



Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 9 de noviembre de 2022

Señores:

Bolsa de Comercio de Buenos Aires

Presente

Ref.: Hecho Relevante Resultados – 3T22

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 tercer trimestre del 2022.

Sin otro particular, saludo a Uds. muy atentamente.

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



3T22

YPF S.A. | RESULTADOS CONSOLIDADOS

ÍNDICE

1. PRINCIPALES HITOS	3
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	5
3. EBITDA Y RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO	8
4.1. UPSTREAM	9
4.2. DOWNSTREAM	13
4.3. GAS Y ENERGÍA	16
4.4. CORPORACIÓN Y OTROS	18
5. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL	19
5.1. RESUMEN ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO	19
5.2. DEUDA NETA	20
6. TABLAS Y NOTAS	22
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

CONTINUOS RESULTADOS SÓLIDOS, MANTENIENDO UN FLUJO DE CAJA LIBRE POSITIVO Y CUMPLIENDO NUESTRO AMBICIOSO PLAN DE INVERSIONES

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.

1. PRINCIPALES HITOS

Resumen Consolidado Resultados	3T21	2T22	3T22	A/A Δ	T/T Δ	9M21	9M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ingresos	3.621	4.855	5.179	43,0%	6,7%	9.618	13.669	42,1%
EBITDA	1.214	1.545	1.533	26,3%	-0,8%	3.184	4.114	29,2%
EBITDA Ajustado	1.154	1.500	1.498	29,8%	-0,1%	3.005	3.971	32,1%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	428	850	805	88,1%	-5,3%	816	2.034	149,4%
Resultado operativo	428	850	701	63,8%	-17,6%	816	1.930	136,6%
Resultado neto antes de deterioro de activos	237	798	746	214,9%	-6,5%	(280)	1.792	N/A
Resultado neto	237	798	678	186,3%	-15,0%	(280)	1.724	N/A
Resultado neto por acción	0,59	2,01	1,72	191,5%	-14,4%	(0,69)	4,37	N/A
Inversiones	696	932	1.186	70,5%	27,3%	1.763	2.865	62,5%
FCF	144	310	262	81,7%	-15,3%	740	963	30,1%
Caja y equivalentes de caja	1.034	1.243	1.335	29,1%	7,4%	1.034	1.335	29,1%
Deuda total	7.489	7.085	6.989	-6,7%	-1,4%	7.489	6.989	-6,7%

EBITDA = Resultado operativo + Depreciación de propiedad, planta y equipo + Depreciación por derecho de uso de uso de activos + Amortización de activos intangibles + Perforaciones exploratorias

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 leasing (Actividades de Financiación)

- **El EBITDA Ajustado se mantuvo muy sólido alcanzando los US\$1,5 miles de millones por segundo trimestre consecutivo**, expandiéndose 30% a/a, principalmente debido a la mejora generalizada de precios en nuestros segmentos de negocio y la expansión en la producción de hidrocarburos, a pesar de las significativas presiones en los costos.
- **La producción total de hidrocarburos se mantuvo estable en comparación con el trimestre anterior en un promedio 504 Kboe/d**, creciendo un 1,8% a/a, impulsada por un fuerte incremento del 7,3% en la producción de crudo, que alcanzó un promedio de 225 miles de barriles diarios en el trimestre.
- **La producción de crudo shale y shale gas mantuvo tasas de crecimiento saludables**, con crecimientos anuales de 48% y 22% respectivamente, mientras

continuamos mejorando en la eficiencia operativa estableciendo nuevos récords de fractura y velocidad de perforación.

- **La demanda local de combustibles** se mantuvo elevada en el trimestre, incrementando un 11,3% en comparación a los valores prepandemia del 3T19, y creciendo 1,7% t/t, resultando en un nuevo record trimestral en la venta local de gasoil.
- **El nivel de procesamiento en nuestras refinerías** registró una leve contracción secuencial durante el trimestre, principalmente debido a un paro programado de mantenimiento en nuestra refinería Plaza Huinul. Sin embargo, la producción de naftas y destilados medios creció durante el trimestre debido a la maximización de los niveles de conversión en nuestras refinerías que, junto al incremento de las importaciones, permitieron abastecer los niveles históricos de demanda de gasoil y reconstituir parcialmente nuestros inventarios.
- **Los costos operativos del** trimestre, aumentaron un 6,4% t/t, principalmente como resultado de la apreciación del peso argentino en términos reales, al tiempo que la inflación y los salarios continuaron creciendo más rápido que la devaluación de la moneda.
- **Las inversiones continuaron ganando velocidad en el 3T22**, aumentando un 27,3% t/t y un 70,5% a/a, totalizando US\$ 1,2 miles de millones y acumulando un total de US\$ 2,9 miles de millones durante los primeros 9 meses de 2022, estando alineado para desplegar completamente nuestro objetivo actualizado para el año.
- **El flujo libre de caja** fue positivo por décimo trimestre consecutivo en US\$262 millones – acumulando US\$ 966 millones durante los primeros 9 meses de 2022, permitiendo reducir la deuda neta a US\$ 5.655 millones y llevando el ratio de endeudamiento neto a 1,18 veces en relación con el EBITDA ajustado.

Conferencia de Resultados “3T22” 10 de noviembre, 2022 / 8.30 AM ET - 10.30 AM BAT

Seguí la presentación de resultados a través de nuestra web ir.ypf.com o <https://events.q4inc.com/attendee/569269918>

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

YPF RI
inversoresypf@ypf.com

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Desglose Ingresos Consolidados	3T21	2T22	3T22	A/A Δ	T/T Δ	9M21	9M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Gasoil	1.220	1.775	1.950	59,8%	9,9%	3.252	5.008	54,0%
Nafta	720	880	878	21,9%	-0,3%	1.914	2.575	34,5%
Gas natural como productores (a terceros)	507	444	499	-1,6%	12,3%	1.160	1.269	9,4%
Otros	775	1.069	1.248	61,1%	16,8%	2.148	3.065	42,7%
Total Mercado Local	3.222	4.168	4.575	42,0%	9,8%	8.475	11.917	40,6%
Jet fuel	33	122	120	269,6%	-1,3%	83	327	296,2%
Granos y harinas	159	304	220	38,0%	-27,7%	503	637	26,7%
Crudo	6	0	0	N/A	N/A	23	5	-76,6%
Petroquímicos y otros	201	261	264	30,9%	1,1%	535	782	46,0%
Total Mercado Externo	399	687	604	51,3%	-12,1%	1.144	1.752	53,2%
Total Ingresos	3.621	4.855	5.179	43,0%	6,7%	9.618	13.669	42,1%

En el 3T22, los ingresos ascendieron a US\$ 5.179 millones, representando un aumento del 6,7% t/t, y 43,0% a/a. En términos secuenciales, el crecimiento se debió principalmente a los mayores precios de gasoil y gas natural y los mayores volúmenes despachados de nafta, gas natural y jet fuel (combustible para aviones).

- **Los ingresos totales de gasoil en el mercado local** (minorista y mayorista) – el 37,7% de las ventas totales – **aumentaron en un 9,9% de manera secuencial** principalmente debido a un incremento del 9,7% en los precios, mientras que los volúmenes vendidos se mantuvieron estables (+0,2%), manteniendo los niveles de demanda históricos registrados durante el trimestre anterior. Cabe destacar que la demanda de gasoil en el mercado agro disminuyó un 21% durante el trimestre, sin embargo, esto fue totalmente compensado por el crecimiento de demanda en los segmentos de industrias y estaciones de servicio.
- **Las ventas de naftas en el mercado local** (mercado minorista) – 16,9% de las ventas totales – **se mantuvieron relativamente estables t/t (-0,3%)**, donde la contracción en los precios, medidos en dólares, compensó casi totalmente la expansión de 4,1% en la demanda.
- Los ingresos por ventas de gas natural como productor a terceros en el mercado local – 9,6% del total de las ventas – crecieron en un 12,3% t/t, reflejando el beneficio del incremento en los precios promedios de venta del 10,6% a partir del factor estacional comprendido dentro del Plan GasAr entre mayo y septiembre, mientras que los volúmenes de ventas crecieron levemente un 1,5%.
- Las otras ventas locales se incrementaron en un 16,8% t/t, a causa principalmente de las mayores ventas de jet fuel y gas natural al segmento de distribución minorista – a través de nuestra participada Metrogas –. Asimismo, las ventas de algunos productos refinados como lubricantes y carbón se incrementaron durante el 3T beneficiándose de un contexto de mayores precios, a pesar de la contracción del 12,6% t/t en el precio del Brent.
- Los ingresos por exportaciones disminuyeron un 12,1% t/t principalmente como consecuencia de la contracción en las exportaciones de granos y harinas, debido a la disminución estacional de su demanda, parcialmente compensado por el aumento de las exportaciones de gas natural, que

representaron casi el 4% del total de las ventas de gas natural como productores, con un destacado precio de 7,5 USD/MBTU

