Hecho Relevante Resultados – 2T22

Por la presente nota me dirijo a Uds. a los efectos de cumplir con el artículo 23, Capítulo VI del Reglamento del Listado del ByMA.

En tal sentido adjuntamos a la presente la nota de resultados del segundo trimestre del 2022.

Sin otro particular, saludo a Uds. muy atentamente.

**Pablo Calderone**  
Responsable de Relaciones con el Mercado  
YPF S.A.



# 2T22

YPF S.A. | RESULTADOS CONSOLIDADOS

## ÍNDICE

<b>1. PRINCIPALES HITOS</b>	<b>3</b>
<b>2. ANÁLISIS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS</b>	<b>5</b>
<b>3. EBITDA Y RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO</b>	<b>8</b>
<b>4. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO</b>	<b>9</b>
4.1. UPSTREAM	9
4.2. DOWNSTREAM	13
4.3. GAS Y ENERGÍA	17
4.4. CORPORACIÓN Y OTROS	18
<b>5. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL</b>	<b>19</b>
5.1. RESUMEN ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO	19
5.2. DEUDA NETA	20
<b>6. TABLAS Y NOTAS</b>	<b>22</b>
6.1. ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO	22
6.2. BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	23
6.3. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	24
6.4. PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS	26

## MUY SÓLIDOS RESULTADOS BASADOS EN LA MEJORA GENERALIZADA DE PRECIOS, AL MISMO TIEMPO QUE CONTINUAMOS EN LÍNEA CON LOS OBJETIVOS DE CRECIMIENTO EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

### 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 S.A. ha definido el dólar estadounidense como su moneda funcional y las subsidiarias que tienen el peso argentino como moneda funcional fueron ajustadas por inflación, dado que la economía Argentina es considerada 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 individuales de YPF S.A. expresados en pesos argentinos divididos por el tipo de cambio promedio del período; y (2) los resultados 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 cierre del período según corresponda. La información financiera acumulada presentada en este documento se calcula como la suma de los trimestres de cada período.

Resumen Consolidado Resultados	2T21	1T22	2T22	A/A Δ	T/T Δ	6M21	6M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ingresos	3.349	3.635	4.855	44,9%	33,5%	5.997	8.490	41,6%
EBITDA	1.146	1.035	1.545	34,8%	49,2%	1.971	2.580	30,9%
EBITDA Ajustado	1.084	972	1.500	38,4%	54,3%	1.851	2.473	33,6%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	310	380	850	174,0%	123,9%	388	1.229	217,0%
Resultado operativo	310	380	850	174,0%	123,9%	388	1.229	217,0%
Resultado neto antes de deterioro de activos	(492)	248	798	N/A	221,5%	(517)	1.046	N/A
Resultado neto	(492)	248	798	N/A	221,5%	(517)	1.046	N/A
Resultado neto por acción	(1,22)	0,64	2,01	N/A	214,1%	(1,28)	2,65	N/A
Inversiones	580	748	932	60,6%	24,7%	1.067	1.679	57,3%
FCF	311	391	310	-0,5%	-20,8%	595	701	17,6%
Caja y equivalentes de caja	935	1.329	1.243	32,9%	-6,5%	935	1.243	32,9%
Deuda total	7.434	7.241	7.085	-4,7%	-2,2%	7.434	7.085	-4,7%

EBITDA = Resultado operativo + 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 Inversiones (Actividades de Inversión), M&A (Actividades de Inversión), y pago de intereses y leaseings (Actividades de Financiación).

## 1. PRINCIPALES HITOS

- **El EBITDA Ajustado alcanzó los US\$1.500 millones**, expandiéndose 54% t/t y un 38% a/a, principalmente gracias a la mejora generalizada de precios en nuestros segmentos de negocio, a pesar del incremento de costos.
- **La producción total de hidrocarburos** promedió 504 Kboe/d durante el trimestre (-0,4% t/t y +9,2% a/a; incremento en la producción de crudo de +1,4% t/t y +7,2% a/a), aumentando a 510 Kboe/d durante el mes de julio gracias a los trabajos de perforación y terminación durante el trimestre, que condujeron a aumentos en la producción total luego del 2T22.
- **La producción de shale continuó alcanzando nuevos niveles récord**, al mismo tiempo que continuamos avanzando en materia de eficiencia operacional estableciendo

récords de fracking y velocidad de perforación, que llevan a una mayor reducción de los costos de desarrollo en nuestro “Core Hub” de operaciones. En esta línea, continuamos expandiendo nuestra producción de crudo y gas shale en un 48% y 80% a/a, respectivamente.

- **La demanda local de combustibles** se mantuvo elevada, incrementando un 12,5% en comparación a los valores prepandemia del 2T19, impulsada por la venta local de gasoil que creció 11% t/t, alcanzando un récord trimestral histórico.
- **El incremento del nivel de procesamiento en nuestras refinerías** contribuyó a satisfacer la demanda récord durante el trimestre. El aumento en la producción fue acompañado por volúmenes de importación de gasoil (que, a pesar de encontrarse por encima de los promedios históricos, descendieron en un 33% t/t), un mayor nivel de aditivación de biocombustibles y consumo de existencias. Sin embargo, los niveles record de demanda de gasoil, en un contexto de restricciones logísticas, causaron algunas interrupciones en la oferta habitual a los usuarios.
- **Las inversiones** aumentaron un 25% t/t, totalizando US\$932 millones en el 2T22, y acumulando US\$1.679 millones durante los primeros seis meses del año (+57% a/a), y estimando superar al *guidance* inicial en un 10%.
- **El flujo libre de caja** fue positivo por noveno trimestre consecutivo en US\$301 millones – acumulando US\$701 millones durante los primeros seis meses del 2022 -, permitiendo reducir la deuda neta a US\$5.843 millones y llevando el ratio de endeudamiento neto a 1,3 veces en relación con el EBITDA ajustado.

## Conferencia de Resultados “2T22” 11 de Agosto, 2022 / 9.00 AM ET - 10.00 AM BAT

Seguí la presentación de resultados a través de nuestra web [ir.ypf.com](https://ir.ypf.com) o <https://event.on24.com/wcc/r/3828391/1CEDB8341E7A95C9ED2CC86B2384CC90>

Línea gratuita: (+1) (888) 550-5497  
Línea gratuita internacional: (+1) (646) 960-0806

Contacto Relaciones  
con Inversores

Pablo Calderone – Gerente RI  
[pablo.calderone@ypf.com](mailto:pablo.calderone@ypf.com)

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

## 2. ANÁLISIS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Resumen Consolidado Resultados	2T21	1T22	2T22	A/A Δ	T/T Δ	6M21	6M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ingresos	3.349	3.635	<b>4.855</b>	44,9%	33,5%	5.997	<b>8.490</b>	41,6%
EBITDA	1.146	1.035	<b>1.545</b>	34,8%	49,2%	1.971	<b>2.580</b>	30,9%
EBITDA Ajustado	1.084	972	<b>1.500</b>	38,4%	54,3%	1.851	<b>2.473</b>	33,6%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	310	380	<b>850</b>	174,0%	123,9%	388	<b>1.229</b>	217,0%
Resultado operativo	310	380	<b>850</b>	174,0%	123,9%	388	<b>1.229</b>	217,0%
Resultado neto antes de deterioro de activos	(492)	248	<b>798</b>	N/A	221,5%	(517)	<b>1.046</b>	N/A
Resultado neto	(492)	248	<b>798</b>	N/A	221,5%	(517)	<b>1.046</b>	N/A
Resultado neto por acción	(1,22)	0,64	<b>2,01</b>	N/A	214,1%	(1,28)	<b>2,65</b>	N/A
Inversiones	580	748	<b>932</b>	60,6%	24,7%	1.067	<b>1.679</b>	57,3%
FCF	311	391	<b>310</b>	-0,5%	-20,8%	595	<b>701</b>	17,6%
Caja y equivalentes de caja	935	1.329	<b>1.243</b>	32,9%	-6,5%	935	<b>1.243</b>	32,9%
Deuda total	7.434	7.241	<b>7.085</b>	-4,7%	-2,2%	7.434	<b>7.085</b>	-4,7%

En el 2T22, los ingresos ascendieron a US\$ 4.855 millones, representando un aumento del 33,5% t/t, y 44,9% a/a. En términos secuenciales, el crecimiento se debió principalmente a los mayores precios de los combustibles en el mercado local del canal estaciones de servicio (alrededor del 50% de los ingresos totales); acompañados por precios aún mayores en los canales mayoristas (alrededor del 10% de los ingresos totales); el incremento de los precios de gas debido a los ajustes estacionales comprendidos dentro del Plan GasAr; mejores precios de los productos que se correlacionan estrechamente a referencias internacionales, como los lubricantes, jet fuel (combustible para aviones), propano, productos petroquímicos y nafta virgen (alrededor del 20% de los ingresos totales) y mayores volúmenes de gasoil despachados.

- **Los ingresos totales de gasoil en el mercado local** (minorista y mayorista) – el 36,6% de las ventas totales – **aumentaron en un 38,3% de manera secuencial** principalmente debido a un incremento del 22,9% en los precios y un 12,5% en los volúmenes vendidos. Los volúmenes de gasoil despachados alcanzaron el máximo histórico de demanda trimestral y el crecimiento secuencial fue causado principalmente por la demanda estacional de productos Agro, el incremento de actividad en ciertos sectores industriales (como ser la minería y el transporte) y un aumento de demanda por parte de los países limítrofes.
- **Las ventas de naftas en el mercado local** (mercado minorista) – 18,1% de las ventas totales – **aumentaron en un 7,8% t/t**, debido a un aumento de precios del 11,5% parcialmente afectado por una reducción en los volúmenes de ventas del 3,3% debido a la mayor demanda estacional de verano del primer trimestre.
- Los ingresos por ventas de gas natural como productor a terceros en el mercado local – 9,1% del total de las ventas – crecieron en un 36,0% t/t, principalmente debido a un incremento en los precios promedios de realización del 29,7% a partir del factor estacional comprendido dentro del Plan GasAr entre mayo y septiembre. Al mismo tiempo, los volúmenes de ventas crecieron un 4,9%.
- Las otras ventas locales se incrementaron en un 42,9% t/t, a causa principalmente de las mayores ventas de fertilizantes y gas natural al segmento de distribución minorista – a través de nuestra

participada Metrogas – producto de la estacionalidad de dichas ventas, y un aumento en el precio de los productos cotizados a precio internacional.

- Los ingresos por exportaciones aumentaron un 49,1% t/t principalmente como consecuencia del aumento de las exportaciones de granos y harinas, debido al aumento estacional de su demanda, el incremento en la venta de jet fuel y fuel oil, entre otros productos, beneficiados por mayores precios internacionales.

