



YPF

1T23

YPF S.A. | RESULTADOS CONSOLIDADOS

ÍNDICE

1. PRINCIPALES HITOS	2
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	4
3. EBITDA Y RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO	7
4. ANALISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO	10
4.1. UPSTREAM	11
4.2. INDUSTRIALIZACIÓN	15
4.3. COMERCIALIZACIÓN	18
4.4. GAS Y ENERGÍA	21
4.5. CORPORACIÓN Y OTROS	23
5. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL	24
5.1. RESUMEN ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO	24
5.2. DEUDA NETA	25
6. TABLAS Y NOTAS	27
6.1. ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO	27
6.2. BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	28
6.3. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	29
6.4. PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS	31

Conferencia de Resultados “1T23” 12 de mayo, 2023 / 9.00 AM ET - 10.00 AM BAT

Seguí la presentación de resultados a través de nuestra web [ir.ypf.com](https://events.q4inc.com/attendee/849880949) o <https://events.q4inc.com/attendee/849880949>

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

RESULTADOS SÓLIDOS RESPALDADOS EN EL CONTINUO CRECIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETROLEO

Bases de presentación

Al 4T2022, la información financiera contenida en este documento está expresada, salvo que se indique lo contrario, en dólares estadounidenses correspondientes a la moneda funcional de YPF S.A. La información se basa en los estados financieros preparados de acuerdo con las NIIF vigentes en Argentina. Por otra parte, la información financiera de períodos anteriores se encuentra reexpresada en dólares estadounidenses correspondientes a la moneda funcional de YPF S.A. (en sustitución de los resultados financieros individuales de YPF S.A. expresados en pesos argentinos divididos por el tipo de cambio promedio del período).

Resumen Consolidado Resultados	1T22	4T22	1T23	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Ingresos	3.760	4.645	4.238	12,7%	-8,8%
EBITDA	1.060	1.223	1.116	5,3%	-8,7%
EBITDA Ajustado	995	933	1.044	5,0%	11,9%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	404	467	335	-17,1%	-28,3%
Resultado operativo	404	442	335	-17,1%	-24,2%
Resultado neto antes de deterioro de activos	267	480	341	27,7%	-29,0%
Resultado neto	267	464	341	27,7%	-26,5%
Resultado neto por acción	0,68	1,19	0,87	27,9%	-26,9%
Inversiones	730	1.421	1.298	77,9%	-8,6%
FCF	379	(188)	(17)	N/A	-91,0%
Caja y equivalentes de caja	1.329	1.092	1.296	-2,5%	18,7%
Deuda total	7.242	7.088	7.339	1,3%	3,5%

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. Caja y equivalentes de caja: Incluye Inversiones en activos financieros corrientes.

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)

1. PRINCIPALES HITOS

- **El EBITDA Ajustado** alcanzó los US\$ 1.044 millones, creciendo un 5% a/a y un 12% secuencialmente, principalmente debido al crecimiento de la producción de crudo y a los mayores niveles de procesamiento. Los precios locales de naftas y gasoil, disminuyeron levemente en terminos secuenciales, pero se situaron en 16% a/a.
- **La producción total de hidrocarburos continuó en el sendero de crecimiento** promediando los 511 Kboe/d, incrementándose un 2% t/t y un 1% a/a, producto de una sólida expansión interanual del 7% en la producción de crudo, alcanzando la marca trimestral más alta desde 2016.
- **La producción de crudo shale mantuvo altas tasas de crecimiento**, incrementando un 31% a/a, mientras que la producción de shale gas aumento un 9% a/a, ambas en línea para cumplir los objetivos del año.
- **La demanda local de combustibles** aumentó casi un 4% respecto al 1T22, aunque disminuyó un 3% secuencialmente producto de la menor demanda de gasoil.

- **Los niveles de procesamiento en nuestras refinerías alcanzaron los 307 Kbb/d, la marca más alta de los últimos 13 años**, aumentando un 5% secuencialmente y un 9% a/a, motivados por la renovación de la unidad de topping de la refinería de La Plata.
- **Los costos operativos** crecieron 28% a/a principalmente como resultado de una evolución negativa de las variables macroeconómicas como la inflación, los salarios, y la devaluación de la moneda. Sin embargo, los costos operativos se contrajeron un 8% t/t principalmente a raíz de efectos estacionales y cargos no monetarios registrados en el 4T22.
- **Las inversiones** totalizaron US\$ 1.298 millones, incrementándose un 78% a/a mientras se contrajeron un 9% t/t, representando un buen punto de partida para lograr el plan anual.
- **El Flujo de caja libre** se mostró estable en el primer trimestre, siendo negativo en US\$ 17 millones, llevando nuestra deuda neta a US\$ 6.043 millones y manteniendo estable nuestro índice de apalancamiento neto en 1,2x.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Desglose Ingresos Consolidados	1T22	4T22	1T23	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Gasoil	1.282	1.774	1.620	26,3%	-8,7%
Nafta	816	885	892	9,4%	0,9%
Gas natural como productores (a terceros)	311	283	270	-13,1%	-4,5%
Otros	883	1.167	977	10,6%	-16,2%
Total Mercado Local	3.292	4.108	3.759	14,2%	-8,5%
Jet fuel	86	160	162	87,4%	0,8%
Granos y harinas	113	52	5	-95,7%	-90,7%
Crudo	5	21	12	135,8%	-40,8%
Petroquímicos y otros	264	304	300	13,7%	-1,3%
Total Mercado Externo	468	537	479	2,2%	-10,9%
Total Ingresos	3.760	4.645	4.238	12,7%	-8,8%

En el 1T22, los ingresos ascendieron a US\$ 4.238 millones, disminuyendo un 8,8% t/t e incrementándose un 12,7% a/a. En terminos secuenciales, la disminución se explica principalmente por menores volúmenes despachados de gasoil, una contracción en las ventas de fertilizantes por estacionalidad, menores precios de los productos que correlacionan directamente con precios internacionales, tales como lubricantes, *jet fuel* (combustible para aviones), propano, petroquímicos y carbón, y una ligera disminución en los precios locales de combustibles.