Desglose Costos Consolidados	3T21	2T22	3T22	A/A Δ	T/T Δ	9M21	9M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Costo de extracción	(495)	(610)	(631)	27,6%	3,5%	(1.365)	(1.774)	30,0%
Otros Upstream	(71)	(85)	(89)	25,4%	4,7%	(424)	(230)	-45,7%
Costo de refinación y logística	(284)	(344)	(378)	32,9%	9,8%	(768)	(1.011)	31,6%
Otros Downstream	(124)	(148)	(166)	33,7%	12,4%	(334)	(421)	26,2%
G&E, Corpo. & Otros	(105)	(171)	(181)	72,0%	5,6%	(64)	(478)	646,2%
Total Costos Operativos	(1.079)	(1.358)	(1.444)	33,9%	6,4%	(2.955)	(3.914)	32,5%
Depreciaciones & Amortizaciones	(780)	(693)	(722)	-7,4%	4,3%	(2.363)	(2.066)	-12,5%
Ragalias	(221)	(242)	(263)	18,8%	8,7%	(579)	(720)	24,3%
Otros	(124)	(186)	(174)	40,1%	-6,7%	(356)	(483)	35,5%
Total Otros Costos	(1.126)	(1.121)	(1.159)	2,9%	3,4%	(3.298)	(3.269)	-0,9%
Importación de combustibles	(170)	(346)	(568)	235,0%	64,2%	(339)	(1.248)	268,0%
Compras de crudo a terceros	(235)	(310)	(361)	53,6%	16,5%	(735)	(927)	26,1%
Compras de biocombustibles	(136)	(251)	(304)	123,9%	20,8%	(333)	(722)	116,6%
Compras agro non-oil	(311)	(503)	(386)	23,8%	-23,3%	(752)	(1.080)	43,7%
Otras compras	(265)	(315)	(408)	54,2%	29,7%	(625)	(918)	46,8%
Variación de existencias	95	210	272	187,6%	29,3%	206	485	135,8%
Total de Compras y Variaciones de Stock	(1.022)	(1.515)	(1.755)	71,7%	15,9%	(2.579)	(4.410)	71,0%
Otros resultados operativos, netos	34	(12)	(16)	N/A	36,3%	30	(41)	N/A
Deterioro de activos	-	-	(104)	N/A	N/A	-	(104)	N/A
Total Costos Operativos + Compras + Deterioro de Activos	(3.193)	(4.005)	(4.478)	40,2%	11,8%	(7.198)	(8.483)	17,9%

Las variaciones de existencias incluyen efecto precio por US\$ 30 millones en el 3T21, US\$ 131 millones en el 2T22 y US\$ 151 millones en el 3T22.

Respecto a los costos operativos, durante el trimestre alcanzaron los US\$1.444 millones, representando un incremento del 6,4% respecto al 2T22 debido al continuo contexto de inflación acelerada y una tasa de devaluación menor a la esperada, combinadas con mayores costos de transporte y un incremento de la actividad de mantenimiento tras el paro programado de 2 meses en nuestra refinería Plaza Huincul. En la misma línea, en comparación con el mismo periodo del año anterior, el incremento en los costos fue de 33,9%, debido al contexto inflacionario descrito anteriormente, sumado al crecimiento generalizado en nuestro negocio, acorde al incremento en la producción de crudo y gas, los niveles de procesamiento y demanda.

Las compras y variaciones de stock, categoría altamente correlacionada con los niveles de demanda de productos refinados, **se incrementaron 15,9% secuencialmente**.

- Las importaciones de naftas y gasoil crecieron un 75,7% t/t, impulsado principalmente por un aumento del 67,9% en los volúmenes importados, combinado con un incremento de 4,7% en los precios. La expansión de los volúmenes de importación tanto de naftas como de gasoil, que representaron el 13% de las ventas totales de combustibles, junto con los mayores niveles de producción de naftas y destilados medios en nuestras refinerías, permitieron satisfacer la mayor demanda y recomponer parcialmente los niveles de nuestros inventarios.
- Las compras de crudo crecieron un 16,5% t/t, a causa de un incremento del 12,8% en volúmenes, debido a la recomposición de inventarios en nuestras refinerías, y un aumento del 3,3% en precios, alineados con el crecimiento secuencial de combustibles en el surtidor.
- Las compras de productos *non oil* para el negocio del Agro, cayeron un 23,3% secuencialmente, principalmente motivadas por la disminución sustancial en la demanda de granos y harinas por motivos estacionales, alineadas con las menores ventas de estos productos.
- Las compras de biocombustibles aumentaron 19,8%, registrando un incremento del 25,4% en biodiesel y un 12,8% en bioetanol. 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 desde mediados de junio, parcialmente compensados por una contracción del 12,3% en los precios. Por el otro lado, las compras de bioetanol se incrementaron principalmente por el crecimiento en la demanda de naftas.

En relación con los inventarios, se registró una variación positiva de existencias de US\$272 millones durante el 3T22, principalmente debido a un aumento en los volúmenes de existencias de crudo y gasoil, junto a un incremento en el costo de reposición de nuestros inventarios.

Desglose Resultado neto	3T21	2T22	3T22	A/A Δ	T/T Δ	9M21	9M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Resultado operativo	428	850	701	63,8%	-17,6%	816	1.930	136,6%
Intereses en asociadas y negocios conjuntos	45	133	145	225,4%	8,7%	117	393	235,6%
Resultados financieros, netos	(82)	(4)	115	N/A	N/A	(247)	67	N/A
Impuesto a las ganancias	(153)	(181)	(282)	84,2%	55,8%	(966)	(666)	-31,1%
Resultado neto	237	798	678	186,3%	-15,0%	(280)	1.724	N/A
Resultado neto antes de deterioro de activos	237	798	746	214,9%	-6,5%	(280)	1.792	N/A

Los resultados financieros netos del 3T22 representaron una ganancia de US\$ 115 millones en comparación con la pérdida de US\$ 4 millones registrada en el 2T22. Esta variación se debió principalmente a la mayor devaluación de la moneda argentina, mayores tasas de interés en nuestra liquidez y a menores intereses de deuda acorde a la reducción de nuestra deuda financiera.

Como resultado de la evolución operativa y financiera, el resultado antes del impuesto a las ganancias para el 3T22 alcanzó un resultado positivo de US\$ 960 millones, con una leve disminución del 1,9% t/t, mientras que el resultado neto del trimestre resultó en una ganancia de US\$ 678 millones, frente a la ganancia neta de US\$ 798 millones del 2T22, acumulando más de 1,7 miles de millones durante los primeros 9 meses del año.

3. EBITDA Y RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO

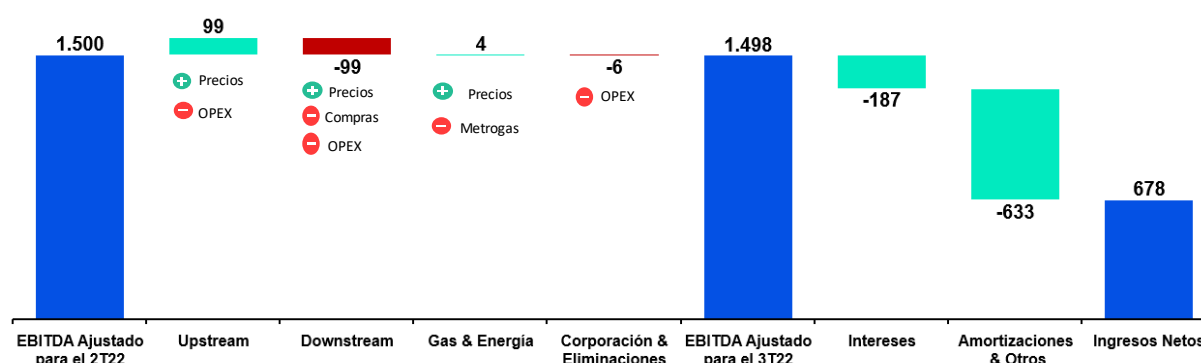
El EBITDA ajustado del 3T22 ascendió a US\$ 1.498 millones, manteniéndose relativamente estable secuencialmente. En comparación con el mismo período del año anterior, se puede apreciar un crecimiento del 29,8% en el EBITDA, principalmente debido a un incremento en los precios de venta en todos los productos, incluyendo precios más altos de gasoil, naftas, gas natural y otros productos con correlación a cotizaciones internacionales y la expansión de 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	3T21	2T22	3T22	A/A Δ	T/T Δ	9M21	9M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Resultado neto	237	798	678	186,3%	-15,0%	(280)	1.724	N/A
Resultados financieros, netos	82	4	(115)	N/A	N/A	247	(67)	N/A
Intereses en asociadas y negocios conjuntos	(45)	(133)	(145)	225,4%	8,7%	(117)	(393)	235,6%
Impuesto a las ganancias	153	181	282	84,2%	55,8%	966	666	-31,1%
Perforaciones exploratorias improductivas	5	2	6	16,6%	157,8%	6	13	125,4%
Depreciaciones y amortizaciones	780	693	722	-7,4%	4,3%	2.363	2.066	-12,5%
Deterioro de activos	-	-	104	N/A	N/A	-	104	N/A
EBITDA	1.214	1.545	1.533	26,3%	-0,8%	3.184	4.114	29,2%
Arrendamientos opex	(64)	(63)	(74)	15,8%	16,4%	(188)	(202)	7,6%
Otros ajustes	5	19	39	753,6%	106,3%	9	59	591,5%
EBITDA Ajustado	1.154	1.500	1.498	29,8%	-0,1%	3.005	3.971	32,1%

EBITDA por segmento	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Corporación y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Cifras no auditadas, en US\$ millones						
Resultado Operativo	302	374	49	(118)	94	701
Depreciaciones y amortizaciones	541	139	20	23	(1)	722
Perforaciones exploratorias improductivas	6	-	-	-	-	6
Deterioro de activos	104	-	-	-	-	104
EBITDA	953	513	69	(95)	93	1.533
Arrendamientos Opex	(48)	(20)	(6)	-	-	(74)
Otros ajustes	1	1	(5)	41	-	39
EBITDA Ajustado	906	494	58	(54)	93	1.498

El siguiente gráfico resume las principales variaciones del EBITDA Ajustado entre el 3T22 y el 2T22 por segmentos de negocio:



Downstream excluye el efecto precio de la variación de stock de productos derivados del petróleo (los mismos se incluyen en "Corporación & Eliminaciones")

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO

4.1. UPSTREAM

Producción	3T21	2T22	3T22	A/A Δ	T/T Δ	9M21	9M22	A/A Δ
Cifras no auditadas								
Desglose producción								
Producción Crudo (Kbbld)	209,4	225,3	224,8	7,3%	-0,2%	209,1	224,1	7,2%
Convencional	153,8	148,3	144,7	-5,9%	-2,4%	156,4	147,2	-5,8%
Shale	52,1	73,9	77,0	47,8%	4,2%	49,5	73,8	49,1%
Tight	3,5	3,2	3,1	-12,0%	-3,0%	3,3	3,1	-4,9%
Producción NGL (Kbbld)	41,7	41,7	38,0	-8,8%	-8,9%	36,0	41,3	14,8%
Convencional	14,8	16,8	14,7	-0,9%	-12,5%	16,5	15,7	-4,4%
Shale	25,3	23,7	22,3	-12,0%	-6,1%	18,0	24,3	34,9%
Tight	1,6	1,3	1,1	-31,1%	-15,2%	1,5	1,3	-14,2%
Producción Gas (Mm3d)	38,9	37,6	38,4	-1,2%	2,1%	34,9	38,0	8,9%
Convencional	16,9	15,2	15,0	-11,2%	-1,4%	17,5	15,2	-13,2%
Shale	14,0	15,5	17,1	22,2%	10,9%	9,7	16,0	65,0%
Tight	8,0	7,0	6,3	-21,0%	-9,6%	7,7	6,9	-11,3%
Producción Total (Kboed)	495,6	503,7	504,4	1,8%	0,1%	464,8	504,6	8,6%
Convencional	274,8	260,6	253,6	-7,7%	-2,7%	283,1	258,7	-8,6%
Shale	165,5	194,7	207,0	25,0%	6,3%	128,3	198,4	54,7%
Tight	55,3	48,3	43,8	-20,7%	-9,3%	53,4	47,5	-11,0%
Precios promedio de realización								
Crudo (USD/bbl)	55,3	65,1	67,5	21,9%	3,6%	52,4	63,9	22,1%
Gas Natural (USD/MMBTU) (*)	4,2	3,9	4,4	4,5%	13,1%	3,7	3,8	1,2%

(*) Precio promedio de venta para terceros

La producción total de hidrocarburos se mantuvo relativamente estable de forma secuencial, registrando un incremento del 1,8% en términos interanuales impulsado por una fuerte expansión del 7,3% en la producción de crudo, prácticamente igual a la del 2T. Respecto a la producción de gas natural, la misma creció un 2,1% secuencialmente, mientras que la producción de NGL fue negativamente afectada por un mantenimiento programado en MEGA durante los meses de Agosto y Septiembre, generando una contracción del 8,9% t/t.

La producción de *shale* continuó expandiéndose fuertemente durante el trimestre, donde la producción de crudo *shale* se incrementó en un 47,8% y la del *shale* gas un 22,2% a/a, representando el 41,0% de nuestra producción total consolidada, creciendo desde un 33,4% que representaba hace un año atrás.

La producción promedio diaria de crudo se mantuvo prácticamente estable (-0,2% t/t), mientras que la producción de *shale* se expandió en un 4,2% y la producción convencional se contrajo en un 2,4% impactada por el declino natural de los campos maduros, parcialmente compensada por los resultados positivos de la recuperación terciaria. Con respecto a la recuperación terciaria, es relevante mencionar que el progreso alcanzado hasta el momento en el bloque Manantiales Behr, donde actualmente operan 8 Unidades de Inyectores de Polímeros llevando a nuevos niveles de producción record (26,6 kbbld durante octubre, representando el 28% de la producción total), al igual que los resultados prometedores de los tres pilotos, más allá de Manantiales Behr, siendo desplegadas en Chachahuen en Mendoza, El Trebol en Chubut y Los Perales en Santa Cruz.

En lo que respecta al gas natural, la producción diaria incrementó en un 2,1% t/t, impulsada por una expansión del 10,9% en la producción de gas *shale*, que fue parcialmente compensada por una reducción de 1,4% en nuestra producción convencional.

Los precios de venta del crudo y gas se incrementaron secuencialmente. Nuestro precio promedio de venta de crudo aumentó en un 3,6% t/t alineado a los ajustes locales de precios de naftas implementados durante el trimestre, alcanzando aproximadamente los US\$ 67,5 por barril, aunque el precio continúa negociándose por debajo de la paridad de exportación. Con respecto al gas, el precio promedio a terceros en el trimestre fue de 4,4 US\$/MMBTU, incrementándose en un 13,1% t/t apalancado por el factor estacional previsto en el Plan GasAR entre mayo y septiembre.

Los ingresos totales del segmento en el 3T22 alcanzaron los US\$ 2.008 millones, un aumento del 14,8% respecto al 2T22 y del 25,2% interanual.

- Los ingresos de crudo se expandieron un 14,5% t/t, principalmente debido al incremento del 10,5% en los volúmenes vendidos como se mencionó anteriormente.
- Los ingresos de gas natural aumentaron un 16,2% t/t producto de un aumento estacional en los precios de venta del 13,1%, junto a un incremento de 2,8% en los volúmenes vendidos.

Resultados Upstream								
Cifras no auditadas, en US\$ millones	3T21	2T22	3T22	A/A Δ	T/T Δ	9M21	9M22	A/A Δ
Crudo	1.065	1.263	1.445	35,8%	14,5%	2.986	3.860	29,3%
Gas natural	536	487	566	5,6%	16,2%	1.244	1.439	15,6%
Otros	4	(1)	(3)	N/A	354,7%	7	(2)	N/A
Ingresos	1.604	1.749	2.008	25,2%	14,8%	4.237	5.296	25,0%
Depreciaciones y amortizaciones	(606)	(506)	(541)	-10,7%	7,0%	(1.850)	(1.522)	-17,7%
Costo de extracción	(495)	(610)	(631)	27,6%	3,5%	(1.365)	(1.774)	30,0%
Regalías	(221)	(239)	(259)	17,3%	8,7%	(579)	(711)	22,6%
Gastos de exploración	(10)	(13)	(19)	92,5%	45,5%	(20)	(42)	111,3%
Otros	(50)	(45)	(152)	201,9%	241,7%	(193)	(285)	47,7%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	222	337	406	82,8%	20,3%	229	962	320,6%
Deterioro de activos	-	-	(104)	N/A	N/A	-	(104)	N/A
Resultado operativo	222	337	302	36,0%	-10,5%	229	858	275,2%
Depreciaciones y amortizaciones	606	506	541	-10,7%	7,0%	1.850	1.522	-17,7%
Perforaciones exploratorias improductivas	5	2	6	16,6%	157,8%	6	13	125,4%
Deterioro de activos	-	-	104	N/A	N/A	-	104	N/A
EBITDA	833	845	953	14,4%	12,7%	2.085	2.497	19,8%
Arrendamientos opex	(38)	(39)	(48)	27,2%	24,7%	(115)	(124)	8,1%
Otros ajustes	0	1	1	478,3%	76,4%	0	2	506,6%
EBITDA Ajustado	795	807	906	13,9%	12,2%	1.970	2.375	20,6%
Inversiones	559	730	867	54,9%	18,7%	1.465	2.203	50,4%

Cash Costs unitarios								
Cifras no auditadas, en US\$/boe	3T21	2T22	3T22	A/A Δ	T/T Δ	9M21	9M22	A/A Δ
Costo de extracción	10,8	13,3	13,6	25,4%	2,3%	10,8	12,9	19,9%
Regalías y otros impuestos	5,2	5,7	6,2	18,8%	9,6%	5,0	5,7	14,7%
Otros costos	1,7	2,1	2,1	23,0%	1,9%	2,0	1,9	-4,5%
Total Cash Costs (US\$/boe)	17,8	21,0	21,9	22,9%	4,2%	17,7	20,5	15,7%

En relación con los costos unitarios, los *cash costs* aumentaron un 4,2% t/t y un 22,9% a/a, debido, principalmente, a los siguientes factores:

- Los costos de extracción aumentaron en un 2,3% t/t, principalmente debido a las presiones de costos en moneda local que continúan siendo más elevadas que la depreciación del peso argentino. En comparación con el 3T21, los costos de extracción aumentaron en un 25,4%, debido al proceso inflacionario mencionado anteriormente y a un incremento en los niveles de actividad en términos de producción y costos de mantenimiento. Al desglosar los costos de extracción por tipo de operación en el 3T22, obtenemos un costo de 3,8 US\$/BOE en nuestros campos no convencionales, una disminución de 1,4% t/t, mientras que nuestras actividades convencionales promediaron US\$ 21,7 por BOE, un incremento del 6,0% t/t. Los costos de extracción en nuestro *shale core hub*, alcanzaron un nuevo incremento pasando de 3,5 US\$/BOE en el 2T22 a 3,7 US\$/BOE en 3T22, debido principalmente a la combinación de mayores actividades de mantenimiento y un incremento generalizado de costos.
- Las regalías y otros impuestos aumentaron en un 9,6% secuencialmente, donde las regalías de gas se incrementaron un 18,2% y las regalías de crudo un 5,6%, principalmente debido a mayores precios de ventas.

En resumen, el EBITDA ajustado del segmento Upstream alcanzó los US\$ 906 millones durante el trimestre. Esto implicó un aumento del 12,2% t/t y del 13,9% en comparación con el 3T21.