Desglose Costos Consolidados	2T21	1T22	2T22	A/A Δ	T/T Δ	6M21	6M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Costo de extracción	(460)	(534)	(610)	32,7%	14,3%	(871)	(1.143)	31,3%
Otros Upstream	(101)	(56)	(85)	-15,8%	52,1%	(160)	(141)	-11,7%
Costo de refinación y logística	(255)	(289)	(344)	34,9%	19,0%	(484)	(633)	30,8%
Otros Downstream	(112)	(108)	(148)	32,0%	36,9%	(210)	(255)	21,9%
G&E, Corpo. & Otros	(87)	(126)	(171)	96,0%	36,2%	(152)	(297)	95,5%
<b>Total Costos Operativos</b>	<b>(1.015)</b>	<b>(1.112)</b>	<b>(1.358)</b>	<b>33,8%</b>	<b>22,1%</b>	<b>(1.876)</b>	<b>(2.470)</b>	<b>31,7%</b>
Depreciaciones & Amortizaciones	(835)	(651)	(693)	-17,0%	6,4%	(1.582)	(1.344)	-15,1%
Ragalias	(187)	(216)	(242)	29,1%	12,1%	(358)	(457)	27,6%
Otros	(139)	(123)	(186)	34,6%	52,1%	(232)	(309)	33,1%
<b>Total Otros Costos</b>	<b>(1.161)</b>	<b>(989)</b>	<b>(1.121)</b>	<b>-3,4%</b>	<b>13,3%</b>	<b>(2.173)</b>	<b>(2.110)</b>	<b>-2,9%</b>
Importación de combustibles	(95)	(334)	(346)	265,3%	3,5%	(170)	(680)	301,0%
Compras de crudo a terceros	(248)	(256)	(310)	25,0%	21,1%	(500)	(566)	13,1%
Compras de biocombustibles	(90)	(167)	(253)	182,9%	51,5%	(198)	(421)	112,6%
Compras agro non-oil	(322)	(196)	(503)	56,1%	156,7%	(440)	(698)	58,6%
Otras compras	(195)	(191)	(313)	60,6%	64,1%	(361)	(504)	39,8%
Variación de existencias	86	3	210	144,6%	7028,6%	111	213	91,8%
<b>Total de Compras y Variaciones de Stock</b>	<b>(863)</b>	<b>(1.141)</b>	<b>(1.515)</b>	<b>75,5%</b>	<b>32,8%</b>	<b>(1.557)</b>	<b>(2.655)</b>	<b>70,5%</b>
Otros resultados operativos, netos	(1)	(14)	(12)	2219,8%	-15,4%	(4)	(25)	623,8%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
<b>Total Costos Operativos + Compras + Deterioro de Activos</b>	<b>(3.039)</b>	<b>(3.256)</b>	<b>(4.005)</b>	<b>31,8%</b>	<b>23,0%</b>	<b>(6.295)</b>	<b>(7.261)</b>	<b>15,3%</b>

Las variaciones de existencias incluyen efecto precio por US \$ 62 millones en el 2T21, US\$ (18) millones en el 1T22 y US\$131 en el 2T22

Respecto a los costos, durante el trimestre los costos operativos alcanzaron US\$1.358 millones, representando un incremento del 22,1% respecto al 1T22. Esto se debió principalmente a las presiones inflacionarias y el impacto de los aumentos salariales negociados con los sindicatos en abril, combinado con un aumento en la actividad de equipos de *pulling*, mayores gastos de transporte derivados del incremento en los volúmenes de ventas y un aumento de los costos de la energía. Dichos factores empujaron al alza la estructura de costos medida en dólares, en un contexto de desaceleración del ritmo de devaluación del peso argentino. En la misma línea, el OPEX total creció un 33,8% a/a, impulsado por el proceso inflacionario mencionado anteriormente y por un aumento del nivel de actividad, teniendo en cuenta que la actividad en el 2T21 aún no se había recuperado totalmente de los efectos de la pandemia.

**Las compras y variaciones de stock se incrementaron 32.8% 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 naftas y gasoil del 3,3% t/t, impulsado principalmente por un aumento del 53,5% en los precios, parcialmente compensado por una contracción del 32,7% en los volúmenes, representando el 8,1% de las ventas totales de combustibles contra el 12,7% del trimestre anterior. La disminución en los niveles de importación de combustible, en un contexto de incremento de demanda, fue posible gracias al aumento de los niveles de procesamiento en nuestras refinerías, un alza en las compras de biocombustibles y consumo de existencias.

- Las compras de crudo crecieron un 21,1% t/t, a causa de un incremento del 6,8% en volúmenes y un 13,4% en precios debido al aumento local de los precios de combustibles permitió mejorar el precio local de crudo. Como consecuencia, los niveles de procesamiento diarios en las refinerías mostraron un incremento secuencial del 1,8%.
- Las compras de productos *non oil* para el negocio del Agro, se incrementaron en 156,7%, principalmente motivadas por el aumento sustancial en la demanda de granos y harinas por motivos estacionales, alineado con mayores ventas de productos non oil.
- Las compras de biocombustibles registraron un aumento del 51,5%, a raíz del incremento del 82,2% y 25,4% en biodiesel y bioetanol, respectivamente. Las variaciones en las compras de biodiesel se pueden explicar por el aumento de demanda de gasoil durante el trimestre y un incremento en los niveles de aditivación requeridos por el gobierno más un aumento temporal adicional por un periodo de dos meses, a partir de mediados de junio. Adicionalmente, los precios del biodiesel y bioetanol crecieron un 18,3% y 22,2% respectivamente.

En relación con los inventarios, se registró una variación positiva de existencias de US\$210 millones durante el 2T22, principalmente debido a un aumento en los volúmenes de existencias de productos non oil para el negocio Agro y un incremento en el costo de reposición de nuestros inventarios; parcialmente compensada por una reducción en los stocks de nafta y gasoil.

Desglose Resultado neto	2T21	1T22	2T22	A/A Δ	T/T Δ	6M21	6M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
<b>Resultado operativo</b>	310	380	850	174,0%	123,9%	388	1.229	2
Intereses en asociadas y negocios conjuntos	15	115	133	800,1%	15,9%	73	248	241,9%
Resultados financieros, netos	(116)	(44)	(4)	-96,4%	-90,4%	(165)	(48)	-71,0%
<b>Resultado antes de impuestos</b>	209	451	979	368,4%	117,0%	296	1.430	4
Impuesto a las ganancias	(701)	(203)	(181)	-74,2%	-10,7%	(813)	(384)	-52,8%
<b>Resultado neto</b>	(492)	248	798	N/A	221,5%	(517)	1.046	N/A
<b>Resultado neto antes de deterioro de activos</b>	(492)	248	798	N/A	221,5%	(517)	1.046	N/A

**Los resultados financieros netos del 2T22 representaron una pérdida de US\$ 4 millones** en comparación con la pérdida de US\$ 44 millones registrada en el 1T22. Esto se debió principalmente a una mayor ganancia en la diferencia de cambio, debido a una mayor devaluación t/t.

Como resultado de la evolución operativa y financiera, el resultado antes del impuesto a las ganancias para el 2T22 alcanzó un resultado positivo de US\$ 979 millones, con un aumento de más del 100% t/t, mientras que el resultado neto del trimestre resultó en una ganancia de US\$ 798 millones, frente a la ganancia neta de US\$ 248 millones del 1T22.

### 3. EBITDA Y RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO

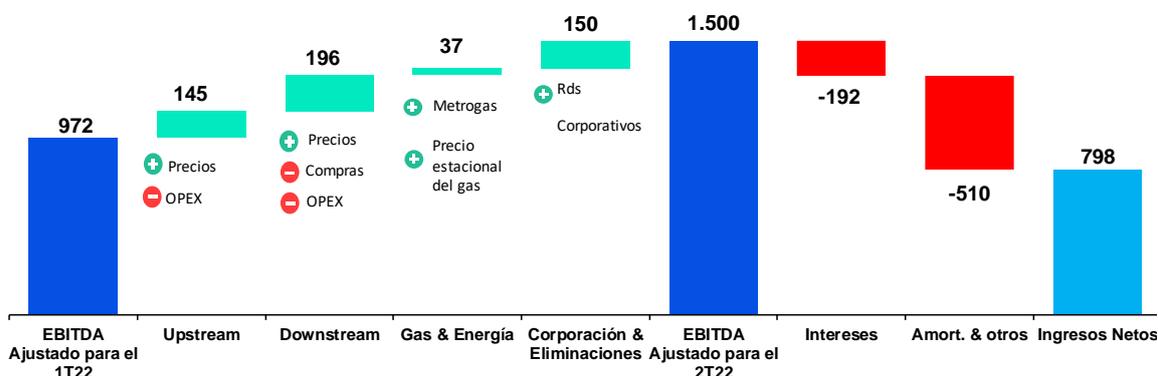
El EBITDA ajustado del 2T22 ascendió a US\$ 1.500 millones, mostrando un aumento del 54,3% secuencialmente y creciendo un 38,4% en comparación con el 2T21. El incremento secuencial se explica por el aumento de los precios de venta en casi todos los productos, incluyendo el gasoil, naftas, gas natural y otros productos con correlación a cotizaciones internacionales, junto con el incremento en los niveles de producción y procesamiento de crudo, parcialmente compensado por mayores costos operativos.

La conciliación entre el EBITDA y el EBITDA ajustado se presenta en los cuadros siguientes.

Reconciliación EBITDA Ajustado	2T21	1T22	2T22	A/A Δ	T/T Δ	6M21	6M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Resultado neto	(492)	248	798	N/A	221,5%	(517)	1.046	N/A
Resultados financieros, netos	116	44	4	-96,4%	-90,4%	165	48	-71,0%
Intereses en asociadas y negocios conjuntos	(15)	(115)	(133)	800,1%	15,9%	(73)	(248)	241,9%
Impuesto a las ganancias	701	203	181	-74,2%	-10,7%	813	384	-52,8%
Perforaciones exploratorias improductivas	1	5	2	323,8%	-48,3%	1	7	1144,2%
Depreciaciones y amortizaciones	835	651	693	-17,0%	6,4%	1.582	1.344	-15,1%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
<b>EBITDA</b>	<b>1.146</b>	<b>1.035</b>	<b>1.545</b>	<b>34,8%</b>	<b>49,2%</b>	<b>1.971</b>	<b>2.580</b>	<b>30,9%</b>
Arrendamientos opex	(63)	(65)	(63)	0,2%	-1,9%	(124)	(128)	3,3%
Otros ajustes	2	2	19	1030,7%	1011,2%	4	20	408,7%
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>1.084</b>	<b>972</b>	<b>1.500</b>	<b>38,4%</b>	<b>54,3%</b>	<b>1.851</b>	<b>2.473</b>	<b>33,6%</b>

EBITDA por segmento	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Corporación y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Cifras no auditadas, en US\$ millones						
Resultado Operativo	337	625	40	(94)	(58)	850
Depreciaciones y amortizaciones	506	138	21	29	(1)	693
Perforaciones exploratorias improductivas	2	-	-	-	-	2
Deterioro de activos	-	-	-	-	-	-
<b>EBITDA</b>	<b>845</b>	<b>763</b>	<b>61</b>	<b>(65)</b>	<b>(59)</b>	<b>1.545</b>
Arrendamientos Opex	(39)	(19)	(6)	-	-	(63)
Otros ajustes	1	1	(1)	18	-	19
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>807</b>	<b>745</b>	<b>54</b>	<b>(47)</b>	<b>(59)</b>	<b>1.500</b>

El siguiente gráfico resume las principales variaciones del EBITDA Ajustado entre el 2T22 y el 1T22 por segmentos de negocio:



Downstream excluye el efecto precio de la variación de stock de productos derivados del petróleo