Al analizar los ingresos del 1T23, cabe destacar:

- **Los ingresos por gasoil en el mercado local** (minorista y mayorista) – 38,2% de los ingresos totales – **se contrajeron un 8,7% t/t principalmente producto de una disminución de un 3,0% en los precios y de un 5,9% en los volúmenes vendidos** - afectados por el impacto de 2 días menos en el 1T23 comparado con el 4T22 y la contracción de la demanda de gasoil del agro del 14,9% t/t, debido a la estacionalidad habitual del primer trimestre, particularmente afectado por las severas sequías registradas en Argentina en los últimos meses.
- **Los ingresos por naftas en el mercado local** – 21,1% de los ingresos totales – **crecieron levemente un 0,9% t/t**, principalmente debido a mayores volúmenes despachados por 1,9%, registrando nuevamente la marca más alta de la compañía a nivel trimestral, compensados parcialmente por menores precios promedio por 1,0%.
- Los ingresos por ventas de gas natural como productores a terceros en el mercado local – 6,4% de los ingresos totales – disminuyeron un 4,5% t/t como consecuencia de menores volúmenes vendidos por 3,9% mientras que los precios se mantuvieron casi estables.
- Las otras ventas locales disminuyeron un 16,2% t/t a raíz de menores ventas de fertilizantes por estacionalidad y precios más bajos de productos con precio internacional como fertilizantes, lubricantes, *jet fuel*, propano, petroquímicos y carbón.

- Los ingresos por exportaciones se contrajeron un 10,9% t/t producto principalmente por una disminución de las exportaciones de granos y harinas como resultado de la severa sequía mencionada previamente.

Desglose Costos Consolidados	1T22	4T22	1T23	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Costo de extracción	(534)	(668)	(669)	25,4%	0,2%
Otros Upstream	(82)	(148)	(116)	41,9%	-21,1%
Costos de Industrialization	(318)	(441)	(415)	30,4%	-5,9%
Comercialización, G&E, Corpo y Otros	(164)	(274)	(206)	25,8%	-24,9%
Total Costos Operativos	(1.097)	(1.530)	(1.406)	28,2%	-8,1%
Depreciaciones & Amortizaciones	(651)	(744)	(775)	19,0%	4,2%
Ragalías	(216)	(250)	(236)	9,6%	-5,6%
Otros	(244)	(265)	(249)	1,7%	-6,1%
Total Otros Costos	(1.111)	(1.259)	(1.260)	13,4%	0,1%
Importación de combustibles	(337)	(355)	(400)	18,7%	12,6%
Compras de crudo a terceros	(255)	(336)	(386)	51,3%	14,9%
Compras de biocombustibles	(167)	(269)	(230)	37,6%	-14,8%
Compras agro non-oil	(190)	(142)	(114)	-39,8%	-19,5%
Otras compras	(189)	(224)	(224)	18,5%	0,3%
Variación de existencias	1	(259)	126	12500,0%	N/A
Total de Compras y Variaciones de Stock	(1.137)	(1.585)	(1.228)	8,0%	-22,5%
Otros resultados operativos, netos	(11)	196	(9)	-18,2%	N/A
Deterioro de activos	-	(25)	-	N/A	N/A
Total Costos Operativos + Compras + Deterioro de Activos	(3.356)	(4.203)	(3.903)	16,3%	-7,1%

Las variaciones de existencias incluyen efecto precio por US\$ (18) millones en el 1T22, US\$ (20) millones en el 4T22 y US\$(29) millones en el 1T23.

Respecto a los costos operativos, durante el 1T23 alcanzaron los US\$ 1.406 millones, disminuyendo un 8,1% respecto al 4T22. Esta variación se explica por cargos no recurrentes registrados en el 4T22 y cierta estacionalidad en las actividades corporativas. En la comparación contra el 1T22, los costos operativos se incrementaron un 28,2% como consecuencia principalmente de un continuo contexto de inflación acelerada y a una tasa de devaluación menor a la esperada, que incrementaron la presión sobre los costos operativos en términos de dólares, y por la expansión de los niveles de actividad a lo largo de todas las unidades de negocio, acorde a los incrementos de producción de crudo y gas, de los niveles de procesamiento y de demanda local de combustibles. Como resultado, el costo operativo por barril de hidrocarburos producido disminuyó un 8,2% t/t, y aumentó un 27,0% a/a.

Las compras y variaciones de stock, categoría altamente correlacionada con los niveles de demanda de productos refinados y productos *non oil* del agro y la valuación de inventarios, **disminuyeron un 22,5% t/t y se incrementaron un 8% a/a.**

Al analizar las compras del 1T23, cabe destacar:

- Las importaciones de naftas y gasoil crecieron un 12,0% t/t, impulsadas por mayores volúmenes importados por 33,8%, atenuados parcialmente por una disminución de precios del 16,3%. El incremento de los volúmenes importados tanto de naftas como de gasoil, las cuales representaron el

11,8% de la venta de combustibles, sumado a la mayor producción de combustibles en nuestras refinerías, permitieron a la compañía recomponer los inventarios.