Inversiones:

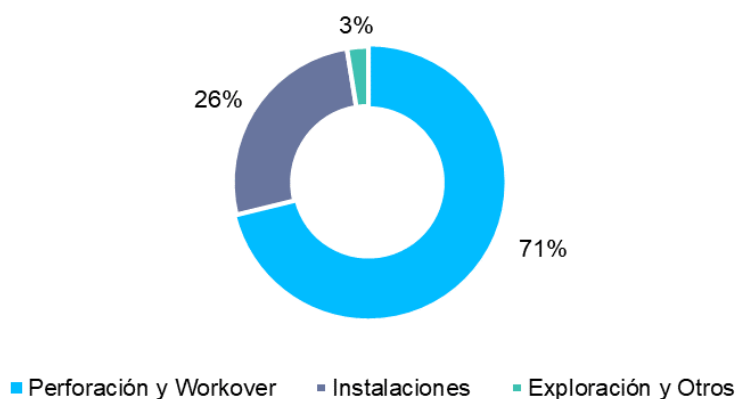
Las inversiones del Upstream alcanzaron US\$ 867 millones durante el trimestre, incrementando un 18,7% secuencialmente, y un 54,9% a/a. Del total, un 70,7% se destinó a actividades de perforación y workover, el 26,8% a nuevas instalaciones o a la ampliación de las existentes, y el 2,5% restante a la exploración y otras actividades.

Durante este trimestre, las actividades de perforación y *workover* continuaron desarrollándose con la tendencia positiva iniciada a principios del año, completando un total de 75 nuevos pozos en nuestros bloques operados. Con respecto a la actividad no convencional, durante el tercer trimestre completamos un total de 36 nuevos pozos, incluyendo 33 de crudo *shale* y 3 de *shale* gas y perforamos un total de 47 nuevos pozos horizontales, 38 de los cuales fueron en bloques de producción de crudo y 9 con objetivo *shale* gas, representando una nueva marca trimestral en términos de actividades de perforación.

En términos de eficiencia en nuestras operaciones de *shale*, durante el tercer trimestre continuamos alcanzando récords de perforación y fractura, con promedios de perforación de 259 metros diarios y más de 210 etapas por set por mes de fractura, aumentando un 29% y 13% respectivamente a comparación del mismo trimestre de 2021. Como ejemplo de estas mejoras de productividad se puede destacar que durante este trimestre perforamos los primeros pozos de “diseño *slim*” con más de 4.000 metros de longitud lateral en el bloque Rincón de Mangrullo, marcando un nuevo récord en términos de longitud horizontal para un pozo de “diseño *slim*”.

Adicionalmente, continuamos con la estrategia de desarrollo en Vaca Muerta más allá de nuestros bloques *core hub*. En este sentido, durante los meses de septiembre y octubre pusimos en marcha dos pozos en el bloque Lajas Este, del que somos propietarios al 100%, y terminamos la perforación del primer pozo de delineación en el bloque Loma Amarilla, del que también somos propietarios al 100%, con el objetivo de fracturarlo antes de finales de este año.

En cuanto a la actividad convencional, nuestras operaciones continuaron enfocadas en inversiones de sustentabilidad con el objetivo de reducir riesgos prioritarios en nuestras instalaciones. Al mismo tiempo, y como se describió anteriormente, las actividades de recuperación terciaria, durante el trimestre, continuaron siendo altamente relevantes en Manantiales Behr, El Trébol, Los Perales y Cañadón León y las actividades de recuperación secundaria se mantuvieron de acuerdo con lo planeado, concentrándose en la base del Golfo San Jorge.



4.2. DOWNSTREAM

Información Operativa Downstream	3T21	2T22	3T22	A/A Δ	T/T Δ	9M21	9M22	A/A Δ
Cifras no auditadas								
Crudo procesado (Kboed)	263,0	287,6	279,0	6,1%	-3,0%	267,5	282,8	5,7%
Utilización refinarias (%)	80%	88%	85%	490bps	-260bps	82%	86%	465bps
Volumenes de ventas								
Venta productos refinados (Km3)	4.610	4.743	4.920	6,7%	3,7%	13.015	14.279	9,7%
Mercado local	4.297	4.416	4.535	5,5%	2,7%	12.174	13.216	8,6%
por nafta	1.263	1.364	1.419	12,4%	4,1%	3.534	4.193	18,6%
por gasoil	2.084	2.284	2.288	9,8%	0,2%	5.826	6.602	13,3%
Mercado externo	313	328	385	23,0%	17,5%	840	1.063	26,5%
Venta productos petroquímicos (Ktn)	197	0	0	N/A	N/A	567	154	-72,8%
Mercado local	137	0	0	N/A	N/A	376	119	-68,2%
Mercado externo	60	0	0	N/A	N/A	192	35	-81,8%
Venta de granos, harinas y aceites (Ktn)	381	517	449	17,6%	-13,2%	1.132	1.237	9,2%
Mercado local	4	39	50	1117,2%	29,3%	26	96	265,9%
Mercado externo	377	478	398	5,6%	-16,6%	1.106	1.140	3,1%
Venta de fertilizantes (Ktn)	25	166	242	866,0%	45,6%	539	512	-4,9%
Mercado local	25	166	242	866,0%	45,6%	539	512	-4,9%
Precio promedio neto de combustibles en mercado local								
Nafta (USD/m3)	516	589	564	9,3%	-4,3%	497	562	13,1%
Gasoil (USD/m3)	552	738	810	46,8%	9,7%	528	719	36,2%
Otros Productos Refinados (USD/bbl)	72	106	104	44,2%	-2,5%	66	99	49,8%

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 279,0 Kbb/d, lo que supone una disminución del 3,0% t/t y un incremento del 6,1% a/a. El nivel de utilización fue de 85,0% y, a pesar de los niveles inferiores de procesamiento, durante el trimestre alcanzamos un nuevo récord en la producción de naftas y destilados medios a través de la maximización en los niveles de conversión de nuestras refinarias. **La disminución secuencial de niveles de procesamiento se debió principalmente a un paro programado de mantenimiento en la refinería Plaza Huincul.**

Los volúmenes de ventas locales de naftas se incrementaron 4,1% t/t superando los niveles prepandemia por 9,4%, mientras que **los volúmenes de ventas locales de gasoil se mantuvieron relativamente estables de manera secuencial, manteniendo los niveles récord** alcanzados el trimestre anterior, y creciendo 12,9% respecto a los niveles prepandemia del tercer trimestre del 2019. Cabe resaltar que la demanda de gasoil en el negocio agro disminuyó en un 21% durante el trimestre debido a una intensa sequía, totalmente compensado por un incremento en la demanda en los segmentos de industrias y estaciones de servicio.

El precio promedio del gasoil en el mercado local en dólares aumentó un 9,7% t/t, mientras que el precio de la nafta se contrajo un 4,3% t/t. La variación secuencial fue el resultado de una activa política de precios en el surtidor, con el objetivo de compensar la depreciación de la moneda y conseguir, al menos parcialmente, acompañar la tendencia de las paridades de importación. Además, durante el trimestre, nos continuamos beneficiando de un contexto de precios altos en la canasta de productos refinados, además de las naftas y el gasoil, que representan aproximadamente entre el 15% y 20% de nuestros ingresos totales. Al mismo tiempo, los precios promedio de esta canasta disminuyeron 2,5% en

comparación al trimestre anterior, en el marco de una baja en el precio del crudo Brent del 13%; y se mantuvo un 44,2% por encima del promedio para el tercer trimestre del 2021.

Resultados Downstream	3T21	2T22	3T22	A/A Δ	T/T Δ	9M21	9M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Gasoil	1.220	1.775	1.950	59,8%	9,9%	3.252	5.008	54,0%
Naftas	720	880	878	21,9%	-0,3%	1.914	2.575	34,5%
Otros mercado local	528	844	1.007	90,8%	19,4%	1.613	2.473	53,3%
Mercado externo	394	671	559	41,9%	-16,8%	1.127	1.653	46,6%
Ingresos	2.861	4.170	4.394	53,6%	5,4%	7.907	11.708	48,1%
Depreciaciones y amortizaciones	(141)	(138)	(139)	-1,1%	1,0%	(415)	(411)	-1,0%
Costo de refinación y logística	(284)	(344)	(378)	32,9%	9,8%	(768)	(1.011)	31,6%
Importación de combustibles	(170)	(346)	(568)	235,0%	64,2%	(339)	(1.248)	268,0%
Compras de crudo (intersegmento + a terceros)	(1.300)	(1.600)	(1.833)	41,1%	14,6%	(3.721)	(4.867)	30,8%
Compras de biocombustibles	(136)	(251)	(304)	123,9%	20,8%	(333)	(722)	116,6%
Compras agro non-oil	(311)	(503)	(386)	23,8%	-23,3%	(752)	(1.080)	43,7%
Otros	(285)	(364)	(413)	44,7%	13,6%	(802)	(1.061)	32,2%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	235	625	374	59,2%	-40,2%	776	1.308	68,6%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	235	625	374	59,2%	-40,2%	776	1.308	68,6%
Depreciaciones y amortizaciones	141	138	139	-1,1%	1,0%	415	411	-1,0%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
EBITDA	376	763	513	36,6%	-32,7%	1.191	1.719	44,3%
Arrendamientos opex	(21)	(19)	(20)	-3,8%	4,3%	(56)	(58)	3,1%
Otros ajustes	(0)	1	1	N/A	31,9%	0	3	535,9%
EBITDA Ajustado	355	745	494	39,4%	-33,6%	1.135	1.664	46,6%
Resultados por tenencia (RxT) de crudo y productos asociados	48	192	40	-15,9%	-79,0%	217	300	38,2%
EBITDA Ajustado excl. RxT de crudo y productos asociados	307	553	454	48,0%	-17,9%	918	1.364	48,6%
Inversiones	113	171	226	100,1%	32,5%	245	502	104,7%

Los ingresos durante el 3T22 ascendieron a US\$ 4.394 millones, un incremento del 5,4% en comparación con el 2T22, impulsado principalmente por el aumento de los precios promedios del gasoil y mayores volúmenes de ventas de naftas, jet fuel y lubricantes, entre otros.