## 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO

### 4.1. UPSTREAM

Producción	2T21	1T22	2T22	A/A Δ	T/T Δ	6M21	6M22	A/A Δ
Cifras no auditadas								
<b>Desglose producción</b>								
<b>Producción Crudo (Kbbld)</b>	<b>210,2</b>	<b>222,1</b>	<b>225,3</b>	<b>7,2%</b>	<b>1,4%</b>	<b>208,9</b>	<b>223,8</b>	<b>7,1%</b>
Convencional	157,0	148,7	<b>148,3</b>	-5,6%	-0,3%	157,7	<b>148,5</b>	-5,8%
Shale	49,8	70,4	<b>73,9</b>	48,3%	5,0%	48,1	<b>72,1</b>	49,9%
Tight	3,3	3,1	<b>3,2</b>	-4,5%	4,5%	3,2	<b>3,1</b>	-0,9%
<b>Producción NGL (Kbbld)</b>	<b>36,6</b>	<b>44,2</b>	<b>41,7</b>	<b>14,0%</b>	<b>-5,7%</b>	<b>33,1</b>	<b>43,0</b>	<b>30,0%</b>
Convencional	18,3	15,8	<b>16,8</b>	-8,4%	6,4%	17,3	<b>16,3</b>	-6,0%
Shale	16,5	26,9	<b>23,7</b>	43,5%	-11,9%	14,3	<b>25,3</b>	77,2%
Tight	1,8	1,6	<b>1,3</b>	-29,0%	-19,1%	1,5	<b>1,4</b>	-5,3%
<b>Producción Gas (Mm3d)</b>	<b>34,1</b>	<b>38,1</b>	<b>37,6</b>	<b>10,4%</b>	<b>-1,2%</b>	<b>32,9</b>	<b>37,8</b>	<b>14,9%</b>
Convencional	17,7	15,5	<b>15,2</b>	-14,1%	-1,9%	17,9	<b>15,3</b>	-14,1%
Shale	8,6	15,3	<b>15,5</b>	80,5%	1,2%	7,5	<b>15,4</b>	105,8%
Tight	7,8	7,3	<b>7,0</b>	-10,8%	-4,5%	7,6	<b>7,1</b>	-6,1%
<b>Producción Total (Kboed)</b>	<b>461,1</b>	<b>505,8</b>	<b>503,7</b>	<b>9,2%</b>	<b>-0,4%</b>	<b>449,1</b>	<b>504,7</b>	<b>12,4%</b>
Convencional	286,6	261,9	<b>260,6</b>	-9,1%	-0,5%	287,3	<b>261,3</b>	-9,1%
Shale	120,2	193,3	<b>194,7</b>	62,1%	0,7%	109,3	<b>194,0</b>	77,5%
Tight	54,3	50,6	<b>48,3</b>	-11,0%	-4,4%	52,5	<b>49,4</b>	-5,8%
<b>Precios promedio de realización</b>								
Crudo (USD/bbl)	51,6	58,9	<b>65,1</b>	26,2%	10,6%	50,9	<b>62,0</b>	21,9%
Gas Natural (USD/MMBTU) (*)	3,9	3,0	<b>3,9</b>	0,7%	29,6%	3,4	<b>3,4</b>	1,1%

(\*) Precio promedio de venta para terceros

**La producción total de hidrocarburos se mantuvo relativamente estable de forma secuencial**, debido a la continua tendencia alcista de la producción *shale* de crudo que varió un 1,4% t/t., a una leve disminución de la producción de gas natural y a una reducción del 5,7% en la producción de NGL, producto de una parada temporal de nuestra planta no operada “Aguada Pichana Este” durante abril y por restricciones de evacuación en La Calera que se resolverán durante el mes de agosto. En términos interanuales, se logró un crecimiento de la producción del 9,2%, impulsado por una extraordinaria expansión de nuestra producción no convencional, con un aumento del 48,3% en la producción del crudo *shale* y un 26,1% en la producción de *shale* gas. Como resultado, la producción no convencional representó en el 2T22 el 38,7% de la producción total de hidrocarburos, frente al 26,1% del año anterior.

**La producción promedio diaria de crudo aumentó un 1,4% t/t**, impulsada por un incremento del 5,0% en *shale*, que se vio ligeramente compensada por una contracción del 0,3% en nuestros yacimientos convencionales, donde los resultados positivos en la recuperación terciaria no fueron suficientes para mitigar la tasa de declino natural de nuestros yacimientos maduros. En este sentido, la recuperación terciaria en Manantiales Behr impulsó un aumento de la producción del yacimiento en 5,0% secuencialmente, alcanzando un nuevo récord de producción de petróleo de 26,4 miles bbl/día en el mes de junio, con 8 unidades de inyección de polímeros (PIUs) en funcionamiento para expandir la producción de petróleo a través de la recuperación mejorada en el área. Cabe destacar que una de las unidades mencionadas fue puesta en marcha durante el 2T22. En la actualidad, la recuperación terciaria representa el 26% de la producción total en Manantiales Behr. Adicionalmente, como parte de nuestra estrategia de expandir la recuperación terciaria,

continuamos con un proyecto piloto de recuperación mejorada en el área de El Trebol, utilizando el método de recuperación testeado en Manantiales Behr, con resultados muy promisorios.

Por otro lado y con relación a nuestra producción convencional, cabe destacar que durante el segundo trimestre completamos los trabajos de perforación de 4 pads en Loma Campana, que contienen los 3 pozos más grandes en Vaca Muerta con más de 4.400 metros de longitud horizontal. Adicionalmente, se perforó un segundo pad en el bloque Aguada del Chañar, que es nuestro desarrollo más nuevo dentro de nuestro “core hub” de crudo *shale*, en su totalidad propiedad de YPF.

**En lo que respecta al gas natural, la producción diaria disminuyó un 1,2% t/t**, impulsada por una contracción en nuestros yacimientos convencionales del 1,9%, como resultado principalmente, del declino natural en los activos convencionales de Loma la Lata y Estación Fernández Oro y a una menor demanda debido a condiciones climáticas que afectaron levemente la producción del mes de mayo; parcialmente compensado por un aumento en la producción de *shale* del 1,2%.

**En cuanto al Midstream, seguimos centrados en las obras necesarias para destrabar la continua expansión de Vaca Muerta.** En ese sentido, en abril 2022 hemos completado, a través de nuestra subsidiaria Oldelval, la renovación de 4 estaciones de bombeo dentro del ducto que conecta Vaca Muerta con Puerto Rosales y continuamos agregando polímeros como agentes reductores de arrastre con el objetivo de aumentar la capacidad de la cañería al reducir la fricción. Como resultado, la capacidad actual de evacuación a Puerto Rosales es de 44 km<sup>3</sup>/d aproximadamente, y permite evacuar la producción de crudo sin restricciones de capacidad.

**Los precios de venta del crudo y gas durante el trimestre se incrementaron t/t.** El precio promedio de venta del crudo aumentó un 10,6% debido a los ajustes a los precios locales de combustibles realizados durante el trimestre, alcanzando los U\$S65,1 por barril y, beneficiándose sólo parcialmente de la mejora de los precios internacionales, ya que el crudo local siguió negociándose entre productores y refinadores locales en un marco de acuerdo común que busca amortiguar el impacto de la alta volatilidad de los precios internacionales en el precio del surtidor local. En lo que respecta al gas natural, el precio promedio con clientes en el trimestre fue de 3,9 US\$/MMBTU, aumentando un 29,6% t/t, debido al factor estacional contenido dentro del Plan GasAr entre mayo y septiembre.

**Los ingresos totales del segmento en el 2T22 alcanzaron los US\$ 1.749 millones, un aumento del 13,6% respecto al 1T22 y del 26,2% interanual.**

- Los ingresos de crudo se expandieron un 9,6% t/t, principalmente debido al incremento del 10,6% en los precios como se mencionó anteriormente.
- Los ingresos de gas natural aumentaron un 25,8% t/t producto de un aumento estacional en los precios de venta del 29,6%, parcialmente compensados por una contracción en los volúmenes de 2,9%.

Resultados Upstream								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						6M21	6M22	A/A Δ
Crudo	971	1.152	1.263	30,1%	9,6%	1.921	2.415	25,7%
Gas natural	423	387	487	14,9%	25,8%	709	873	23,2%
Otros	(9)	1	(1)	-93,3%	N/A	3	0	-90,3%
<b>Ingresos</b>	<b>1.385</b>	<b>1.539</b>	<b>1.749</b>	<b>26,2%</b>	<b>13,6%</b>	<b>2.633</b>	<b>3.288</b>	<b>24,9%</b>
Depreciaciones y amortizaciones	(663)	(476)	(506)	-23,7%	6,2%	(1.244)	(981)	-21,1%
Costo de extracción	(460)	(534)	(610)	32,7%	14,3%	(871)	(1.143)	31,3%
Regalías	(187)	(213)	(239)	27,5%	12,3%	(358)	(451)	25,9%
Gastos de exploración	(8)	(10)	(13)	53,3%	24,2%	(10)	(23)	129,3%
Otros	(79)	(88)	(45)	-43,6%	-49,4%	(143)	(133)	-6,9%
<b>Resultado operativo antes de deterioro de activos</b>	<b>(12)</b>	<b>219</b>	<b>337</b>	<b>N/A</b>	<b>54,1%</b>	<b>7</b>	<b>556</b>	<b>8143,5%</b>
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
<b>Resultado operativo</b>	<b>(12)</b>	<b>219</b>	<b>337</b>	<b>N/A</b>	<b>54,1%</b>	<b>7</b>	<b>556</b>	<b>8143,5%</b>
Depreciaciones y amortizaciones	663	476	506	-23,7%	6,2%	1.244	981	-21,1%
Perforaciones exploratorias improductivas	1	5	2	323,8%	-48,3%	1	7	1144,2%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
<b>EBITDA</b>	<b>652</b>	<b>699</b>	<b>845</b>	<b>29,7%</b>	<b>20,8%</b>	<b>1.252</b>	<b>1.545</b>	<b>23,4%</b>
Arrendamientos opex	(38)	(37)	(39)	1,1%	3,4%	(77)	(76)	-1,3%
Otros ajustes	0	(0)	(1)	N/A	235,8%	0	(1)	N/A
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>614</b>	<b>662</b>	<b>807</b>	<b>31,6%</b>	<b>21,9%</b>	<b>1.175</b>	<b>1.469</b>	<b>25,1%</b>
<b>Inversiones</b>	<b>480</b>	<b>606</b>	<b>730</b>	<b>52,0%</b>	<b>20,5%</b>	<b>905</b>	<b>1.336</b>	<b>47,6%</b>

Cash Costs unitarios								
Cifras no auditadas, en US\$/boe						6M21	6M22	A/A Δ
Costo de extracción	11,0	11,7	13,3	21,4%	13,5%	10,7	12,5	16,9%
Regalías y otros impuestos	4,8	5,2	5,7	17,9%	8,9%	4,8	5,4	12,6%
Otros costos	2,6	1,5	2,1	-18,7%	40,1%	2,2	1,8	-16,3%
<b>Total Cash Costs (US\$/boe)</b>	<b>18,3</b>	<b>18,4</b>	<b>21,0</b>	<b>14,8%</b>	<b>14,3%</b>	<b>17,7</b>	<b>19,7</b>	<b>11,7%</b>

En relación a los costos unitarios, los cash costs aumentaron un 14,3% t/t y un 14,8% a/a, debido, principalmente, a lo siguiente factores:

- Los costos de extracción aumentaron en un 14,3% t/t, principalmente debido a la aceleración de un proceso inflacionario generalizado; el impacto de los aumentos salariales negociados con los sindicatos en abril, mayor nivel de actividad y costos de energía, combinados con un menor ritmo de depreciación de la moneda local. En comparación con el 2T21, los costos de extracción aumentaron en un 14,8%, debido al proceso inflacionario mencionado anteriormente y considerando adicionalmente que el 2T21 todavía se encontraba afectado por el bajo nivel de actividad, producto de la pandemia. Al desglosar los costos de extracción por tipo de operación en el 2T22, obtenemos un costo de US\$ 3,8 por BOE en nuestros campos no convencionales, marcando una disminución de 1,1% t/t, y US\$ 17,6 por BOE en los yacimientos convencionales, un incremento del 16,4% t/t. Los costos de extracción en nuestro *shale core hub*, alcanzaron nuevos niveles de reducción pasando de 3,7 usd/boe en el 1T22 a 3,5 usd/boe en 2T22.
- Las regalías y otros impuestos aumentaron en un 8,9% secuencialmente, donde las regalías de gas incrementaron un 26,1% y las regalías de crudo un 6,4%, principalmente debido a mayores precios de ventas.
- El incremento en "Otros costos", se explica principalmente por algunos cargos extraordinarios registrados durante el 2T22.