- Las compras de crudo crecieron un 14,9% t/t producto de un incremento en los volúmenes del 14,3% permitiendo el aumento de los niveles de procesamiento de nuestras refinerías, y a un ligero aumento en los precios del 0,6%
- Las compras de biocombustibles descendieron un 14,8%, registrándose una disminución en las compras de biodiesel por 23,6% y de un 4,8% en las compras de bioetanol. La contracción en las compras de biodiesel se explica por la disminución de la demanda de gasoil y de los niveles de aditivación, esto último debido a la contracción de la oferta registrada en el mercado local. Por su parte, las compras de bioetanol disminuyeron un 4,8% debido a menores precios por 6,7%, parcialmente atenuado por mayores volúmenes en línea con la mayor demanda de naftas.
- Las compras de productos *non oil* para el negocio del Agro, disminuyeron un 19,6% secuencialmente, principalmente debido a menor demanda de granos y harinas, alineadas a la disminución de las ventas de estos productos por la estacionalidad antes mencionada.

En relación a nuestros inventarios, se registró una variación positiva de existencias de US\$ 126 millones durante el 1T23, debido principalmente a un incremento en los inventarios de naftas y gasoil, efecto parcialmente compensado por una disminución en el costo de reposición de inventarios; en comparación con la variación negativa de existencias de US\$ 259 del 4T22, debido principalmente al consumo de existencias.

Desglose Resultado neto	1T22	4T22	1T23	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Resultado operativo	404	442	335	-17,1%	-24,2%
Intereses en asociadas y negocios conjuntos	115	58	89	-22,6%	53,4%
Resultados financieros, netos	(55)	120	2	N/A	-98,3%
Resultado antes de impuestos	464	620	426	-8,2%	-31,3%
Impuesto a las ganancias	(197)	(156)	(85)	-56,9%	-45,5%
Resultado neto	267	464	341	27,7%	-26,5%
Resultado neto antes de deterioro de activos	267	480	341	27,7%	-29,0%

Los resultados financieros netos del 1T23 representaron una ganancia de US\$ 2 millones en comparación con la ganancia de US\$ 120 millones registrada en el 4T22. Esta variación se debió principalmente a un resultado positivo extraordinario relacionado a la provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos registrada en el 4T22 y la menor devaluación de la moneda Argentina lo que provocó una disminución de las diferencias de cambio netas.

Como resultado de la evolución operativa y financiera, el resultado antes del impuesto a las ganancias para el 1T23 alcanzó un resultado positivo de US\$ 426 millones, disminuyendo 31,3% t/t, mientras el resultado neto del trimestre fue una ganancia de US\$ 341 millones, comparados con la ganancia neta de US\$ 464 millones del 4T22.

3. EBITDA Y RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO

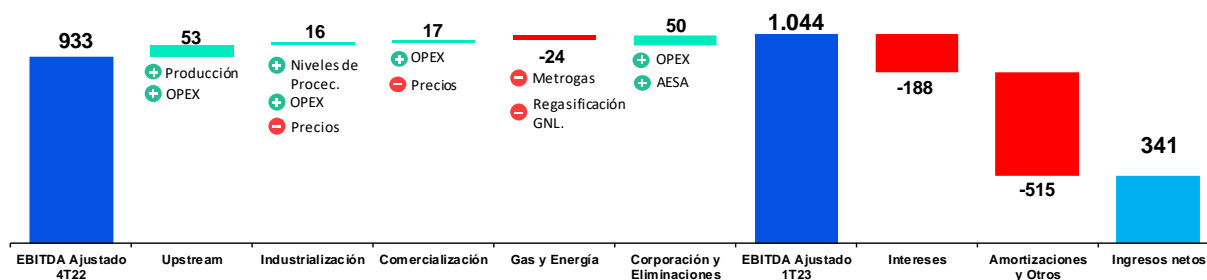
El EBITDA ajustado del 1T23 ascendió a US\$ 1.044 millones, incrementándose un 11,9% en comparación al 4T22. Esta variación se debió principalmente por la expansión de la producción de crudo, el incremento en los niveles de procesamiento en nuestras refinerías y menores costos operativos, compensados parcialmente por menores precios de venta de productos con correlación a cotizaciones internacionales y, en menor medida, de combustibles locales.

La conciliación entre el EBITDA y el EBITDA Ajustado del trimestre se presenta en los cuadros siguientes.

Reconciliación EBITDA Ajustado	1T22	4T22	1T23	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Resultado neto	267	464	341	27,7%	-26,5%
Resultados financieros, netos	55	(120)	(2)	N/A	-98,3%
Intereses en asociadas y negocios conjuntos	(115)	(58)	(89)	-22,6%	53,4%
Impuesto a las ganancias	197	156	85	-56,9%	-45,5%
Perforaciones exploratorias improductivas	5	12	6	20,0%	-50,0%
Depreciaciones y amortizaciones	651	744	775	19,0%	4,2%
Deterioro de activos	-	25	-	N/A	N/A
EBITDA	1.060	1.223	1.116	5,3%	-8,7%
Arrendamientos opex	(65)	(72)	(72)	10,5%	-0,2%
Otros ajustes	-	(218)	-	N/A	N/A
EBITDA Ajustado	995	933	1.044	5,0%	11,9%

EBITDA por segmento	Upstream	Industrialización	Comercialización	Gas & Energía	Corporación y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Cifras no auditadas, en US\$ millones							
Resultado Operativo	144	188	70	(27)	(64)	24	335
Depreciaciones y amortizaciones	602	124	19	15	15	-	775
Perforaciones exploratorias improductivas	6	-	-	-	-	-	6
Deterioro de activos	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	752	312	89	(12)	(49)	24	1.116
Arrendamientos Opex	(42)	(20)	(10)	-	-	-	(72)
Otros ajustes	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA Ajustado	710	292	79	(12)	(49)	24	1.044