Los costos de refino y logística crecieron un 9,8% t/t, principalmente debido a la presión inflacionaria sobre los materiales, servicios y costos de energía en nuestras refinerías, sumado a mayores gastos de transportes derivados del incremento en los volúmenes de ventas de naftas y jet fuel mencionados anteriormente.

Por su parte, las importaciones de nafta y gasoil aumentaron en un 75,7% t/t, principalmente como consecuencia de los mayores precios, y un aumento aún más pronunciado en los volúmenes. Las compras de crudo (incluidas las compras intersegmento a nuestro negocio del Upstream) se incrementaron en un 14,6% de la mano del incremento en los volúmenes de 10,7%, principalmente debido a recomposición de inventarios y mayores precios de venta de crudo de 3,7%. Las compras de biocombustibles aumentaron en un 20,8% principalmente como resultado de un aumento en los niveles de aditivación desde mediados de junio y mayores volúmenes de naftas vendidas en el trimestre. Las compras de productos *non oil* disminuyeron un 23,3%, en línea con la disminución en los volúmenes de ventas.

Como resultado, el EBITDA ajustado de Downstream, excluyendo el efecto precio de la variación de stock de refinados, ascendió a US\$ 17,8 por barril de crudo procesado, disminuyendo t/t respecto a los US\$ 21,1 por barril de EBITDA ajustado registrado en el trimestre anterior. Dentro del segmento del Downstream, el EBITDA ajustado de Refino y Marketing alcanzó los US\$ 15,0 por barril de crudo procesado, mientras que el negocio petroquímico registró US\$ 2,9 por barril.

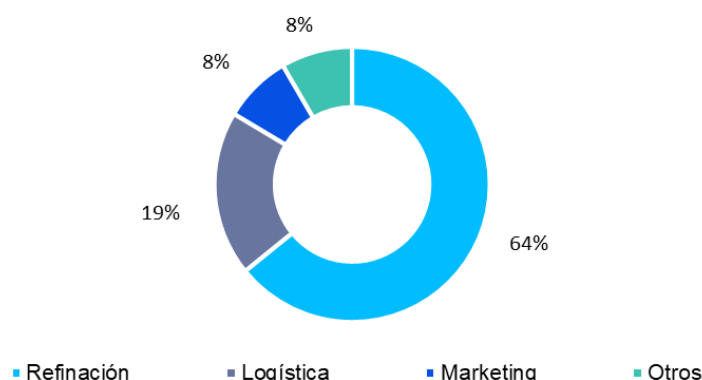
Inversiones:

Las inversiones en Downstream totalizaron US\$ 226 millones en el trimestre, mostrando un incremento de 32,5% secuencial y un crecimiento de 100,1% a/a. Del total, 64,2% se destinó a refinación, 19,4% a logística, 8,4% a petroquímicos y el 8,0% a marketing.

Durante el 3T22, continuamos con la ejecución del proyecto de nuevas especificaciones de combustibles, que incluye la construcción de una nueva unidad de hidrotreatmento de gasoil en la refinería de Luján de Cuyo y la renovación de unidades existentes de hidrotreatmento de naftas 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 la misma línea, iniciamos los trabajos preliminares para la renovación la Unidad de Topping en la refinería Plaza Huinca, que también nos permitirá incrementar los niveles de procesamiento de *crudo shale*.

En cuanto a las inversiones en el *Midstream oil*, segmento que consolida dentro del negocio de Downstream, continuamos trabajando con nuestra estrategia para destrabar la continua expansión de Vaca Muerta. En este sentido, durante el trimestre seguimos avanzando en la expansión del oleoducto Odelval, que duplicará la capacidad de evacuación existente, la terminal de exportación de *Oil Tanking Ebytem*, al igual que la construcción del nuevo oleoducto "Vaca Muerta Norte", que conectará los dos bloques centrales hacia el norte de la Provincia de Neuquén y el Oleoducto Transandino.

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



4.3. GAS Y ENERGÍA

Resultados Gas y Energía	3T21	2T22	3T22	A/A Δ	T/T Δ	9M21	9M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ventas como productores de gas natural (intersegmento + a terceros)	546	493	585	7.0%	18.6%	1,258	1,466	16.5%
Ventas de gas natural al segmento retail	147	138	150	2.0%	8.9%	313	349	11.5%
Otros	51	117	122	141.5%	4.0%	120	325	169.5%
Ingresos	744	748	857	15.2%	14.5%	1,692	2,140	26.5%
Depreciaciones y amortizaciones	(14)	(21)	(20)	45.4%	-5.1%	(38)	(63)	64.2%
Compras de gas natural (intersegmento + a terceros)	(539)	(490)	(580)	7.6%	18.4%	(1,252)	(1,466)	17.1%
Otros	(162)	(197)	(208)	28.1%	5.4%	(393)	(518)	31.8%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	29	40	49	70.1%	22.5%	9	92	959.8%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	29	40	49	70.1%	22.5%	9	92	959.8%
Depreciaciones y amortizaciones	14	21	20	45.4%	-5.1%	38	63	64.2%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
EBITDA	43	61	69	62.1%	13.0%	47	155	229.8%
Arrendamientos opex	(5)	(6)	(6)	10.6%	0.0%	(16)	(20)	19.3%
Otros ajustes	(0)	(1)	(5)	30269.3%	616.5%	3	(6)	N/A
EBITDA Ajustado	37	54	58	56.6%	7.0%	34	130	284.5%
Inversiones	4	11	27	570.5%	148.5%	14	45	214.9%

Las ventas como productores de gas natural incluyen mercado local y exportaciones

Los ingresos durante el 3T22 ascendieron a US\$ 857 millones, con un incremento del 14,5% respecto al 2T22, impulsado principalmente por un aumento del 18,6% en las ventas de gas natural como productor – 68,2% de las ventas del segmento - vinculadas a un incremento del precio del 12,8% debido al efecto estacional en los precios comprendido dentro del Plan GasAr y una expansión del 5,2% en los volúmenes vendidos.

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) – 17,5% de las ventas del segmento – aumentaron en un 8,9 % t/t principalmente por mayores volúmenes de gas natural despachados de 5,3% y mayores precios por 3,4%.

En términos interanuales, los ingresos de este segmento aumentaron un 15,2% impulsados por un crecimiento del 7,0% en las ventas de gas natural como productor, un 2,0% en el segmento *retail* y un 141,5% de aumento en otras ventas, derivado de la transferencia desde el segmento de Upstream de las ventas de propano y butano, ahora incluidas dentro de la unidad de Midstream gas.

Los costos operativos totales, excluyendo depreciaciones y amortizaciones, crecieron 14,7% t/t, principalmente debido al aumento del 18,4% de las compras de gas natural, en línea con el incremento de las ventas durante el 3T22.

En conjunto, el EBITDA ajustado se situó en US\$ 58 millones. Esto refleja un crecimiento del 7,0% comparado con los US\$ 54 millones del 2T22.

Inversiones:

Durante el 3T22, las inversiones en Gas y Energía totalizaron US\$ 27 millones, con un incremento del 148,4% t/t, principalmente enfocadas en la construcción de nuevas instalaciones de Midstream gas. En este sentido, durante el trimestre, se avanzó en el desarrollo de (i) el “Proyecto Tex Randall”, buscando incrementar los niveles de procesamiento de gas hasta 6 Mm3/d en los bloques centrales, y (ii) el proyecto de expansión en Rincón de Mangrullo, cuyo objetivo principal es mejorar la capacidad de transporte de gas al sistema regulado en 5 Mm3/d.

Finalmente, en septiembre del 2022, YPF y Petronas, la compañía nacional de petróleo y gas de Malasia, firmaron un Memorándum de Entendimiento (MOU) y un Acuerdo de Estudio Desarrollo Conjunto (JSDA) para un proyecto de Gas Natural Licuado (“GNL”) en Argentina que comprenderá la construcción potencial de una terminal de GNL, junto al desarrollo de proyectos de gas no convencional del Upstream, la construcción de infraestructura asociada (incluyendo gasoductos), al igual que el marketing y la comercialización internacional de GNL.

4.4. CORPORACIÓN Y OTROS

Resultados Corporación & Otros	3T21	2T22	3T22	A/A Δ	T/T Δ	9M21	9M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ingresos	224	280	330	47,4%	17,8%	548	845	54,0%
Costos operativos y otros	(261)	(375)	(448)	71,5%	19,6%	(664)	(1.117)	68,2%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	(37)	(94)	(118)	215,7%	25,0%	(116)	(272)	135,4%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	(37)	(94)	(118)	215,7%	25,0%	(116)	(272)	135,4%
Depreciaciones y amortizaciones	22	29	23	6,6%	-21,9%	63	73	15,1%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
EBITDA	(16)	(65)	(95)	501,2%	46,3%	(53)	(200)	280,1%
Arrendamientos opex	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Otros ajustes	5	18	41	778,6%	130,5%	5	60	1186,1%
EBITDA Ajustado	(11)	(47)	(54)	384,5%	14,4%	(48)	(140)	192,0%
Inversiones	19	21	66	245,7%	220,8%	39	117	197,8%

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 3T22 representó una pérdida de US\$ 54 millones, frente a la pérdida de US\$ 47 millones del 2T22.