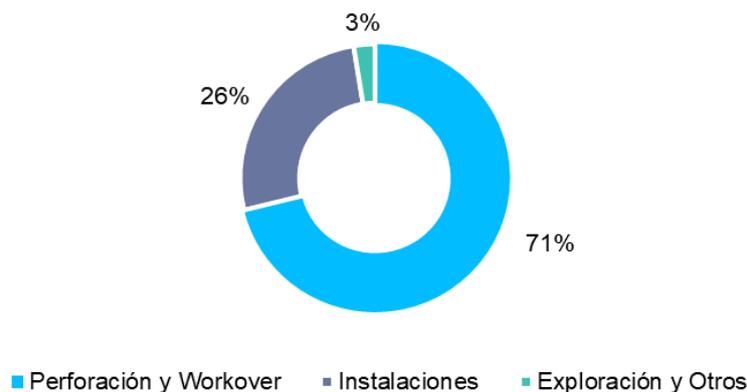
En resumen, el EBITDA ajustado del segmento Upstream alcanzó los US\$ 807 millones durante el trimestre. Esto implicó un aumento del 21,9% t/t y del 31,6% en comparación con el 2T21.

### **Inversiones:**

Las inversiones del Upstream alcanzaron US\$ 730 millones durante el trimestre, incrementando un 20,5% secuencialmente, y un 52,0% a/a. Del total, un 71% se destinó a actividades de perforación y workover, el 26% a nuevas instalaciones o a la ampliación de las existentes, y el 3% restante a la exploración y otras actividades.

Durante este trimestre, las actividades de perforación y workover continuaron desarrollándose de acuerdo a lo esperado, completando así 59 nuevos pozos en nuestros bloques operados. Con respecto a la actividad no convencional, en este trimestre completamos un total de 29 nuevos pozos, incluyendo 23 de crudo *shale* y 6 de *shale* gas. Adicionalmente, cabe destacar que, dentro del bloque Badurria Sur, se continuaron los trabajos de construcción de una Planta de Tratamiento de Crudo, que se convertirá en la tercera planta dentro de nuestro *core hub* de operaciones de crudo, junto con los trabajos de expansión de la Planta de Tratamiento de Crudo en el área La Amarga Chica.

En cuanto a la actividad convencional, la actividad continuó enfocada en inversiones de sustentabilidad con el objetivo de reducir riesgos y ganar confiabilidad en ciertas instalaciones, así como movilizar recursos hacia la recuperación terciaria, donde continuamos enfocados en el proyecto principal en Manantiales Behr e iniciando pilotos en las zonas de El Trébol, Los Perales y Cañadón León.



## 4.2. DOWNSTREAM

Información Operativa Downstream	2T21	1T22	2T22	A/A Δ	T/T Δ	6M21	6M22	A/A Δ
Cifras no auditadas								
Crudo procesado (Kboed)	266,4	282,6	287,7	8,0%	1,8%	269,9	285,2	5,7%
Utilización refinarias (%)	81%	86%	88%	650bps	156bps	82%	87%	5,7%
<b>Volumenes de ventas</b>								
<b>Venta productos refinados (Km3)</b>	<b>4.264</b>	<b>4.411</b>	<b>4.650</b>	<b>9,1%</b>	<b>5,4%</b>	<b>8.405</b>	<b>9.062</b>	<b>7,8%</b>
Mercado local	3.976	4.061	4.323	8,7%	6,5%	7.877	8.383	6,4%
por nafta	1.032	1.410	1.364	32,1%	-3,3%	2.271	2.774	22,1%
por gasoil	1.931	2.030	2.284	18,3%	12,5%	3.742	4.314	15,3%
Mercado externo	288	351	328	13,6%	-6,6%	527	678	28,6%
<b>Venta productos petroquímicos (Ktn)</b>	<b>229</b>	<b>215</b>	<b>217</b>	<b>-5,3%</b>	<b>0,8%</b>	<b>476</b>	<b>432</b>	<b>-9,4%</b>
Mercado local	179	180	189	5,9%	5,1%	345	370	7,1%
Mercado externo	50	35	27	-45,3%	-21,5%	131	62	-52,7%
<b>Venta de granos, harinas y aceites (Ktn)</b>	<b>456</b>	<b>271</b>	<b>517</b>	<b>13,2%</b>	<b>90,5%</b>	<b>751</b>	<b>788</b>	<b>4,9%</b>
Mercado local	11	7	39	243,1%	445,5%	22	46	107,4%
Mercado externo	445	264	478	7,4%	80,9%	729	742	1,8%
<b>Venta de fertilizantes (Ktn)</b>	<b>328</b>	<b>104</b>	<b>166</b>	<b>-49,3%</b>	<b>59,4%</b>	<b>514</b>	<b>270</b>	<b>-47,4%</b>
Mercado local	328	104	166	-49,3%	59,4%	514	270	-47,4%
<b>Precio promedio neto de combustibles en mercado local</b>								
Nafta (USD/m3)	514	532	589	14,6%	10,9%	485	562	15,9%
Gasoil (USD/m3)	546	596	738	35,4%	24,0%	514	670	30,2%

Los precios promedio netos locales de nafta y gasoil son netos de impuestos, comisiones, bonificaciones comerciales y fletes.

Capacidad nominal de 328,1 Kbb/d desde 1T21.

**El crudo procesado durante el trimestre se situó en 287,7 Kbb/d, lo que supone un aumento del 1,8% t/t y del 8,0% a/a.** El nivel de utilización fue de 87,7% y las compras de crudos a terceros aumentaron un 6,8% t/t. Cabe destacar que durante la primera parte del año, logramos alcanzar un récord histórico en la producción de nafta y destilados medios por medio de la maximización de los niveles de conversión en nuestras refinarias, con el fin de reducir parcialmente la dependencia de importaciones.

Las ventas locales de naftas disminuyeron en un 3,3% t/t debido a que el trimestre anterior se vio beneficiado por la suba de la demanda estacional de verano que llegó a sobrepasar los niveles prepandemia en un 8,2%. Por su parte, **los volúmenes de venta de gasoil aumentaron en un 12,5% secuencialmente**, debido a que se alcanzó el máximo histórico trimestral en volúmenes de gasoil despachados, superando en un 16% a los niveles prepandemia del segundo trimestre del 2019.

La demanda récord de gasoil mencionada estresó la oferta logística en ciertas regiones del país, generando algunas limitaciones en la oferta normal a los consumidores. Frente a este aumento excepcional en los niveles de demanda de gasoil, la compañía aumentó los niveles de procesamiento diario de las refinarias; aumentó los niveles de importación, superando los promedios históricos; incrementó los niveles de aditivación en biocombustibles y consumió existencias. Las medidas mencionadas, consiguieron, de manera gradual, normalizar la oferta de gasoil a los consumidores.

**El precio promedio del gasoil en el mercado local en dólares aumentó un 24,0% t/t, mientras que el precio de la nafta se incrementó un 10,9% t/t.** El crecimiento secuencial se debió a la reanudación de los ajustes de precios en el surtidor que tuvieron lugar en mayo y junio, en línea con la estrategia anunciada para compensar la depreciación de la moneda y conseguir, al menos parcialmente,

acompañar la tendencia de los precios internacionales. Además, hemos avanzado con una estrategia de reducir los descuentos en los segmentos mayoristas, incrementando el precio de estos canales por encima del precio surtidor y en algunos segmentos particulares, hemos logrado trasladar las paridades internacionales a los precios locales.

Adicionalmente, durante el 2T22, nos continuamos beneficiando de un contexto de precios altos en la canasta de productos refinados, además de las naftas y el gasoil, que se correlacionan con los precios internacionales y representan aproximadamente el 20% de nuestros ingresos totales. En este sentido, y entre otros productos que están ligados a los precios internacionales, cabe destacar que los petroquímicos, lubricantes y el jet fuel incrementaron sus precios t/t en un 12,7%, 16,9% y 44,2% t/t, respectivamente.

Resultados Downstream	2T21	1T22	2T22	A/A Δ	T/T Δ	6M21	6M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Gasoil	1.111	1.283	<b>1.775</b>	59,7%	38,3%	2.032	<b>3.058</b>	50,5%
Naftas	581	817	<b>880</b>	51,5%	7,8%	1.195	<b>1.697</b>	42,1%
Otros mercado local	638	622	<b>844</b>	32,1%	35,7%	1.102	<b>1.465</b>	32,9%
Mercado externo	442	422	<b>671</b>	51,9%	59,0%	716	<b>1.094</b>	52,7%
<b>Ingresos</b>	<b>2.773</b>	<b>3.144</b>	<b>4.170</b>	<b>50,4%</b>	<b>32,6%</b>	<b>5.045</b>	<b>7.315</b>	<b>45,0%</b>
Depreciaciones y amortizaciones	(140)	(134)	<b>(138)</b>	-1,6%	3,0%	(274)	<b>(272)</b>	-0,9%
Costo de refinación y logística	(255)	(289)	<b>(344)</b>	34,9%	19,0%	(484)	<b>(633)</b>	30,8%
Importación de combustibles	(95)	(334)	<b>(346)</b>	265,3%	3,5%	(170)	<b>(680)</b>	301,0%
Compras de crudo a terceros (intersegmento + a terceros)	(1.219)	(1.434)	<b>(1.596)</b>	31,0%	11,3%	(2.421)	<b>(3.030)</b>	25,2%
Compras de biocombustibles	(90)	(167)	<b>(253)</b>	182,9%	51,5%	(198)	<b>(421)</b>	112,6%
Compras agro non-oil	(322)	(196)	<b>(503)</b>	56,1%	156,7%	(440)	<b>(698)</b>	58,6%
Otros	(310)	(280)	<b>(365)</b>	17,9%	30,3%	(517)	<b>(646)</b>	25,0%
<b>Resultado operativo antes de deterioro de activos</b>	<b>343</b>	<b>310</b>	<b>625</b>	<b>82,4%</b>	<b>101,7%</b>	<b>541</b>	<b>935</b>	<b>72,7%</b>
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
<b>Resultado operativo</b>	<b>343</b>	<b>310</b>	<b>625</b>	<b>82,4%</b>	<b>101,7%</b>	<b>541</b>	<b>935</b>	<b>72,7%</b>
Depreciaciones y amortizaciones	140	134	<b>138</b>	-1,6%	3,0%	274	<b>272</b>	-0,9%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
<b>EBITDA</b>	<b>483</b>	<b>444</b>	<b>763</b>	<b>58,0%</b>	<b>72,0%</b>	<b>815</b>	<b>1.206</b>	<b>47,9%</b>
Arrendamientos opex	(20)	(19)	<b>(19)</b>	-4,3%	-2,4%	(36)	<b>(38)</b>	7,0%
Otros ajustes	0	1	<b>1</b>	2285,1%	13,9%	1	<b>2</b>	117,4%
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>463</b>	<b>425</b>	<b>745</b>	<b>60,8%</b>	<b>75,2%</b>	<b>780</b>	<b>1.170</b>	<b>49,9%</b>
Resultados por tenencia (RxT) de crudo y productos asociados	61	68	<b>192</b>	211,8%	181,8%	169	<b>260</b>	53,6%
<b>EBITDA Ajustado excl. RxT de crudo y productos asociados</b>	<b>402</b>	<b>357</b>	<b>553</b>	<b>37,7%</b>	<b>54,9%</b>	<b>611</b>	<b>910</b>	<b>48,9%</b>
<b>Inversiones</b>	<b>81</b>	<b>105</b>	<b>171</b>	<b>111,1%</b>	<b>62,3%</b>	<b>132</b>	<b>276</b>	<b>108,6%</b>

Los ingresos del Downstream durante el 2T22 ascendieron a US\$ 4.170 millones, lo que supone un incremento del 32,6% en comparación con el 1T22, impulsado principalmente por el aumento de los precios promedios de los combustibles; de los productos con precios locales correlacionados con referencias internacionales; y destacando el aumento secuencial de la demanda local de gasoil.