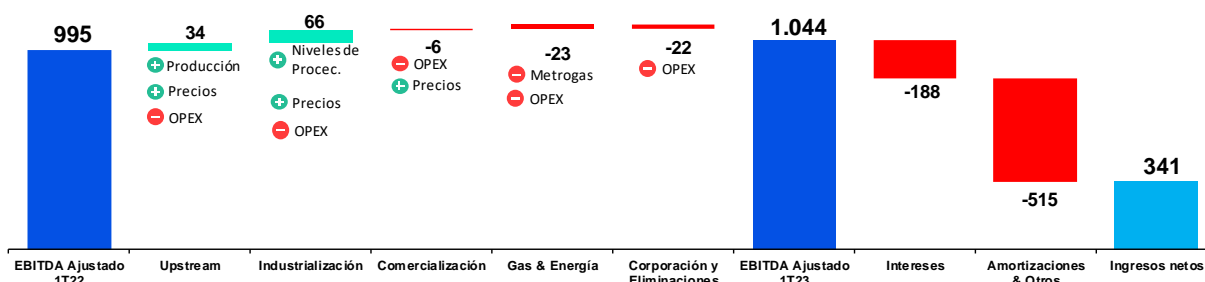
El siguiente gráfico resume las principales variaciones secuenciales del EBITDA Ajustado entre el 1T23 y el 4T22:



Industrialización y Comercialización excluyen el efecto precio de la variación de stock de productos derivados del petróleo (los mismos se incluyen en "Corporación y Eliminaciones"). El EBITDA Ajustado para el 4T22 excluye cargos no recurrentes relacionados con provisiones de contingencias legales.

- **Upstream (+US\$ 53 millones):** La variación positiva se explica por la mayor producción total de hidrocarburos por 2,3% y menores costos operativos.
- **Industrialización (+US\$ 16 millones):** La expansión del EBITDA se dio por los mayores niveles de procesamiento por 4,7%; menores costos operativos por 5.9%; efectos parcialmente compensados por menores precios locales de combustibles en el orden del 3%, y la disminución del precio de la canasta de otros productos refinados en un 5%.
- **Comercialización (+US\$ 17 millones):** El incremento del EBITDA obedece principalmente a la disminución de los costos operativos; atenuado parcialmente por menores precios locales de combustibles en el orden del 3%, y la disminución del precio de la canasta de otros productos refinados en un 5%.
- **Gas y Energía (-US\$ 24 millones):** La disminución del EBITDA se puede explicar principalmente por factores estacionales que impactaron negativamente en los resultados Metrogas y menores actividades de regasificación.
- **Corporación y Eliminaciones (+US\$ 50 millones):** La variación del EBITDA se explica principalmente por menores costos operativos (-19%) y por el incremento del EBITDA de nuestra subsidiaria AESA.

El siguiente gráfico resume las principales variaciones interanuales del EBITDA Ajustado entre el 1T23 y el 1T22:



Industrialización y Comercialización excluyen el efecto precio de la variación de stock de productos derivados del petróleo (los mismos se incluyen en "Corporación y Eliminaciones").

- **Upstream (+US\$ 34 millones):** La variación positiva se explica por la mayor producción de hidrocarburos por 1,0%; por un incremento en el precio del crudo por 13,6%; compensados parcialmente por un incremento de los costos operativos de un 28%.
- **Industrialización (+US\$ 66 millones):** La expansión del EBITDA se dio por los mayores niveles de procesamiento por 9,0%; y precios locales de combustibles más altos en el orden del 16%; parcialmente atenuados por un incremento del 30% en los costos operativos.
- **Comercialización (-US\$ 6 millones):** El EBITDA disminuyó producto de mayores costos operativos; compensados parcialmente por precios locales más altos de combustibles en el orden del 16%.
- **Gas y Energía (-US\$ 23 millones):** La disminución del EBITDA puede explicarse principalmente por menores resultados de Metrogas seguido de mayores costos operativos.
- **Corporación y Eliminaciones (-US\$ 22 millones):** La disminución del EBITDA se explica principalmente por mayores costos operativos en áreas corporativas.

4. ANALISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO

En el 1T23 se realizó una reorganización de los segmentos de negocio considerados para los reportes financieros, en línea con los recientes cambios organizativos de la compañía. En consecuencia, la información comparativa correspondiente al 1T22 y 4T22 ha sido reexpresada. El principal cambio producto de esta reestructuración es la separación del segmento del Downstream en dos nuevos segmentos:

- el segmento de Industrialización, que comprende las actividades relacionadas al negocio de *midstream oil*, refinación, transporte de crudo y producción de productos refinados y petroquímicos;
- el segmento de Comercialización, enfocado en las actividades de comercialización de productos refinados y petroquímicos y actividades de *trading*, incluyendo la comercialización de gas natural como productores, una actividad que previamente estaba incluida en el segmento de Gas y Energía.

Adicionalmente, los activos relacionados a la exploración y producción de arena para fractura, que formaban parte del segmento de Corporación y Otros, están actualmente incluidos en el segmento del Upstream.