Nuestra subsidiaria AESA, al igual que la unidad de Arenas, mantuvieron su EBITDA ajustado t/t. En consecuencia, la pérdida de EBITDA ajustado aumentó secuencialmente en nuestras áreas corporativas debido a un incremento de los costos en línea con la presión inflacionaria mencionada anteriormente.

Adicionalmente, al comparar la evolución del EBITDA Ajustado a/a, donde se registró una pérdida de más del 400%, se debe considerar que en el 3T21 se registró la venta de un inmueble.

5. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

5.1. RESUMEN ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Flujo de Efectivo	3T21	2T22	3T22	A/A Δ	T/T Δ	9M21	9M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Efectivo al inicio del ejercicio	540	795	667	23,5%	-16,1%	650	611	-6,0%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	1.086	1.334	1.585	45,8%	18,8%	3.141	4.352	38,5%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(789)	(1.021)	(990)	25,5%	-3,1%	(1.844)	(2.850)	54,6%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(200)	(379)	(350)	75,3%	-7,6%	(1.247)	(1.100)	-11,8%
Ajustes de conversión & otros	(15)	(62)	(78)	429,4%	25,8%	(77)	(180)	133,0%
Efectivo al cierre del período	623	667	834	33,8%	25,0%	623	834	33,8%
Inversiones en activos financieros	410	575	500	22,0%	-13,0%	410	500	22,0%
Caja + inversiones corrientes al cierre	1.034	1.243	1.335	29,1%	7,4%	1.034	1.335	29,1%
FCF	144	310	262	81,7%	-15,3%	740	963	30,1%

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

En el 3T22 continuamos con la tendencia positiva en nuestro flujo neto de efectivo de actividades operativas, que alcanzó los US\$ 1.585 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 aumentó un 18,8%, a pesar de mantener estables los niveles de EBITDA Ajustado, principalmente debido a las variaciones positivas del capital de trabajo, generadas por derechos de importación pagados anticipadamente durante el trimestre anterior.

El flujo neto de efectivo de las actividades de inversión fue negativo en US\$ 990 millones, frente a los US\$ 1.021 millones negativos del 2T22. Esta variación, a pesar del incremento de las inversiones, se debió a una contracción en las inversiones en activos financieros. En el 3T21, el flujo neto de efectivo de las actividades de inversión fue negativo en US\$ 789 millones, un valor significativamente menor que en el 3T22, principalmente debido a la expansión en el plan de inversiones.

El flujo de caja neto de las actividades de financiación ascendió a US\$ 350 millones negativos en el 3T22, situándose en niveles similares a los registrados en el trimestre anterior.

Como resultado, el flujo de caja libre (FCF) antes del financiamiento de la deuda alcanzó los US\$ 262 millones durante el trimestre, siendo positivo por décimo trimestre consecutivo. La mejora estuvo relacionada con altos niveles de rentabilidad, parcialmente compensada por el incremento en nuestro plan de inversiones, manteniéndose en línea para cumplir los objetivos del año.

En términos de la administración de nuestra liquidez, nuestra caja e inversiones corrientes fueron de US\$ 1.335 millones al cierre de septiembre 2022, un aumento de US\$ 92 millones en comparación al trimestre anterior, incluyendo US\$ 500 millones de bonos soberanos y letras del Tesoro argentino.

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 31,0% 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 22,0%.

5.2. DEUDA NETA

Desglose Deuda Neta	3T21	2T22	3T22	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Deuda corto plazo	1.092	766	857	11,8%
Deuda largo plazo	6.397	6.320	6.133	-3,0%
Deuda Total	7.489	7.085	6.989	-1,4%
<i>Tasa de interés promedio para deuda AR\$</i>	35,1%	42,4%	56,2%	
<i>Tasa de interés promedio para deuda US\$</i>	7,5%	7,9%	7,9%	
<i>% deuda en AR\$</i>	5%	3%	2%	
Caja y equivalente de caja	1.034	1.243	1.335	7,4%
<i>% caja en AR\$</i>	60%	62%	62%	
Deuda neta	6.455	5.843	5.655	-3,2%

Los tipos de interés medio de la deuda en AR\$ y en US\$ refieren a YPF Individual

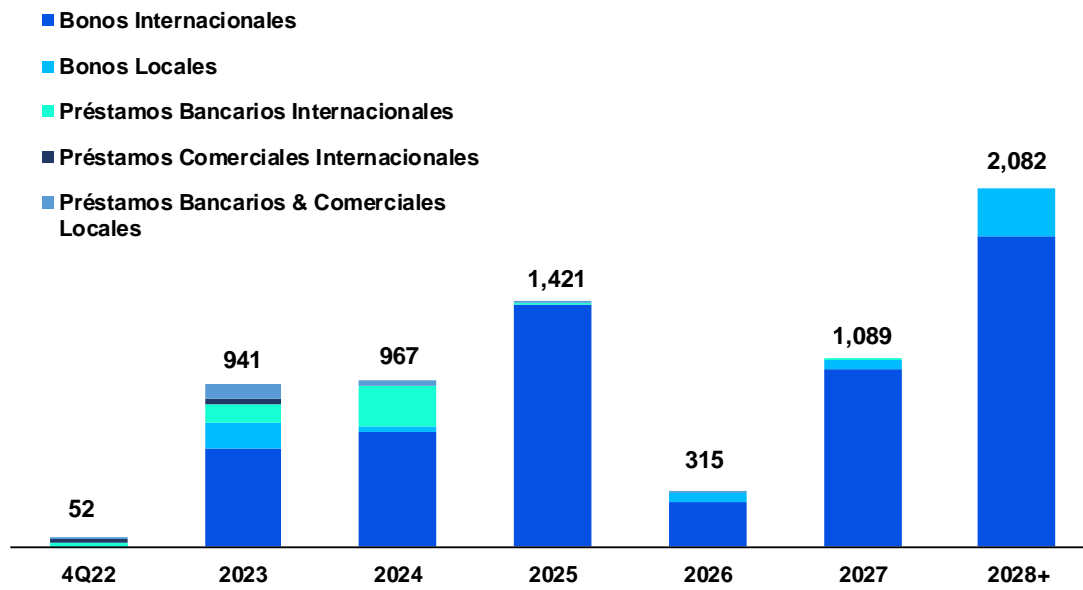
Al 30 de septiembre de 2022, la deuda neta consolidada de YPF totalizó US\$ 5.655 millones, con una reducción de US\$ 188 millones t/t. En términos interanuales, la reducción alcanzó los US\$ 801 millones y, teniendo en cuenta los 10 trimestres consecutivos con flujo de caja libre positivo, la reducción acumulada de la deuda neta asciende a US\$ 1.985 millones.

En el mismo sentido, en el 3T22 logramos una mayor reducción del apalancamiento neto, alcanzando un ratio de deuda neta sobre el EBITDA ajustado de los últimos doce meses de 1,18x, 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 cubre los vencimientos del principal de la deuda de los próximos 18 meses.

Por otra parte, en octubre 2022, la agencia local Fix aumento nuestro rating de emisor local pasando de AA+ a AAA. Adicionalmente, la agencia de ratings Moody's anunció un cambio en el *outlook* de "estable" a "positivo", en ambos casos, resaltando la mejora continua en el desempeño operacional y financiero, al igual que el gran crecimiento en términos de oportunidades para el mediano y largo plazo.

Con respecto al perfil de vencimientos, al 30 de septiembre del 2022 enfrentábamos vencimientos por US\$ 52 millones para los tres meses restantes del 2022, principalmente de líneas de financiamiento comercial. Adicionalmente, para el año 2023, enfrentamos vencimientos por US\$ 941 millones, que consisten principalmente en amortizaciones de bonos nacionales e internacionales (representando el 76% del total).

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de principal de la compañía al 30 de septiembre de 2022, expresado en millones de dólares:



6. TABLAS Y NOTAS

6.1. ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados	3T21	2T22	3T22	A/A Δ	T/T Δ	9M21	9M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ingresos	3.621	4.855	5.179	43,0%	6,7%	9.618	13.669	42,1%
Costos	(2.820)	(3.444)	(3.784)	34,2%	9,9%	(7.697)	(10.067)	30,8%
Resultado bruto	801	1.411	1.394	74,0%	-1,1%	1.921	3.601	87,5%
Gastos de comercialización	(280)	(377)	(384)	37,1%	1,9%	(780)	(1.015)	30,1%
Gastos de administración	(117)	(159)	(171)	45,7%	7,2%	(335)	(468)	39,7%
Gastos de exploración	(10)	(13)	(19)	92,2%	45,2%	(20)	(43)	110,6%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	(104)	N/A	N/A	-	(104)	N/A
Otros resultados operativos, netos	34	(12)	(16)	N/A	36,3%	30	(41)	N/A
Resultado operativo	428	850	701	63,8%	-17,6%	816	1.930	136,6%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	45	133	145	225,4%	8,7%	117	393	235,6%
<i>Ingresos financieros</i>	157	455	641	307,2%	40,8%	617	1.397	126,5%
<i>Costos financieros</i>	(304)	(510)	(618)	102,8%	21,1%	(1.046)	(1.530)	46,3%
<i>Otros resultados financieros</i>	65	51	92	41,3%	80,3%	182	200	9,8%
Resultados financieros, netos	(82)	(4)	115	N/A	N/A	(247)	67	N/A
Resultado antes de impuesto a las ganancias	390	979	960	146,2%	-1,9%	686	2.390	248,5%
Impuesto a las ganancias	(153)	(181)	(282)	84,2%	55,8%	(966)	(666)	-31,1%
Resultado neto del período	237	798	678	186,3%	-15,0%	(280)	1.724	N/A
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	232	790	677	192,4%	-14,3%	(271)	1.717	N/A
Resultado neto atribuible al interés no controlante	5	8	1	-81,0%	-87,5%	(10)	7	N/A
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	0,59	2,01	1,72	191,5%	-14,4%	(0,69)	4,37	N/A