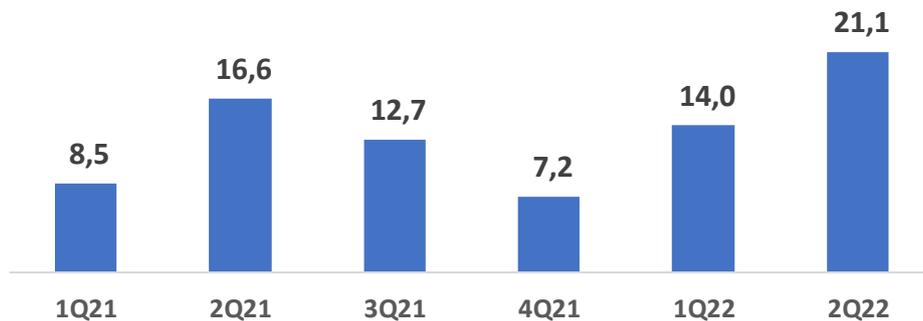
Los costos de refino y logística crecieron un 19,0% t/t, principalmente debido al aumento de los trabajos regulares de mantenimiento y el incremento en los costos de energía en nuestras refinerías, sumado a mayores gastos de transporte derivados del incremento en los volúmenes de ventas.

Por su parte, las importaciones de nafta y gasoil aumentaron en un 3,3% t/t, principalmente como consecuencia de los mayores precios, parcialmente compensados por una disminución en los volúmenes. Las compras de crudo (incluidas las compras intersegmento a nuestro negocio del Upstream) se incrementaron en un 11,3% de la mano del incremento en los precios de venta de crudo y mayores volúmenes procesados. Las compras de biocombustibles se alinearon con el crecimiento secuencial de la demanda de gasoil y un aumento en los niveles de aditivación más un incremento temporal adicional requerido por el Gobierno Nacional durante dos meses, a partir de mediados de junio. Las compras de productos *non oil* para el negocio agro crecieron en un 156,7%, principalmente por la expansión estacional de la demanda de

fertilizantes y granos, alineadas con el crecimiento secuencial de ventas en productos *non oil* para el negocio agro.

**Como resultado, el EBITDA ajustado de Downstream, excluyendo el efecto precio de la variación de stock de productos producidos, ascendió a U\$S 21,1 por barril.** Dentro del segmento del Downstream, el EBITDA ajustado de Refino y Marketing alcanzó los U\$S 18.5 por barril de crudo procesado. Cabe destacar que estos resultados se obtienen en un contexto de precios muy favorable, principalmente en productos cuyos precios correlacionan con el precio internacional del Brent, como petroquímicos, lubricantes, jet fuel, GLP y otros, que representan alrededor del 25% de los ingresos del Downstream.

### Ajd. EBITDA Downstream (usd/bbl)



Downstream excluye el efecto precio de la variación de stock de productos derivados del petróleo

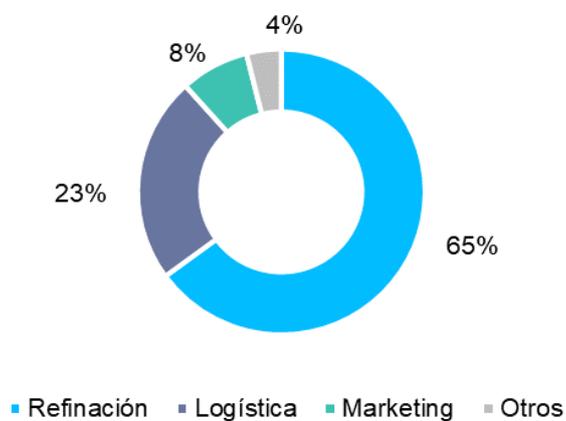
### Inversiones:

**Las inversiones en Downstream ascendieron a US\$ 171 millones en el trimestre, mostrando un incremento de 62,3% t/t y de 111,1% a/a.**

Durante el 2T22, continuamos con la ejecución del proyecto de nuevas especificaciones de combustibles, que incluye la construcción de una nueva unidad de hidrot ratamiento de gasoil en la refinería de Luján de Cuyo, la construcción de unidades de hidrot ratamiento de naftas y la renovación de unidades existentes en el Complejo Industrial de La Plata. El objetivo de estas obras es cumplir con las nuevas especificaciones de los combustibles establecidas por la Resolución N° 576/2019, que entrará en vigencia en 2024. Además, se avanzó en la obra de reacondicionamiento de la Unidad Topping D de la Refinería La Plata, que permitirá un mayor procesamiento de crudo, con un cronograma que proyecta estar listo a principios de 2024.

En cuanto a las inversiones en el Midstream oil, segmento que consolida dentro en el negocio del Downstream, iniciamos la construcción del oleoducto La Amarga Chica-Puesto Hernández, un proyecto con una inversión total de US\$ 230 millones, concentrados en su mayor parte en el año 2023. Esta obra permitirá aumentar la evacuación de crudo desde nuestros bloques centrales hacia el norte de la provincia de Neuquén, para ser exportado a Chile a través del Oleoducto Transandino -que se espera que vuelva a operar a principios del próximo año -, o redirigido a nuestra refinería de Luján de Cuyo.

Durante este trimestre, también continuamos invirtiendo en mejorar las condiciones de seguridad de nuestros empleados y edificios, cumpliendo con las regulaciones ambientales vigentes en nuestras refinerías, operaciones logísticas y despacho de productos.



## 4.3. GAS Y ENERGÍA

Resultados Gas y Energía	2T21	1T22	2T22	A/A Δ	T/T Δ	6M21	6M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ventas como productores de gas natural (intersegmento + a terceros)	427	388	493	15,5%	27,0%	712	881	23,7%
Ventas de gas natural al segmento retail	109	61	138	26,9%	125,1%	166	199	19,9%
Otros	43	85	117	174,7%	37,4%	70	203	189,8%
<b>Ingresos</b>	<b>578</b>	<b>535</b>	<b>748</b>	<b>29,4%</b>	<b>39,9%</b>	<b>948</b>	<b>1.283</b>	<b>35,3%</b>
Depreciaciones y amortizaciones	(13)	(22)	(21)	65,8%	-6,6%	(25)	(43)	74,6%
Compras de gas natural (intersegmento + a terceros)	(424)	(397)	(490)	15,3%	23,3%	(713)	(887)	24,3%
Otros	(130)	(112)	(197)	52,0%	76,0%	(230)	(310)	34,4%
<b>Resultado operativo antes de deterioro de activos</b>	<b>11</b>	<b>3</b>	<b>40</b>	<b>259,7%</b>	<b>1182,2%</b>	<b>(20)</b>	<b>43</b>	<b>N/A</b>
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
<b>Resultado operativo</b>	<b>11</b>	<b>3</b>	<b>40</b>	<b>259,7%</b>	<b>1182,2%</b>	<b>(20)</b>	<b>43</b>	<b>N/A</b>
Depreciaciones y amortizaciones	13	22	21	65,8%	-6,6%	25	43	74,6%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
<b>EBITDA</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>61</b>	<b>156,9%</b>	<b>139,3%</b>	<b>5</b>	<b>86</b>	<b>1780,7%</b>
Arrendamientos opex	(5)	(8)	(6)	10,6%	-25,5%	(11)	(14)	23,5%
Otros ajustes	1	(0)	(1)	N/A	82,9%	3	(1)	N/A
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>20</b>	<b>17</b>	<b>54</b>	<b>179,1%</b>	<b>215,3%</b>	<b>(3)</b>	<b>72</b>	<b>N/A</b>
<b>Inversiones</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>11</b>	<b>75,1%</b>	<b>62,5%</b>	<b>10</b>	<b>18</b>	<b>73,4%</b>

Los ingresos de Gas y Energía durante el 2T22 ascendieron a US\$ 748 millones, con un incremento del 39,9% respecto al 1T22, impulsado principalmente por un aumento del 27,0% en las ventas de gas natural como productor - 66% de las ventas del segmento -, vinculadas a un incremento del precio del 29,4% debido al efecto estacional en los precios comprendido dentro del Plan GasAr.

Las ventas de gas natural principalmente de nuestra empresa controlada Metrogas S.A. en el segmento de distribución minorista (clientes residenciales y pequeñas empresas) y a grandes clientes (centrales eléctricas e industrias) - 18% de las ventas del segmento - aumentaron en un 125,1 % t/t principalmente por la estacionalidad del negocio minorista.

Al comparar los ingresos de este segmento a/a, se puede apreciar un crecimiento del 29,4%, debido a un incremento del 26,9% en el segmento retail y un 15,5% en las ventas como productores de gas natural. En ambos casos se observa una evolución positiva en la demanda a/a debido a las condiciones climáticas, que se tradujo en un aumento del 15,9% en los volúmenes de ventas al segmento retail y 14,8% en las ventas como productores de gas natural.

Los costos operativos totales, excluyendo depreciaciones y amortizaciones, crecieron 34,9% t/t, principalmente debido al aumento de compras de gas natural en línea con el incremento de las ventas.

En conjunto, el EBITDA ajustado se situó en US\$ 54 millones. Esto refleja un crecimiento del 215,3% comparado con los US\$ 17 millones del 1T22.

#### 4.4. CORPORACIÓN Y OTROS

Resultados Corporación & Otros	2T21	1T22	2T22	A/A Δ	T/T Δ	6M21	6M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ingresos	181	234	280	55,2%	19,8%	324	514	58,6%
Costos operativos y otros	(217)	(294)	(375)	72,6%	27,3%	(403)	(669)	66,1%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	(36)	(60)	(94)	158,7%	56,5%	(78)	(155)	97,2%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N.M
Resultado operativo	(36)	(60)	(94)	158,7%	56,5%	(78)	(155)	97,2%
Depreciaciones y amortizaciones	21	20	29	41,7%	44,6%	42	50	19,5%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N.M
EBITDA	(16)	(40)	(65)	313,7%	62,5%	(37)	(105)	N.M
Arrendamientos opex	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N.M
Otros ajustes	1	1	18	3462,5%	1617,3%	(0)	19	N.M
EBITDA Ajustado	(15)	(39)	(47)	210,0%	21,0%	(37)	(86)	N.M
Inversiones	13	30	21	57,6%	-30,9%	20	50	N.M

Este segmento de negocio incluye principalmente gastos corporativos y otras actividades que no se reportan en ninguno de los segmentos de negocio anteriormente mencionados.

**El EBITDA ajustado del 2T22 de este segmento representó una pérdida de US\$ 47 millones, frente a la pérdida de US\$ 39 millones del 1T22.**

Nuestra subsidiaria AESA, al igual que la unidad de Arenas, mantuvieron su EBITDA ajustado t/t. La pérdida de EBITDA ajustado aumentó secuencialmente en nuestras áreas corporativas debido a un incremento de los gastos de marketing y comunicación, y mayores gastos de tecnología.

Adicionalmente, al comparar la evolución del EBITDA Ajustado a/a, donde se registra una pérdida de más del 200%, se debe considerar que en el 2T21 se registró la venta de un inmueble y las actividades todavía se veían afectadas por los efectos de la pandemia.