4.1. UPSTREAM

Producción	1T22	4T22	1T23	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas					
Desglose producción					
Producción Crudo (Kbbld)	222,1	231,8	238,5	7,3%	2,9%
Convencional	148,7	143,5	143,3	-3,6%	-0,1%
Shale	70,4	85,1	92,5	31,4%	8,6%
Tight	3,1	3,1	2,7	-12,5%	-14,4%
Producción NGL (Kbbld)	44,2	42,6	42,9	-3,0%	0,8%
Convencional	15,8	13,2	12,5	-21,0%	-6,0%
Shale	26,9	27,9	29,3	8,8%	4,8%
Tight	1,6	1,4	1,2	-25,0%	-14,9%
Producción Gas (Mm3d)	38,1	35,7	36,5	-4,2%	2,0%
Convencional	15,5	14,1	14,3	-7,7%	1,1%
Shale	15,3	16,1	16,7	9,5%	3,8%
Tight	7,3	5,5	5,4	-25,5%	-0,9%
Producción Total (Kboed)	505,8	499,2	510,6	1,0%	2,3%
Convencional	261,9	245,7	245,7	-6,2%	0,0%
Shale	193,3	214,4	226,9	17,4%	5,8%
Tight	50,6	39,0	38,1	-24,7%	-2,5%
Precios promedio de realización					
Crudo (USD/bbl)	58,8	66,3	66,9	13,7%	0,9%
Gas Natural (USD/MMBTU)	3,0	3,0	3,0	-0,2%	-0,4%

La producción de hidrocarburos alcanzó los 510,6 Kboe/d en el 1T23, incrementándose un 2,3% secuencialmente y un 1,0% en términos interanuales. La producción de crudo registró una nueva expansión secuencial del 2,9% mientras alcanzó un notable aumento interanual del 7,3%. Respecto al gas natural, la producción aumentó un 2,0% secuencialmente, mientras la producción de NGL se incrementó un 0,8% t/t.

La producción de *shale* continuó expandiéndose fuertemente durante el trimestre, donde el crudo *shale* y el *shale* gas aumentaron 31,4% y 9,5% a/a, respectivamente, lográndose un nuevo incremento secuencial del 17,4% en nuestra producción de *shale*. En este sentido, la producción *shale* representó el 44,4% de nuestra producción total consolidada en el 1T23, creciendo desde el 38,2% del año anterior.

La producción promedio diaria de crudo aumentó un 2,9% secuencialmente, debido al sólido aumento de la producción del crudo *shale* mencionado anteriormente, mientras que se logró mantener estable a la producción convencional, gracias a nuestra estrategia de continuar avanzando en las técnicas de recuperación terciaria en campos convencionales. En este sentido, la producción terciaria se expandió un 7% respecto al trimestre anterior y alrededor de 50% respecto al mismo trimestre del 2022, destacándose el bloque Manantiales Behr, donde actualmente estamos operando con 10 unidades de Inyección de Polímeros

y su producción terciaria representa más del 30% de la producción total, así como los bloques de Chachahuen, El Trébol y Los Perales donde estamos obteniendo resultados prometedores.

Por el lado del gas natural, la producción diaria promedio aumentó un 2,0% t/t, impulsada por una mayor producción de *shale* gas por 3,8%, acompañada por un incremento del 1,0% en la producción convencional. En términos interanuales, la producción de gas natural disminuyó un 4,2%, afectada por cortes de producción por falta de demanda.

En el 1T23, los ingresos totales del segmento alcanzaron los US\$ 1.828 millones, aumentando un 0,8% comparados con el 4T22 y 14,4% a/a:

- Los ingresos por crudo se expandieron un 1,1% t/t debido a un aumento en los precios del 0,9% y a un ligero incremento del 0,2% en los volúmenes vendidos.
- Los ingresos por gas natural disminuyeron ligeramente un 0,4% t/t, principalmente por menores precios de venta de 0,4%.

Resultados Upstream	1T22	4T22	1T23	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Crudo	1.150	1.391	1.406	22,2%	1,1%
Gas natural	387	359	358	-7,7%	-0,4%
Otros	61	63	65	6,6%	2,7%
Ingresos	1.598	1.813	1.828	14,4%	0,8%
Depreciaciones y amortizaciones	(477)	(558)	(602)	26,2%	7,9%
Costo de extracción	(534)	(668)	(669)	25,4%	0,2%
Regalías	(213)	(247)	(233)	9,4%	-5,7%
Gastos de exploración	(10)	(23)	(18)	80,0%	-21,7%
Otros	(133)	116	(162)	22,4%	N/A
Resultado operativo antes de deterioro de activo	232	434	144	-37,9%	-66,8%
Deterioro de activos	-	(25)	-	N/A	N/A
Resultado operativo	232	409	144	-37,9%	-64,8%
Depreciaciones y amortizaciones	477	558	602	26,2%	7,9%
Perforaciones exploratorias improductivas	5	12	6	20,0%	-50,0%
Deterioro de activos	-	25	-	N/A	N/A
EBITDA	714	1.004	752	5,3%	-25,1%
Arrendamientos opex	(37)	(48)	(42)	11,5%	-13,9%
Otros ajustes	-	(298)	-	N/A	N/A
EBITDA Ajustado	676	658	710	5,1%	8,0%
Inversiones	599	1.007	1.015	69,4%	0,8%

Cash Costs unitarios	1T22	4T22	1T23	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$/boe					
Costo de extracción	11,7	14,5	14,6	24,5%	0,3%
Regalías y otros impuestos	5,9	6,7	6,5	10,0%	-3,7%
Otros costos	2,1	3,5	2,7	32,2%	-21,2%
Total Cash Costs (US\$/boe)	19,7	24,8	23,8	20,9%	-3,8%

En relación con los costos unitarios, los *cash costs* disminuyeron un 3,8% en términos secuenciales, y aumentaron un 20,9% a/a, principalmente debido a los siguientes factores:

- Los costos de extracción se mantuvieron estables t/t. Al desglosar nuestros costos de extracción por tipo de operación en el 1T23, nuestras actividades no convencionales promediaron los 4,9 US\$/BOE, un incremento de 9,1% t/t debido a una mayor actividad y a costos de energía más altos, por encima del aumento de la producción en el trimestre, mientras que nuestras actividades convencionales promediaron los 23,6 US\$/BOE, un aumento de 0,7% t/t. El costo de extracción en nuestro *shale core hub* promedió los 4,0 US\$/BOE en el 1T23, registrando un incremento secuencial del 8,2%, como consecuencia de la mayores gastos de energía y al incremento de la actividad antes mencionada.
- Las regalías y otros impuestos dentro del segmento de upstream disminuyeron un 3,7% secuencialmente, principalmente debido a que las regalías de crudo disminuyeron un 6,9% producto de ajustes retroactivos. Por otra parte, los otros impuestos se mantuvieron estables t/t.
- La disminución secuencial de Otros costos se debe a cargos no recurrentes registrados en el 4T22.

En resumen, el EBITDA ajustado del segmento Upstream alcanzó los US\$ 710 millones en el 1T23, creciendo un 8,0% en términos secuenciales y un 5,1% a/a.

Inversiones:

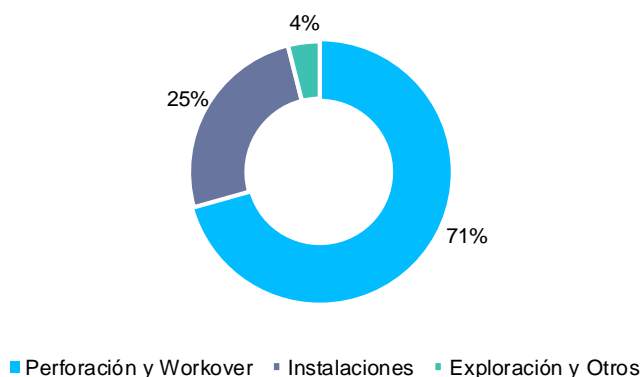
Las inversiones del Upstream alcanzaron los US\$ 1.015 millones en el 1T23, aumentando 0,8% secuencialmente y un 69,4% a/a, donde el 70,6% se destinó a actividades de perforación y *workover*, el 25,4% a nuevas instalaciones o expansión de las existentes y el 3,9% restante a exploración y otras actividades upstream.

Durante el 1T23, las actividades de perforación y *workover* mostraron una tendencia positiva, completando un total de 85 pozos nuevos en nuestros bloques operados, incluidos 38 pozos nuevos completados en nuestros bloques operados no convencionales, 29 de crudo *shale* y 9 de *shale* gas.

Adicionalmente, durante el 1T23 se lograron los siguientes progresos en el desarrollo de nuestras operaciones de *shale*:

- Pusimos en operación la tercera planta de tratamiento de crudo en Vaca Muerta, ubicada en el bloque Bandurria Sur, con una capacidad inicial de procesamiento de 4.000 m³/d, la cual se espera ampliar a 12.000 m³/d durante el año.
- Terminación de cuatro pozos de crudo en nuestro bloque Loma Amarilla y terminamos de perforar un pozo en el bloque Las Tacanas, con el objetivo de producir gas natural.
- Logramos la segunda mejor marca trimestral en velocidad de *fracking* con 1.666 etapas, solo superada por el 3T22 con 1.800 etapas.

Por el lado convencional, nuestras operaciones mantuvieron enfocadas en las actividades relacionadas con la sustentabilidad con el objetivo de reducir aún más los riesgos principales en nuestras instalaciones. Asimismo, las actividades de recuperación terciaria continuaron siendo muy relevantes en los bloques Manantiales Behr, El Trébol, Los Perales, Cañadón León y Chachahuen.



4.2. INDUSTRIALIZACIÓN

Información Operativa Industrialización	1T22	4T22	1T23	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas					
Crudo procesado (Kbbld)	282,6	293,4	307,2	8,7%	4,7%
Utilización refineries (%)	86%	89%	94%	772bps	421bps

Capacidad nominal de 328,1 Kbbld desde 1T21.

El crudo procesado durante el primer trimestre se ubicó en los 307,2 Kbbld/d, lo que representó un incremento del 4,7% t/t y de un 9,0% a/a, alcanzando la marca trimestral más alta de los últimos 13 años. El incremento del nivel de utilización de nuestras refineries fue gracias a la remodelación de una unidad de topping en la refinería de La Plata que eliminó los cuellos de botella en el procesamiento de crudo liviano, acompañada de la remodelación de la estación de bombeo Puesto Hernández en la cuenca Neuquina. En ese sentido, cabe señalar que durante este trimestre logramos un récord de producción de naftas y destilados medios desde 2007 a través de la maximización de los niveles de conversión en nuestras refineries. Asimismo, el incremento interanual en los niveles de procesamiento también fue impulsado por una mayor disponibilidad de crudo en el mercado local, debido al incremento en nuestra producción de crudo y mayores compras a terceros.