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

Estado de Resultados	3T21	2T22	3T22	A/A Δ	T/T Δ	9M21	9M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en AR\$ millones								
Ingresos	353.558	578.011	719.440	103,5%	24,5%	904.321	1.685.620	86,4%
Costos	(275.354)	(410.626)	(527.339)	91,5%	28,4%	(722.825)	(1.241.107)	71,7%
Resultado bruto	78.204	167.385	192.101	145,6%	14,8%	181.496	444.513	144,9%
Gastos de comercialización	(27.369)	(44.888)	(53.453)	95,3%	19,1%	(73.335)	(125.565)	71,2%
Gastos de administración	(11.522)	(19.218)	(24.377)	111,6%	26,8%	(31.559)	(58.369)	85,0%
Gastos de exploración	(963)	(1.553)	(2.593)	169,3%	67,0%	(1.926)	(5.269)	173,6%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	(14.108)	N/A	N/A	-	(14.108)	N/A
Otros resultados operativos, netos	3.286	(1.370)	(2.158)	N/A	57,5%	2.955	(4.985)	N/A
Resultado operativo	41.636	100.356	95.412	129,2%	-4,9%	77.631	236.217	204,3%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	4.358	15.465	19.038	336,9%	23,1%	10.913	46.732	328,2%
<i>Ingresos financieros</i>	15.374	53.736	87.286	467,8%	62,4%	57.035	173.132	203,6%
<i>Costos financieros</i>	(29.862)	(60.960)	(86.026)	188,1%	41,1%	(97.633)	(190.023)	94,6%
<i>Otros resultados financieros</i>	6.535	7.017	15.478	136,8%	120,6%	17.482	28.827	64,9%
Resultados financieros, netos	(7.953)	(207)	16.738	N/A	N/A	(23.116)	11.936	N/A
Resultado antes de impuesto a las ganancias	38.041	115.614	131.188	244,9%	13,5%	65.428	294.885	350,7%
Impuesto a las ganancias	(15.070)	(21.551)	(39.006)	158,8%	81,0%	(90.966)	(82.223)	-9,6%
Resultado neto del período	22.971	94.063	92.182	301,3%	-2,0%	(25.538)	212.662	N/A
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	22.500	93.087	91.896	308,4%	-1,3%	(24.583)	211.586	N/A
Resultado neto atribuible al interés no controlante	471	976	286	-39,3%	-70,7%	(955)	1.076	N/A
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	57,33	236,84	233,72	307,7%	-1,3%	(62,60)	538,25	N/A

6.2. BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

Balance General Consolidado Cifras no auditadas	En US\$ millones		En AR\$ millones	
	2021-12-31	2022-09-30	2021-12-31	2022-09-30
Activo No Corriente				
Activos intangibles	419	412	43.014	60.612
Propiedades, planta y equipo	16.003	16.625	1.642.259	2.447.475
Activos por derecho de uso	519	499	53.260	73.535
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1.529	1.866	156.925	274.672
Activos por impuesto diferido, netos	19	6	1.921	911
Otros créditos	190	45	19.549	6.645
Créditos por ventas	43	10	4.363	1.478
Inversiones en activos financieros	25	201	2.534	29.616
Total del Activo No Corriente	18.747	19.664	1.923.825	2.894.944
Activo Corriente				
Activos mantenidos para su disposición	1	0	103	0
Inventarios	1.500	2.001	153.927	294.515
Activos de contratos	13	1	1.360	184
Otros créditos	616	614	63.259	90.342
Créditos por ventas	1.305	1.673	133.904	246.349
Inversiones en activos financieros	497	500	51.012	73.676
Efectivo y equivalentes de efectivo	611	834	62.678	122.793
Total del Activo Corriente	4.543	5.623	466.243	827.859
Total del Activo	23.290	25.287	2.390.068	3.722.803
Total Patrimonio Neto	8.265	10.118	848.118	1.489.582
Pasivo No Corriente				
Provisiones	2.519	2.548	258.478	375.160
Pasivos por impuesto diferido, netos	1.805	796	185.179	117.200
Impuesto a las ganancias a pagar	29	33	3.026	4.858
Cargas fiscales	2	1	201	194
Remuneraciones y cargas sociales	32	4	3.262	556
Pasivos por arrendamientos	276	247	28.335	36.316
Préstamos	6.534	6.133	670.535	902.880
Otros pasivos	9	8	968	1.239
Cuentas por pagar	9	8	888	1.185
Total del Pasivo No Corriente	11.215	9.778	1.150.872	1.439.588
Pasivo Corriente				
Provisiones	188	178	19.297	26.201
Pasivos de contratos	130	254	13.329	37.362
Impuesto a las ganancias a pagar	13	960	1.336	141.367
Cargas fiscales	143	246	14.671	36.226
Remuneraciones y cargas sociales	229	245	23.459	36.121
Pasivos por arrendamientos	266	275	27.287	40.454
Préstamos	845	857	86.680	126.107
Otros pasivos	34	10	3.468	1.492
Cuentas por pagar	1.964	2.366	201.551	348.303
Total del Pasivo Corriente	3.811	5.391	391.078	793.633
Total del Pasivo	15.026	15.169	1.541.950	2.233.221
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	23.290	25.287	2.390.068	3.722.803

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

6.3. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado	3T21	2T22	3T22	A/A Δ	T/T Δ	9M21	9M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Actividades operativas:								
Resultado neto	237	798	678	186,3%	-15,0%	(280)	1.724	N/A
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(45)	(133)	(145)	225,4%	8,7%	(117)	(393)	235,6%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	715	631	655	-8,4%	3,9%	2.175	1.875	-13,8%
Depreciación de activos por derecho de uso	52	50	56	7,4%	12,5%	151	157	4,1%
Amortización de activos intangibles	13	12	11	-16,1%	-12,0%	37	34	-9,0%
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	74	100	111	50,9%	11,5%	244	296	21,4%
Cargo por impuesto a las ganancias	153	181	282	84,2%	55,8%	966	666	-31,1%
Aumento neto de provisiones	49	105	82	66,5%	-22,0%	193	260	34,2%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	104	0,0%	0,0%	-	104	N/A
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	105	126	(129)	N/A	N/A	270	5	-98,1%
Planes de beneficios en acciones	1	0	3	551,3%	607,0%	3	4	38,9%
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	(11)	-	-	N/A	N/A	(16)	-	N/A
Resultado por venta de activos mantenidos para su disposición	(25)	-	-	N/A	N/A	(58)	-	N/A
Resultado por canje de instrumentos financieros	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Cambios en activos y pasivos:								
Créditos por ventas	(123)	(231)	(181)	47,9%	-21,4%	(264)	(526)	98,8%
Otros créditos	(29)	(135)	(69)	134,7%	-49,0%	(67)	(47)	-29,6%
Inventarios	(95)	(210)	(271)	186,1%	29,3%	(206)	(483)	134,2%
Cuentas por pagar	(53)	80	312	N/A	290,8%	75	373	400,2%
Cargas fiscales	(15)	(58)	27	N/A	N/A	19	146	654,7%
Remuneraciones y cargas sociales	16	17	32	107,0%	89,1%	1	16	1339,7%
Otros pasivos	(24)	(4)	(2)	-90,2%	-42,6%	(68)	(26)	-62,5%
Disminución de provisiones por pago/utilización	(14)	(32)	(47)	235,2%	49,7%	(45)	(109)	144,5%
Activos de contratos	3	(4)	14	384,9%	N/A	(3)	6	N/A
Pasivos de contratos	104	(19)	61	-41,3%	N/A	111	210	88,9%
Dividendos cobrados	-	64	2	N/A	-97,1%	40	66	63,1%
Cobro de seguros por pérdida de beneficio	-	-	-	N/A	N/A	5	1	-80,2%
Pagos de impuesto a las ganancias	(1)	(4)	(2)	40,4%	-52,5%	(4)	(8)	97,1%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	1.086	1.334	1.585	45,8%	18,8%	3.141	4.352	38,5%
Actividades de inversión:								
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(702)	(820)	(1.049)	49,5%	28,0%	(1.695)	(2.654)	56,6%
Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	-	-	(0)	N/A	N/A	-	(0)	N/A
Cobros por ventas de activos financieros	103	195	168	63,7%	-13,8%	327	396	20,9%
Pagos por adquisición de activos financieros	(209)	(416)	(140)	-33,1%	-66,4%	(547)	(644)	17,6%
Intereses cobrados de activos financieros	5	17	29	490,6%	67,3%	40	47	17,6%
Cobros por cesión de áreas y ventas de activos	14	2	2	-82,6%	36,8%	32	6	-81,2%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(789)	(1.021)	(990)	25,5%	-3,1%	(1.844)	(2.850)	54,6%
Actividades de financiación:								
Pago de préstamos	(231)	(232)	(66)	-71,3%	-71,5%	(1.310)	(756)	-42,3%
Pago de intereses	(183)	(126)	(183)	0,0%	44,5%	(513)	(482)	-5,9%
Préstamos obtenidos	286	9	47	-83,7%	439,2%	802	410	-48,9%
Adelantos en cuenta corriente, netos	-	54	(47)	N/A	N/A	-	(0)	N/A
Recompra de acciones propias	-	-	(6)	N/A	N/A	-	(6)	N/A
Pagos por arrendamientos	(72)	(80)	(93)	28,9%	15,4%	(225)	(258)	14,7%
Pago de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(0)	(2)	(2)	805,9%	-1,1%	(0)	(5)	972,8%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(200)	(379)	(350)	75,3%	-7,6%	(1.247)	(1.100)	-11,8%
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	3	26	45	1229,1%	71,7%	20	86	329,0%
Ajustes de conversión	(18)	(88)	(123)	579,2%	39,4%	(97)	(266)	173,6%
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	83	(128)	167	100,7%	N/A	(26)	223	N/A
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	540	795	667	23,5%	-16,1%	650	611	-6,0%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	623	667	834	33,8%	25,0%	623	834	33,8%