## 5. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

### 5.1. RESUMEN ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Flujo de Efectivo	2T21	1T22	2T22	A/A $\Delta$	T/T $\Delta$	6M21	6M22	A/A $\Delta$
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Efectivo al inicio del ejercicio	612	611	795	29,9%	30,2%	1.106	611	-44,8%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	1.001	1.433	1.334	33,3%	-6,9%	2.974	2.768	-6,9%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(531)	(839)	(1.021)	92,3%	21,8%	(1.557)	(1.860)	19,5%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(525)	(370)	(379)	-27,8%	2,5%	(1.689)	(749)	-55,7%
Ajustes de conversión & otros	(17)	(40)	(62)	N.M	54,1%	(183)	(102)	-44,4%
<b>Efectivo al cierre del período</b>	<b>540</b>	<b>795</b>	<b>667</b>	<b>23,5%</b>	<b>-16,1%</b>	<b>650</b>	<b>667</b>	<b>2,7%</b>
Inversiones en activos financieros	395	534	575	45,8%	7,8%	395	575	45,8%
<b>Caja + inversiones corrientes al cierre</b>	<b>935</b>	<b>1.329</b>	<b>1.243</b>	<b>32,9%</b>	<b>-6,5%</b>	<b>1.044</b>	<b>1.243</b>	<b>19,0%</b>
<b>FCF</b>	<b>311</b>	<b>391</b>	<b>310</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-20,8%</b>	<b>540</b>	<b>701</b>	<b>29,6%</b>

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).

En el 2T22 continuamos con la tendencia positiva en nuestro flujo neto de efectivo de actividades operativas, que alcanzó los US\$ 1.343 millones, cubriendo holgadamente nuestro plan de inversiones y el pago de intereses, permitiendo una reducción adicional de la deuda neta. En términos secuenciales, el flujo neto de efectivo de las actividades operativas disminuyó un 6,3% a pesar de los mayores niveles de EBITDA, principalmente debido a las variaciones no monetarias de stock registradas durante el 2T22 y las variaciones negativas del capital de trabajo generadas por factores estacionales en nuestras ventas de gas natural.

El flujo neto de efectivo de las actividades de inversión fue negativo en US\$ 1.021 millones, frente a los US\$839 millones negativos del 1T22. Esta variación se debió principalmente al aumento de las inversiones en activos financieros y de las inversiones en activos físicos erogadas. En el 2T21, el flujo neto de efectivo de las actividades de inversión fue negativo en US\$ 531 millones, un valor significativamente menor que en el 2T22 dado que nuestras actividades de inversión todavía estaban afectadas por la pandemia.

El flujo de caja neto de las actividades de financiación ascendió a US\$ 379 millones negativos en el 2T22, situándose en niveles similares a los registrados en el trimestre anterior. Cabe destacar que continuamos con la reducción de los intereses de la deuda t/t y durante este 2T22 prepagamos un préstamo sindicado en pesos por el equivalente a US\$ 82 millones, como parte de nuestra estrategia proactiva de minimizar los costos de mantenimiento de nuestra posición financiera global.

Como resultado, el flujo de caja libre (FCF) antes del financiamiento de la deuda alcanzó los US\$ 310 millones durante el trimestre, siendo positivo por noveno trimestre consecutivo. La mejora estuvo relacionada con la ya mencionada recuperación de la rentabilidad y la reducción de los intereses de la deuda y parcialmente compensada por el aumento en el programa de inversiones de 2022.

En términos de la administración de nuestra liquidez, nuestra caja e inversiones corrientes al cierre de junio 2022 alcanzaron los US\$ 1.243 millones, una reducción de US\$ 86 millones en comparación al 1T22, incluyendo US\$ 575 millones en bonos soberanos y letras del Tesoro argentino. Durante el 2T22, los bonos soberanos en el mercado secundario experimentaron altos niveles de volatilidad, resultando en una pérdida del 3,5% sobre nuestra liquidez total, al analizar nuestra posición financiera a valor de mercado.

Sin embargo, este impacto no se vio totalmente reflejado en nuestro balance general, debido a que una parte de nuestra posición en bonos soberanos contabiliza sobre la base del devengado dado que se mantienen hasta el vencimiento. Como consecuencia, el impacto neto registrado en nuestra liquidez consolidada fue menor al 2%.

En términos de manejo de caja, durante el trimestre continuamos enfocándonos en minimizar la exposición cambiaria, considerando la normativa vigente que restringe a las compañías de tener liquidez en moneda extranjera. En este sentido, en un contexto de escasez de instrumentos dolarizados en el mercado local y considerando el alto nivel de liquidez que seguimos manteniendo en el trimestre, nuestra exposición cambiaria neta representó el 27% de la liquidez total. Sin embargo, teniendo en cuenta la liquidez invertida en instrumentos indexados a la inflación como cobertura indirecta ante el riesgo de tipo de cambio, la exposición cae al 18%.

## 5.2. DEUDA NETA

Desglose Deuda Neta	2T21	1T22	2T22	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Deuda corto plazo	1.274	523	766	46,6%
Deuda largo plazo	6.160	6.719	6.320	-5,9%
<b>Deuda Total</b>	<b>7.434</b>	<b>7.241</b>	<b>7.085</b>	<b>-2,2%</b>
Tasa de interés promedio para deuda AR\$	35,7%	38,0%	42,4%	
Tasa de interés promedio para deuda US\$	7,6%	7,7%	7,9%	
% deuda en AR\$	6%	5%	3%	
<b>Caja y equivalente de caja</b>	<b>935</b>	<b>1.329</b>	<b>1.243</b>	<b>-6,5%</b>
% caja en AR\$	55%	61%	62%	
<b>Deuda neta</b>	<b>6.499</b>	<b>5.912</b>	<b>5.843</b>	<b>-1,2%</b>

Los tipos de interés medios de la deuda en AR \$ y en US\$ refieren a YPF individual

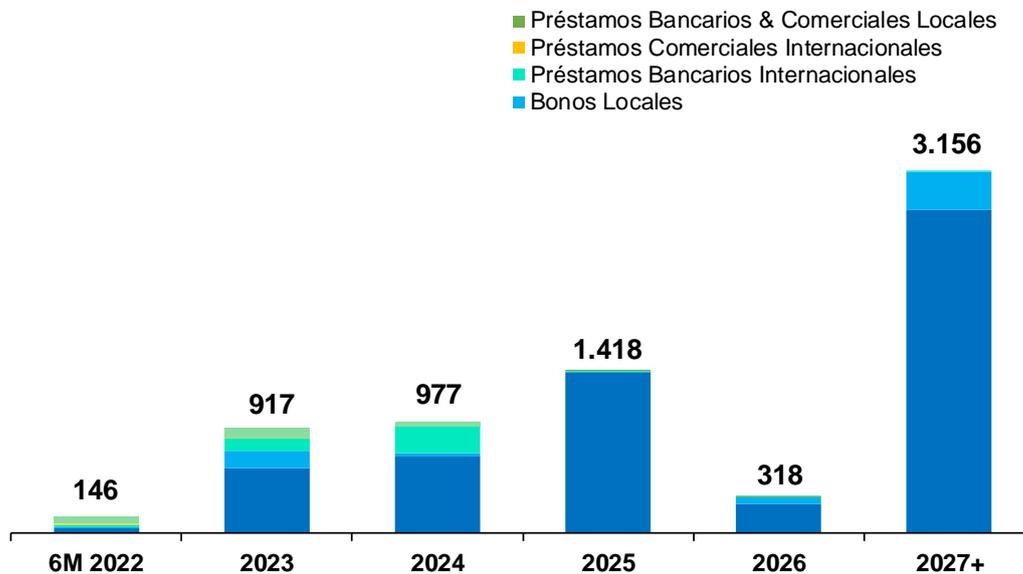
**Al 30 de junio de 2022, la deuda neta consolidada de YPF totalizó US\$ 5.843 millones, con una reducción de US\$ 70 millones t/t.** En términos interanuales, la reducción alcanzó los US\$ 656 millones y, teniendo en cuenta los 9 trimestres consecutivos con flujo de caja libre positivo, la reducción acumulada de la deuda neta asciende a US\$ 1.797 millones.

En el mismo sentido, en el 2T22 logramos una mayor reducción del apalancamiento neto, alcanzando un ratio de deuda neta sobre el EBITDA ajustado de los últimos doce meses de 1,31x, lo que demuestra la tremenda recuperación de nuestro desempeño operativo y financiero, después de haber alcanzado un ratio de apalancamiento neto de 4.9x en el 1T21. Adicionalmente, nuestra posición de liquidez ahora supera cómodamente nuestra deuda a corto plazo, teniendo en cuenta los vencimientos del principal de la deuda por menos de US\$ 641 millones que vencen en los próximos 12 meses.

En cuanto a la actividad de financiación de la deuda y como se mencionó anteriormente, en junio de 2022, YPF prepagó un préstamo sindicado en pesos por el equivalente a US\$ 82 millones. Este préstamo en el que participaron 14 bancos locales se compuso de dos tramos: uno denominado en dólares por un total de US\$ 33 millones, y una denominado en pesos, que fue prepagado. El vencimiento final del tramo en AR\$ era julio de 2024 y devengaba una tasa de interés variable con base en BADLAR más un margen de 6,50%.

Adicionalmente, en abril de 2022, YPF suscribió a un swap de tasas de interés con el objetivo de cubrir nuestra exposición frente al préstamo de la CAF por US\$ 300 millones, con base SOFR, con vencimiento en diciembre de 2024. Los intereses sobre este financiamiento devengan una tasa variable de SOFR a un plazo de 6 meses, más un margen.

Con respecto al perfil de vencimientos, al 30 de junio del 2022 enfrentábamos vencimientos por US\$ 146 millones para los seis meses restantes del 2022, aproximadamente el 40% de los cuales corresponden a amortizaciones de bonos internacionales, y el saldo consiste principalmente en préstamos de bancos locales de corto plazo y financiamiento comercial. El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de principal de la compañía al 30 de junio de 2022, expresado en millones de dólares:



## 6. TABLAS Y NOTAS

## 6.1. ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados	2T21	1T22	2T22	A/A Δ	T/T Δ	6M21	6M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
<b>Ingresos</b>	<b>3.349</b>	<b>3.635</b>	<b>4.855</b>	<b>44,9%</b>	<b>33,5%</b>	<b>5.997</b>	<b>8.490</b>	<b>41,6%</b>
<b>Costos</b>	<b>(2.639)</b>	<b>(2.839)</b>	<b>(3.444)</b>	<b>30,5%</b>	<b>21,3%</b>	<b>(4.878)</b>	<b>(6.283)</b>	<b>28,8%</b>
<b>Resultado bruto</b>	<b>710</b>	<b>796</b>	<b>1.411</b>	<b>98,6%</b>	<b>77,1%</b>	<b>1.120</b>	<b>2.207</b>	<b>97,1%</b>
Gastos de comercialización	(276)	(255)	(377)	36,6%	47,9%	(500)	(631)	26,2%
Gastos de administración	(115)	(138)	(159)	38,3%	15,6%	(218)	(297)	36,5%
Gastos de exploración	(9)	(11)	(13)	53,0%	24,4%	(10)	(24)	128,1%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Otros resultados operativos, netos	(1)	(14)	(12)	2219,8%	-15,4%	(4)	(25)	623,8%
<b>Resultado operativo</b>	<b>310</b>	<b>380</b>	<b>850</b>	<b>174,0%</b>	<b>123,9%</b>	<b>388</b>	<b>1.229</b>	<b>217,0%</b>
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	15	115	133	800,1%	15,9%	73	248	241,9%
<i>Ingresos financieros</i>	206	301	455	121,2%	51,0%	459	757	64,7%
<i>Costos financieros</i>	(376)	(403)	(510)	35,7%	26,7%	(741)	(913)	23,1%
<i>Otros resultados financieros</i>	54	58	51	-6,3%	-11,9%	117	108	-7,6%
Resultados financieros, netos	(116)	(44)	(4)	-96,4%	-90,4%	(165)	(48)	-71,0%
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>209</b>	<b>451</b>	<b>979</b>	<b>368,4%</b>	<b>117,0%</b>	<b>296</b>	<b>1.430</b>	<b>383,5%</b>
Impuesto a las ganancias	(701)	(203)	(181)	-74,2%	-10,7%	(813)	(384)	-52,8%
<b>Resultado neto del período</b>	<b>(492)</b>	<b>248</b>	<b>798</b>	<b>N/A</b>	<b>221,5%</b>	<b>(517)</b>	<b>1.046</b>	<b>N/A</b>
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	(479)	250	790	N/A	216,2%	(502)	1.040	N/A
Resultado neto atribuible al interés no controlante	(13)	(2)	8	N/A	N/A	(15)	6	N/A
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	(1,22)	0,64	2,01	N/A	214,1%	(1,28)	2,65	N/A