Resultados Industrialización	1T22	4T22	1T23	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Ingresos	2.564	3.240	3.104	21,1%	-4,2%
Depreciaciones y amortizaciones	(108)	(125)	(124)	14,8%	-0,8%
Costos de Industrialization	(318)	(441)	(415)	30,4%	-5,9%
Importación de combustibles	(304)	(307)	(344)	13,1%	12,0%
Compras de crudo (intersegmento + a terceros)	(1.420)	(1.726)	(1.802)	26,9%	4,4%
Compras de biocombustibles	(167)	(269)	(230)	37,6%	-14,8%
Variación de existencias	87	(116)	91	4,9%	N/A
Otros	(115)	(120)	(94)	-18,2%	-21,9%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	220	136	188	-14,5%	38,2%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A
Resultado operativo	220	136	188	-14,5%	38,2%
Depreciaciones y amortizaciones	108	125	124	14,8%	-0,8%
EBITDA	328	261	312	-4,9%	19,6%
Arrendamientos opex	(3)	(1)	(20)	625,2%	1867,5%
EBITDA Ajustado	325	260	292	-10,3%	12,3%
Resultados por tenencia (RxT) de crudo y productos asociados	51	(65)	(48)	N/A	-25,2%
EBITDA Ajustado excl. RxT de crudo y productos asociados	274	325	340	24,3%	4,8%
Inversiones	97	289	202	108,2%	-30,1%

Las variaciones de existencias incluyen efecto precio por US\$ 51 millones en el 1T22, US\$ (65) millones en el 4T22 y US\$(48) millones en el 1T23.

Los ingresos – principalmente ingresos intersegmentos con el segmento de Comercialización - totalizaron los US\$ 3.104 millones en el 1T23, disminuyendo un 4,2% respecto al 4T22, principalmente debido a menores precios y volúmenes despachados de gasoil.

Los costos operativos de este segmento disminuyeron un 5,9% t/t, debido principalmente a menores actividades de mantenimiento ordinario y paradas programadas, y por cargos no recurrentes registrados en el 4T22.

Por otra parte, las importaciones de naftas y gasoil aumentaron un 12,0% t/t principalmente debido a un incremento del 33,8% en los volúmenes importados, parcialmente compensado por una disminución en los precios en el orden del 16,3%. El incremento en los volúmenes importados tanto de naftas como de gasoil, que representaron el 11,8% de las ventas totales de combustibles, permitió recomponer los inventarios que se encontraban por debajo de los niveles históricos en el trimestre anterior.

Las compras de petróleo crudo (incluidas las compras intersegmento a nuestro segmento del Upstream) aumentaron un 4,4 % t/t, impulsadas por mayores volúmenes comprados por 2,3%, producto de los mayores niveles de procesamiento, y a un aumento en los precios de un 2,0%. Las compras de biocombustibles descendieron un 14.8%, registrándose una disminución en las compras de biodiesel y bioetanol de 23,6% y 4,8%, respectivamente. La variación en las compras de biodiesel se explica por la disminución de la demanda de gasoil y de los niveles de aditivación, esto último debido a la contracción de la oferta registrada en el mercado local. Por su parte, las compras de bioetanol disminuyeron un 4,8% debido a menores precios por 6,7%, parcialmente compensado por mayores volúmenes en línea con el leve crecimiento de la demanda de naftas.

Inversiones:

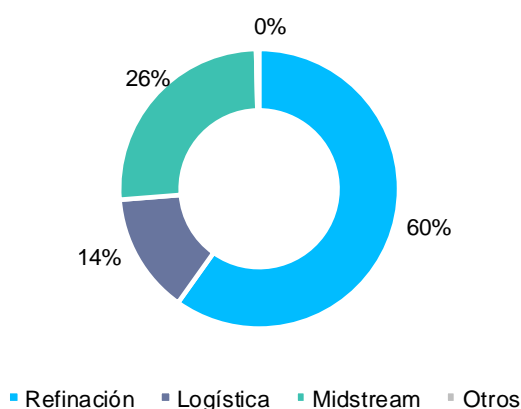
En el 1T 2023, las inversiones de Industrialización totalizaron US\$ 202 millones, registrando una disminución del 30,1% respecto al 4T22 y un aumento del 108,2% a/a. Del total, el 59,8% se destinó a refinación, el 25,9% a Midstream Oil, el 13,9% a logística y el 0,3% restante a otras actividades.

Durante el 1T23, continuamos con la ejecución del proyecto de especificaciones de nuevos combustibles, que incluye la construcción de una nueva unidad de hidrotreatmento de gasoil en la refinería de Luján de Cuyo y una de hidrotreatmento de naftas y la renovación de unidades de naftas existentes, en el complejo industrial La Plata. Estas obras tienen como objetivo dar cumplimiento a las nuevas especificaciones de combustibles establecidas por la Resolución N° 576/2019, las cuales entrarán en vigor en 2024. Además, avanzamos según lo previsto con la renovación de la Unidad Topping D de la refinería de La Plata, lo que permitirá procesar mayores niveles de crudo shale, y se espera que esté lista a finales del 2023. En la misma línea, en el Complejo Industrial Luján de Cuyo se continúa con la ingeniería y compra de equipos para la renovación del Topping III, mientras que en la refinería Plaza Huincul seguimos avanzando en la remodelación de la unidad de Topping.

En cuanto a las inversiones en *Midstream oil*, continuamos avanzando con nuestra estrategia de eliminar los cuellos de botella que genera la continua expansión de la formación Vaca Muerta.

- En cuanto a la expansión del sistema existente hacia el Atlántico, Oldeval ha avanzado en su segunda etapa de expansión, con el objetivo de agregar aproximadamente 20 Kbb/d de capacidad de evacuación, que se espera esté lista durante el 3T23. Además, OTE ha logrado un sólido avance en el proyecto de ampliación, habiendo iniciado los trabajos preliminares para la construcción de dos nuevas instalaciones de almacenamiento.
- En relación con el proyecto de conexión de Vaca Muerta con el Pacífico, durante el 1T23 el oleoducto Transandino finalizó con éxito la prueba de inspección en línea y registramos un avance del 60% en la construcción del oleoducto Vaca Muerta Norte, que se espera que inicie operaciones entre septiembre y octubre de 2023.
- Finalmente, en cuanto al proyecto Vaca Muerta Sur, hemos logrado un sólido avance en el proceso de ingeniería del nuevo oleoducto y terminal de exportación y en los estudios de impacto ambiental del proyecto completo.