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

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado	3T21	2T22	3T22	A/A Δ	T/T Δ	9M21	9M22	A/A Δ
Cifras no auditadas, en AR\$ millones								
Actividades operativas								
Resultado neto	22.971	94.063	92.182	301,3%	-2,0%	(25.538)	212.662	N/A
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(4.358)	(15.465)	(19.038)	336,9%	23,1%	(10.913)	(46.732)	328,2%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	69.548	74.560	89.569	28,8%	20,1%	202.975	226.938	11,8%
Depreciación de activos por derecho de uso	5.092	5.894	7.625	49,7%	29,4%	14.074	18.910	34,4%
Amortización de activos intangibles	1.246	1.492	1.621	30,1%	8,6%	3.485	4.295	23,2%
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	7.151	11.738	15.074	110,8%	28,4%	22.706	35.915	58,2%
Cargo por impuesto a las ganancias	15.070	21.551	39.006	158,8%	81,0%	90.966	82.223	-9,6%
Aumento neto de provisiones	4.800	12.430	11.165	132,6%	-10,2%	17.978	31.248	73,8%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	14.108	N/A	N/A	-	14.108	N/A
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	9.966	14.033	(19.817)	N/A	N/A	25.155	(5.019)	N/A
Planes de beneficios en acciones	51	57	464	809,8%	714,0%	292	574	96,6%
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	(1.027)	-	-	N/A	N/A	(1.499)	-	N/A
Resultado por venta de activos mantenidos para su disposición	(2.428)	-	-	N/A	N/A	(5.549)	-	N/A
Resultado por canje de instrumentos financieros	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Cambios en activos y pasivos:								
Créditos por ventas	(11.916)	(27.199)	(24.619)	106,6%	-9,5%	(25.352)	(63.891)	152,0%
Otros créditos	(2.851)	(15.902)	(9.345)	227,8%	-41,2%	(5.912)	(8.600)	45,5%
Inventarios	(9.202)	(24.708)	(36.774)	299,6%	48,8%	(19.551)	(61.767)	215,9%
Cuentas por pagar	(5.134)	9.405	42.318	N/A	350,0%	5.799	49.781	758,4%
Cargas fiscales	(1.453)	(6.886)	3.675	N/A	N/A	1.275	15.725	1133,3%
Remuneraciones y cargas sociales	1.507	2.001	4.357	189,1%	117,7%	304	2.804	822,4%
Otros pasivos	(2.369)	(492)	(325)	-86,3%	-33,9%	(6.339)	(2.841)	-55,2%
Disminución de provisiones por pago/utilización	(1.373)	(3.729)	(6.428)	368,2%	72,4%	(4.127)	(13.367)	223,9%
Activos de contratos	283	(441)	1.917	577,4%	N/A	(265)	1.060	N/A
Pasivos de contratos	10.099	(2.231)	8.283	-18,0%	N/A	10.815	23.934	121,3%
Dividendos cobrados	-	7.540	256	N/A	-96,6%	3.794	7.796	105,5%
Cobro de seguros por pérdida de beneficio	-	-	-	N/A	N/A	515	116	-77,5%
Pagos de impuesto a las ganancias	(129)	(463)	(253)	96,1%	-45,4%	(387)	(972)	151,2%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	105.544	157.248	215.021	103,7%	36,7%	292.846	524.900	79,2%
Actividades de inversión:								
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(68.176)	(96.612)	(142.371)	108,8%	47,4%	(158.792)	(322.612)	103,2%
Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	-	-	(40)	N/A	N/A	-	(40)	N/A
Cobros por ventas de activos financieros	9.972	22.980	22.808	128,7%	-0,7%	30.512	49.261	61,4%
Pagos por adquisición de activos financieros	(20.284)	(48.976)	(18.955)	-6,6%	-61,3%	(51.287)	(77.340)	50,8%
Intereses cobrados de activos financieros	475	2.034	3.919	725,1%	92,7%	3.696	6.042	63,5%
Cobros por cesión de áreas y ventas de activos	1.376	212	334	-75,7%	57,5%	3.010	723	-76,0%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(76.637)	(120.362)	(134.305)	75,2%	11,6%	(172.861)	(343.966)	99,0%
Actividades de financiación:								
Pago de préstamos	(22.401)	(27.381)	(8.987)	-59,9%	-67,2%	(120.045)	(85.115)	-29,1%
Pago de intereses	(17.730)	(14.894)	(24.772)	39,7%	66,3%	(47.674)	(58.140)	22,0%
Préstamos obtenidos	27.741	1.018	6.320	-77,2%	520,8%	73.788	45.068	-38,9%
Adelantos en cuenta corriente, netos	-	6.332	(6.332)	N/A	N/A	-	(794)	N/A
Recompra de acciones propias	-	-	(847)	N/A	N/A	-	(847)	N/A
Pagos por arrendamientos	(6.991)	(9.470)	(12.585)	80,0%	32,9%	(20.971)	(31.130)	48,4%
Pago de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(26)	(289)	(329)	1165,4%	13,8%	(47)	(665)	1314,9%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(19.407)	(44.684)	(47.532)	144,9%	6,4%	(114.949)	(131.623)	14,5%
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	329	3.089	6.108	1756,5%	97,7%	1.844	10.804	485,9%
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	9.829	(4.709)	39.292	299,8%	N/A	6.880	60.115	773,8%
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	51.669	88.210	83.501	61,6%	-5,3%	54.618	62.678	14,8%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	61.498	83.501	122.793	99,7%	47,1%	61.498	122.793	99,7%

6.4. PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS

Principales magnitudes físicas	Unidad	1T21	2T21	3T21	4T21	Acum. 2021	1T22	2T22	3T22	Acum. 2022
Cifras no auditadas										
Total Producción	Kboe	39.330	41.961	45.591	44.542	171.424	45.523	45.836	46.406	137.765
Crudo	Kbbl	18.691	19.125	19.265	19.886	76.967	19.993	20.506	20.680	61.178
NGL	Kbbl	2.653	3.329	3.832	2.757	12.572	3.979	3.796	3.496	11.271
Gas natural	Mm3	2.860	3.102	3.576	3.482	13.020	3.427	3.424	3.535	10.385
Henry Hub	USD/MMBTU	2,7	3,0	4,3	4,8	3,7	4,6	7,5	6,8	14,3
Brent	USD/bbl	61,8	68,8	73,5	79,6	70,7	97,4	111,9	97,8	307,1
Ventas (YPF individual)										
Ventas de productos refinados	Km3	4.232	4.365	4.702	4.756	18.055	4.571	4.743	4.920	14.235
Mercado local	Km3	3.993	4.077	4.389	4.396	16.855	4.209	4.416	4.535	13.160
Nafta	Km3	1.240	1.032	1.263	1.452	4.987	1.410	1.364	1.419	4.193
Gasoil	Km3	1.811	1.931	2.084	2.181	8.007	2.030	2.284	2.288	6.602
Jet fuel	Km3	65	49	74	107	295	124	115	129	368
Fuel Oil	Km3	102	73	36	5	216	4	13	21	38
LPG	Km3	221	296	278	240	1.035	243	305	298	847
Otros (*)	Km3	553	697	654	411	2.316	398	335	379	1.112
Mercado externo	Km3	239	288	313	360	1.200	362	328	385	1.074
Nafta virgen	Km3	0	96	89	20	205	22	53	85	159
Jet fuel	Km3	25	27	29	59	140	74	81	89	243
LPG	Km3	74	23	62	154	313	124	28	73	225
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	52	64	78	71	264	94	67	51	211
Otros (*)	Km3	88	79	55	56	278	49	100	87	236
Ventas de productos petroquímicos	Ktn	197	173	197	135	703	129	139	115	382
Mercado local	Ktn	116	123	137	114	489	99	111	90	301
Metanol	Ktn	43	57	71	53	224	68	76	54	197
Otros	Ktn	73	66	66	60	265	32	35	37	103
Mercado externo	Ktn	81	50	60	22	213	30	27	25	82
Metanol	Ktn	45	18	32	3	98	6	7	4	18
Otros	Ktn	37	32	28	19	115	23	21	20	64
Granos, harinas y aceites	Ktn	294	456	381	238	1.371	271	517	449	1.237
Mercado local	Ktn	11	11	4	7	33	7	39	50	96
Mercado externo	Ktn	284	445	377	232	1.338	264	478	398	1.140
Ventas de fertilizantes	Ktn	186	328	25	221	760	104	166	242	512
Mercado local	Ktn	186	328	25	221	760	104	166	242	512
Principales productos importados (YPF individual)										
Nafta	Km3	82	6	46	89	223	122	40	49	211
Jet Fuel	Km3	0	4	0	6	9	2	0	1	4
Gasoil	Km3	46	155	251	472	924	318	255	448	1.021

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

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

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

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



3T22

YPF S.A. | RESULTADOS CONSOLIDADOS