Estado de Resultados	2T21	1T22	2T22	A/A Δ	T/T Δ	6M21	6M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en AR\$ millones								
<b>Ingresos</b>	<b>315.873</b>	<b>388.169</b>	<b>578.011</b>	<b>83,0%</b>	<b>48,9%</b>	<b>550.763</b>	<b>966.180</b>	<b>75,4%</b>
<b>Costos</b>	<b>(248.940)</b>	<b>(303.142)</b>	<b>(410.626)</b>	<b>64,9%</b>	<b>35,5%</b>	<b>(447.471)</b>	<b>(713.768)</b>	<b>59,5%</b>
<b>Resultado bruto</b>	<b>66.933</b>	<b>85.027</b>	<b>167.385</b>	<b>150,1%</b>	<b>96,9%</b>	<b>103.292</b>	<b>252.412</b>	<b>144,4%</b>
Gastos de comercialización	(26.021)	(27.224)	(44.888)	72,5%	64,9%	(45.966)	(72.112)	56,9%
Gastos de administración	(10.912)	(14.774)	(19.218)	76,1%	30,1%	(20.037)	(33.992)	69,6%
Gastos de exploración	(804)	(1.123)	(1.553)	93,2%	38,3%	(963)	(2.676)	177,9%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Otros resultados operativos, netos	(55)	(1.457)	(1.370)	2390,9%	-6,0%	(331)	(2.827)	754,1%
<b>Resultado operativo</b>	<b>29.141</b>	<b>40.449</b>	<b>100.356</b>	<b>244,4%</b>	<b>148,1%</b>	<b>35.995</b>	<b>140.805</b>	<b>291,2%</b>
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	1.439	12.229	15.465	974,7%	26,5%	6.555	27.694	322,5%
<i>Ingresos financieros</i>	19.314	32.110	53.736	178,2%	67,3%	41.661	85.846	106,1%
<i>Costos financieros</i>	(35.448)	(43.037)	(60.960)	72,0%	41,6%	(67.771)	(103.997)	53,5%
<i>Otros resultados financieros</i>	5.262	6.332	7.017	33,4%	10,8%	10.947	13.349	21,9%
Resultados financieros, netos	(10.872)	(4.595)	(207)	-98,1%	-95,5%	(15.163)	(4.802)	-68,3%
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>19.708</b>	<b>48.083</b>	<b>115.614</b>	<b>486,6%</b>	<b>140,4%</b>	<b>27.387</b>	<b>163.697</b>	<b>497,7%</b>
Impuesto a las ganancias	(65.970)	(21.666)	(21.551)	-67,3%	-0,5%	(75.896)	(43.217)	-43,1%
<b>Resultado neto del período</b>	<b>(46.262)</b>	<b>26.417</b>	<b>94.063</b>	<b>N/A</b>	<b>256,1%</b>	<b>(48.509)</b>	<b>120.480</b>	<b>N/A</b>
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	(45.017)	26.603	93.087	N/A	249,9%	(47.083)	119.690	N/A
Resultado neto atribuible al interés no controlante	(1.245)	(186)	976	N/A	N/A	(1.426)	790	N/A
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	(114,67)	67,69	236,84	N/A	249,9%	(119,93)	304,53	N/A

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

## 6.2. BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

Balance General Consolidado Cifras no auditadas	En US\$ millones		En AR\$ millones	
	2022-03-31	2022-06-30	2022-03-31	2022-06-30
<b>Activo No Corriente</b>				
Activos intangibles	416	414	46.181	51.816
Propiedades, planta y equipo	16.114	16.323	1.787.255	2.042.489
Activos por derecho de uso	496	521	54.984	65.163
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1.651	1.715	183.092	214.656
Activos por impuesto diferido, netos	15	14	1.625	1.810
Otros créditos	54	50	5.995	6.279
Créditos por ventas	42	40	4.706	5.044
Inversiones en activos financieros	35	179	3.865	22.389
<b>Total del Activo No Corriente</b>	<b>18.823</b>	<b>19.257</b>	<b>2.087.703</b>	<b>2.409.646</b>
<b>Activo Corriente</b>				
Activos mantenidos para su disposición	1	1	111	125
Inventarios	1.510	1.723	167.500	215.577
Activos de contratos	16	17	1.765	2.168
Otros créditos	507	604	56.195	75.523
Créditos por ventas	1.394	1.547	154.630	193.543
Inversiones en activos financieros	534	575	59.182	72.007
Efectivo y equivalentes de efectivo	795	667	88.210	83.501
<b>Total del Activo Corriente</b>	<b>4.757</b>	<b>5.134</b>	<b>527.593</b>	<b>642.444</b>
<b>Total del Activo</b>	<b>23.580</b>	<b>24.391</b>	<b>2.615.296</b>	<b>3.052.090</b>
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b>8.570</b>	<b>9.401</b>	<b>950.535</b>	<b>1.176.343</b>
<b>Pasivo No Corriente</b>				
Provisiones	2.501	2.538	277.382	317.600
Pasivos por impuesto diferido, netos	1.665	1.333	184.670	166.791
Impuesto a las ganancias a pagar	49	41	5.398	5.128
Cargas fiscales	2	2	203	202
Remuneraciones y cargas sociales	21	13	2.299	1.688
Pasivos por arrendamientos	241	259	26.708	32.420
Préstamos	6.719	6.320	745.187	790.765
Otros pasivos	8	8	934	1.054
Cuentas por pagar	8	8	923	988
<b>Total del Pasivo No Corriente</b>	<b>11.214</b>	<b>10.522</b>	<b>1.243.704</b>	<b>1.316.636</b>
<b>Pasivo Corriente</b>				
Provisiones	174	181	19.263	22.653
Pasivos de contratos	282	232	31.237	29.008
Impuesto a las ganancias a pagar	110	419	12.189	52.398
Cargas fiscales	312	236	34.653	29.511
Remuneraciones y cargas sociales	198	222	21.972	27.765
Pasivos por arrendamientos	279	286	30.960	35.732
Préstamos	523	766	57.952	95.839
Otros pasivos	16	12	1.753	1.455
Cuentas por pagar	1.903	2.116	211.078	264.750
<b>Total del Pasivo Corriente</b>	<b>3.796</b>	<b>4.468</b>	<b>421.057</b>	<b>559.111</b>
<b>Total del Pasivo</b>	<b>15.010</b>	<b>14.990</b>	<b>1.664.761</b>	<b>1.875.747</b>
<b>Total del Pasivo y Patrimonio Neto</b>	<b>23.580</b>	<b>24.391</b>	<b>2.615.296</b>	<b>3.052.090</b>

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

## 6.3. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado	2Q21	1Q22	2Q22	A/A Δ	T/T Δ	6M21	6M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
<b>Actividades operativas:</b>								
Resultado neto	(492)	248	798	N/A	221,5%	(517)	1.046	N/A
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(15)	(115)	(133)	800,1%	15,9%	(73)	(248)	241,9%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	772	589	631	-18,3%	7,0%	1.459	1.220	-16,4%
Depreciación de activos por derecho de uso	51	51	50	-1,3%	-1,1%	98	101	2,4%
Amortización de activos intangibles	13	11	12	-4,3%	10,3%	24	23	-5,3%
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	87	85	100	14,3%	16,5%	170	185	8,6%
Cargo por impuesto a las ganancias	701	203	181	-74,2%	-10,7%	813	384	-52,8%
Aumento neto de provisiones	79	72	105	33,0%	46,8%	144	177	23,1%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	-	0,0%	0,0%	-	-	N/A
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	122	8	126	3,3%	1382,0%	165	134	-18,7%
Planes de beneficios en acciones	1	0	0	-62,7%	-2,8%	3	1	-62,9%
Seguros devengados	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado por canje de deuda	-	-	-	N/A	N/A	(21)	-	N/A
Resultado por cesión de participación en áreas	(5)	-	-	N/A	N/A	(5)	-	N/A
Resultado por venta de activos mantenidos para su disposición	(33)	-	-	N/A	N/A	(33)	-	N/A
Resultado por canje de instrumentos financieros	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
<b>Cambios en activos y pasivos:</b>								
Créditos por ventas	(162)	(113)	(231)	42,2%	103,6%	(142)	(344)	142,8%
Otros créditos	55	156	(135)	N/A	N/A	(38)	21	N/A
Inventarios	(86)	(3)	(210)	143,2%	7733,2%	(112)	(212)	90,2%
Cuentas por pagar	(63)	(18)	80	N/A	N/A	128	62	-51,7%
Cargas fiscales	(57)	178	(58)	2,8%	N/A	34	119	247,4%
Remuneraciones y cargas sociales	13	(33)	17	28,1%	N/A	(14)	(16)	13,7%
Otros pasivos	(17)	(19)	(4)	-75,4%	-78,0%	(44)	(23)	-47,1%
Disminución de provisiones por pago/utilización	(10)	(30)	(32)	218,7%	5,0%	(31)	(62)	102,5%
Activos de contratos	(11)	(4)	(4)	-65,8%	-4,2%	(6)	(8)	38,7%
Pasivos de contratos	14	168	(19)	N/A	N/A	7	149	1965,2%
Dividendos cobrados	40	-	64	59,6%	N/A	40	64	58,4%
Cobro de seguros por pérdida de beneficio	5	1	-	N/A	N/A	5	1	-80,2%
Pagos de impuesto a las ganancias	(1)	(2)	(4)	186,2%	63,4%	(3)	(6)	123,7%
<b>Flujo neto de efectivo de las actividades operativas</b>	<b>1.001</b>	<b>1.433</b>	<b>1.334</b>	<b>33,3%</b>	<b>-6,9%</b>	<b>2.055</b>	<b>2.768</b>	<b>34,7%</b>
<b>Actividades de inversión:</b>								
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(500)	(785)	(820)	64,0%	4,4%	(993)	(1.605)	61,6%
Cobros por ventas de activos financieros	120	33	195	62,4%	497,8%	225	228	1,3%
Pagos por adquisición de activos financieros	(191)	(88)	(416)	118,1%	370,3%	(339)	(504)	48,8%
Intereses cobrados de activos financieros	22	1	17	-20,8%	1964,9%	35	18	-48,4%
Cobros por cesión de áreas y ventas de activos	17	2	2	-89,7%	8,2%	17	3	-80,1%
<b>Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión</b>	<b>(531)</b>	<b>(839)</b>	<b>(1.021)</b>	<b>92,3%</b>	<b>21,8%</b>	<b>(1.055)</b>	<b>(1.860)</b>	<b>76,4%</b>
<b>Actividades de financiación:</b>								
Pago de préstamos	(543)	(467)	(257)	-52,6%	-44,9%	(1.080)	(724)	-32,9%
Pago de intereses	(131)	(173)	(126)	-3,3%	-27,2%	(330)	(300)	-9,2%
Préstamos obtenidos	226	356	87	-61,3%	-75,5%	516	443	-14,1%
Recompra de acciones propias	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Pagos por arrendamientos	(77)	(85)	(80)	4,9%	-5,7%	(153)	(166)	8,0%
Pago de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(0)	(0)	(2)	1546,1%	455,6%	(0)	(3)	1168,6%
<b>Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación</b>	<b>(525)</b>	<b>(370)</b>	<b>(379)</b>	<b>-27,8%</b>	<b>2,5%</b>	<b>(1.047)</b>	<b>(749)</b>	<b>-28,5%</b>
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	6	15	26	315,4%	73,7%	17	41	146,9%
Ajustes de conversión	(23)	(55)	(88)	283,2%	59,5%	(79)	(143)	80,9%
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	(72)	185	(128)	77,8%	N/A	(109)	57	N/A
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	612	611	795	29,9%	30,2%	650	611	-6,0%
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período</b>	<b>540</b>	<b>795</b>	<b>667</b>	<b>23,5%</b>	<b>-16,1%</b>	<b>540</b>	<b>667</b>	<b>23,5%</b>

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado	2Q21	1Q22	2Q22	A/A Δ	T/T Δ	6M21	6M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en AR\$ millones								
<b>Actividades operativas</b>								
Resultado neto	(46.262)	26.417	94.063	N/A	256,1%	(48.509)	120.480	N/A
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(1.439)	(12.229)	(15.465)	974,7%	26,5%	(6.555)	(27.694)	322,5%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	72.552	62.809	74.560	2,8%	18,7%	133.427	137.369	3,0%
Depreciación de activos por derecho de uso	4.768	5.391	5.894	23,6%	9,3%	8.982	11.285	25,6%
Amortización de activos intangibles	1.197	1.182	1.492	24,6%	26,2%	2.239	2.674	19,4%
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	8.186	9.103	11.738	43,4%	28,9%	15.555	20.841	34,0%
Cargo por impuesto a las ganancias	65.970	21.666	21.551	-67,3%	-0,5%	75.896	43.217	-43,1%
Aumento neto de provisiones	7.455	7.653	12.430	66,7%	62,4%	13.178	20.083	52,4%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	11.375	765	14.033	23,4%	1734,4%	15.189	14.798	-2,6%
Planes de beneficios en acciones	122	53	57	-53,3%	7,5%	241	110	-54,4%
Seguros devengados	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado por canje de deuda	-	-	-	N/A	N/A	(1.855)	-	N/A
Resultado por cesión de participación en áreas	(472)	-	-	N/A	N/A	(472)	-	N/A
Resultado por venta de activos mantenidos para su disposición	(3.121)	-	-	N/A	N/A	(3.121)	-	N/A
Resultado por canje de instrumentos financieros	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
<b>Cambios en activos y pasivos:</b>								
Créditos por ventas	(15.252)	(12.073)	(27.199)	78,3%	125,3%	(13.436)	(39.272)	192,3%
Otros créditos	5.202	16.647	(15.902)	N/A	N/A	(3.061)	745	N/A
Inventarios	(8.102)	(285)	(24.708)	205,0%	8569,5%	(10.349)	(24.993)	141,5%
Cuentas por pagar	(5.947)	(1.942)	9.405	N/A	N/A	10.933	7.463	-31,7%
Cargas fiscales	(5.339)	18.936	(6.886)	29,0%	N/A	2.728	12.050	341,7%
Remuneraciones y cargas sociales	1.246	(3.554)	2.001	60,6%	N/A	(1.203)	(1.553)	29,1%
Otros pasivos	(1.593)	(2.024)	(492)	-69,1%	-75,7%	(3.970)	(2.516)	-36,6%
Disminución de provisiones por pago/utilización	(933)	(3.210)	(3.729)	299,7%	16,2%	(2.754)	(6.939)	152,0%
Activos de contratos	(1.028)	(416)	(441)	-57,1%	6,0%	(548)	(857)	56,4%
Pasivos de contratos	1.327	17.882	(2.231)	N/A	N/A	716	15.651	2085,9%
Dividendos cobrados	3.766	-	7.540	100,2%	N/A	3.794	7.540	98,7%
Cobro de seguros por pérdida de beneficio	503	116	-	N/A	N/A	515	116	-77,5%
Pagos de impuesto a las ganancias	(129)	(256)	(463)	258,9%	80,9%	(258)	(719)	178,7%
<b>Flujo neto de efectivo de las actividades operativas</b>	<b>94.052</b>	<b>152.631</b>	<b>157.248</b>	<b>67,2%</b>	<b>3,0%</b>	<b>187.302</b>	<b>309.879</b>	<b>65,4%</b>
<b>Actividades de inversión:</b>								
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(46.976)	(83.629)	(96.612)	105,7%	15,5%	(90.616)	(180.241)	98,9%
Cobros por ventas de activos financieros	11.284	3.473	22.980	103,7%	561,7%	20.540	26.453	28,8%
Pagos por adquisición de activos financieros	(17.909)	(9.409)	(48.976)	173,5%	420,5%	(31.003)	(58.385)	88,3%
Intereses cobrados de activos financieros	2.049	89	2.034	-0,7%	2185,4%	3.221	2.123	-34,1%
Cobros por cesión de áreas y ventas de activos	1.634	177	212	-87,0%	19,8%	1.634	389	-76,2%
<b>Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión</b>	<b>(49.918)</b>	<b>(89.299)</b>	<b>(120.362)</b>	<b>141,1%</b>	<b>34,8%</b>	<b>(96.224)</b>	<b>(209.661)</b>	<b>117,9%</b>
<b>Actividades de financiación:</b>								
Pago de préstamos	(51.050)	(49.729)	(30.327)	-40,6%	-39,0%	(98.518)	(80.056)	-18,7%
Pago de intereses	(12.281)	(18.474)	(14.894)	21,3%	-19,4%	(29.944)	(33.368)	11,4%
Préstamos obtenidos	21.208	37.918	10.296	-51,5%	-72,8%	46.921	48.214	2,8%
Recompra de acciones propias	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Pagos por arrendamientos	(7.197)	(9.075)	(9.470)	31,6%	4,4%	(13.980)	(18.545)	32,7%
Pago de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(14)	(47)	(289)	1964,3%	514,9%	(21)	(336)	1500,0%
<b>Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación</b>	<b>(49.334)</b>	<b>(39.407)</b>	<b>(44.684)</b>	<b>-9,4%</b>	<b>13,4%</b>	<b>(95.542)</b>	<b>(86.391)</b>	<b>-9,6%</b>
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	593	1.607	3.089	420,9%	92,2%	1.515	4.696	210,0%
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	(4.607)	25.532	(4.709)	2,2%	N/A	(2.949)	20.823	N/A
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	56.276	62.678	88.210	56,7%	40,7%	54.618	62.678	14,8%
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período</b>	<b>51.669</b>	<b>88.210</b>	<b>83.501</b>	<b>61,6%</b>	<b>-5,3%</b>	<b>51.669</b>	<b>83.501</b>	<b>61,6%</b>

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

## 6.4. PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS

Principales magnitudes físicas Cifras no auditadas	Unidad	1T21	2T21	3T21	4T21	Acum. 2021	1T22	2T22	
<b>Total Producción</b>	<b>Kboe</b>	<b>39.330</b>	<b>41.961</b>	<b>45.591</b>	<b>44.542</b>	<b>171.424</b>	<b>45.523</b>	<b>45.836</b>	<b>91.360</b>
Crudo	Kbbl	18.691	19.125	19.265	19.886	76.967	19.993	20.506	40.499
NGL	Kbbl	2.653	3.329	3.832	2.757	12.572	3.979	3.796	7.775
Gas natural	Mm3	2.860	3.102	3.576	3.482	13.020	3.427	3.424	6.851
Henry Hub	USD/MMBTU	2,7	3,0	4,3	4,8	3,7	4,6	7,5	7,5
Brent	USD/bbl	61,8	68,8	73,5	79,6	70,7	97,4	111,9	209,3
<b>Ventas (YPF individual)</b>									
<b>Ventas de productos refinados</b>	<b>Km3</b>	<b>4.140</b>	<b>4.264</b>	<b>4.610</b>	<b>4.651</b>	<b>17.666</b>	<b>4.411</b>	<b>4.650</b>	<b>9.062</b>
<b>Mercado local</b>	<b>Km3</b>	<b>3.901</b>	<b>3.976</b>	<b>4.297</b>	<b>4.291</b>	<b>16.465</b>	<b>4.061</b>	<b>4.323</b>	<b>8.383</b>
Nafta	Km3	1.240	1.032	1.263	1.452	4.987	1.410	1.364	2.774
Gasoil	Km3	1.811	1.931	2.084	2.181	8.007	2.030	2.284	4.314
Jet fuel	Km3	65	49	74	107	295	124	115	239
Fuel Oil	Km3	102	73	36	5	216	4	13	17
LPG	Km3	130	195	186	135	645	133	212	345
Otros (*)	Km3	553	697	654	411	2.316	360	335	695
<b>Mercado externo</b>	<b>Km3</b>	<b>239</b>	<b>288</b>	<b>313</b>	<b>360</b>	<b>1.200</b>	<b>351</b>	<b>328</b>	<b>678</b>
Nafta virgen	Km3	0	96	89	20	205	15	53	69
Jet fuel	Km3	25	27	29	59	140	74	81	154
LPG	Km3	74	23	62	154	313	124	28	152
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	52	64	78	71	264	94	67	160
Otros (*)	Km3	88	79	55	56	278	44	100	144
<b>Ventas de productos petroquímicos</b>	<b>Ktn</b>	<b>247</b>	<b>229</b>	<b>248</b>	<b>193</b>	<b>917</b>	<b>215</b>	<b>217</b>	<b>432</b>
<b>Mercado local</b>	<b>Ktn</b>	<b>166</b>	<b>179</b>	<b>187</b>	<b>171</b>	<b>704</b>	<b>180</b>	<b>189</b>	<b>370</b>
Metanol	Ktn	43	57	71	53	224	19	0	19
Otros	Ktn	123	121	117	118	479	162	189	351
<b>Mercado externo</b>	<b>Ktn</b>	<b>81</b>	<b>50</b>	<b>60</b>	<b>22</b>	<b>213</b>	<b>35</b>	<b>27</b>	<b>62</b>
Metanol	Ktn	45	18	32	3	98	1	0	1
Otros	Ktn	37	32	28	19	115	34	27	62
<b>Granos, harinas y aceites</b>	<b>Ktn</b>	<b>294</b>	<b>456</b>	<b>381</b>	<b>238</b>	<b>1.371</b>	<b>271</b>	<b>517</b>	<b>788</b>
Mercado local	Ktn	11	11	4	7	33	7	39	46
Mercado externo	Ktn	284	445	377	232	1.338	264	478	742
<b>Ventas de fertilizantes</b>	<b>Ktn</b>	<b>186</b>	<b>328</b>	<b>25</b>	<b>221</b>	<b>760</b>	<b>104</b>	<b>166</b>	<b>270</b>
Mercado local	Ktn	186	328	25	221	760	104	166	270
<b>Principales productos importados (YPF individual)</b>									
Nafta	Km3	82	6	46	89	223	122	40	162
Jet Fuel	Km3	0	4	0	6	9	2	0	2
Gasoil	Km3	46	155	251	472	924	289	255	545

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 2021, 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.



2T22

YPF S.A. | RESULTADOS CONSOLIDADOS