Finalmente, durante este trimestre continuamos mejorando las condiciones de seguridad de nuestra gente e instalaciones, cumpliendo con la normativa ambiental vigente en las operaciones de refinación y logística.



4.3. COMERCIALIZACIÓN

Información Operativa Comercialización	1T22	4T22	1T23	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas					
Volumenes vendidos a terceros					
Venta productos refinados (Km3) (*)	4.565	4.912	4.790	4,9%	-2,5%
Mercado local (*)	4.209	4.431	4.346	3,3%	-1,9%
por nafta	1.410	1.487	1.515	7,4%	1,9%
por gasoil	2.030	2.181	2.052	1,1%	-5,9%
Mercado externo	356	482	444	24,8%	-7,9%
Venta productos petroquímicos (Ktn)	129	116	141	9,6%	21,9%
Mercado local	99	95	83	-16,1%	-12,4%
Mercado externo	30	21	58	95,9%	178,6%
Gas natural (Mm3)	3.150	2.975	2.845	-9,7%	-4,4%
Mercado local	2.938	2.796	2.649	-9,8%	-5,2%
Mercado externo	213	179	196	-8,0%	9,2%
Venta de fert., granos, harinas y aceites (Ktn)	375	498	215	-42,6%	-56,8%
Mercado local	111	406	206	85,0%	-49,3%
Mercado externo	264	92	9	-96,5%	-89,9%
Precio promedio neto de combustibles					
Nafta (USD/m3) (mercado local)	532	544	536	0,8%	-1,5%
Gasoil (USD/m3) (mercado local)	596	770	745	25,1%	-3,2%
Otros Productos Refinados (USD/bbl) (incluye exp.)	85	90	86	1,0%	-4,9%

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

(*) Incluye volúmenes vendidos por Industrialización.

Los volúmenes de ventas locales de naftas aumentaron un 1,9% con respecto al 4T22, mientras que los volúmenes de ventas locales de gasoil disminuyeron un 5,9% t/t, afectados por el impacto de dos días menos en el 1T23 comparado con el 4T22 y la contracción de la demanda de gasoil del agro del 14,9% t/t. Asimismo, las ventas de gasoil en el mercado local argentino se contrajeron un 5,9% t/t, manteniéndose estable nuestra participación en el mercado para este producto; mientras que en las naftas se aumentó levemente la participación en el mercado un 0,7% t/t.

Los volúmenes exportados de petroquímicos crecieron un 178,6% t/t, principalmente por mayores exportaciones de metanol como consecuencia de la parada de planta realizada en el 4T22 que afectó la producción de metanol ese trimestre, y también debido a una caída en la demanda en el mercado local en 1T23 como consecuencia de la sequía severa mencionada anteriormente.

Los volúmenes exportados de gas natural crecieron un 9,2% t/t, producto de nuevos contratos firmados.

Las exportaciones de granos, harinas y aceites disminuyeron un 89,9% t/t, como consecuencia de la severa sequía mencionada anteriormente.

Los precios netos promedio del gasoil en el mercado local medidos en términos de dólares estadounidenses disminuyeron un 3,2 % t/t, mientras que los precios netos promedio de la nafta disminuyeron un 1,5 % t/t, como resultado de nuestra estrategia continua de ajustar los precios de los combustibles locales de manera mitigar, en la mayor medida posible, el efecto de la depreciación de la moneda, al tiempo que se reduce o evita agrandar la brecha entre la cotización de los combustibles locales frente a las paridades internacionales. Asimismo, el precio promedio de "Otros refinados" disminuyó un 4,9% t/t, a raíz de la continua tendencia general a la baja de los precios internacionales.

Resultados Comercialización	1T22	4T22	1T23	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Gasoil	1.267	1.774	1.610	27,0%	-9,2%
Naftas	816	885	889	9,0%	0,4%
Ventas como productores de gas natural (intersegmento + terceros)	389	364	355	-8,7%	-2,3%
Otros mercado local	670	909	725	8,2%	-20,2%
Mercado externo	435	499	437	0,6%	-12,3%
Ingresos	3.577	4.430	4.016	12,3%	-9,3%
Depreciaciones y amortizaciones	(26)	(27)	(19)	-26,9%	-29,6%
Compra de productos refinados y petroquímicos (intersegmento)	(2.417)	(3.073)	(2.894)	19,8%	-5,8%
Compra agro non-oil (a terceros)	(190)	(142)	(114)	-39,8%	-19,5%
Compra de gas natural (intersegmento + a terceros)	(397)	(368)	(359)	-9,6%	-2,4%
Variación de stock	16	(185)	2	-86,5%	N/A
Costos de comercialización y Otros	(460)	(582)	(561)	22,0%	-3,6%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	103	52	70	-32,0%	34,6%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A
Resultado operativo	103	52	70	-32,0%	34,6%
Depreciaciones y amortizaciones	26	27	19	-26,9%	-29,6%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A
EBITDA	129	79	89	-31,3%	12,1%
Arrendamientos opex	(17)	(17)	(10)	-41,0%	-40,9%
Otros ajustes	-	-	-	N/A	N/A
EBITDA Ajustado	113	63	79	-29,8%	26,2%
Resultados por tenencia (RxT) de crudo y productos asociados	17	(10)	(10)	N/A	1,8%
EBITDA Ajustado excl. RxT de crudo y productos asociados	96	72	89	-6,9%	22,9%
Inversiones	6	57	12	100,0%	-78,9%

Las variaciones de existencias incluyen efecto precio por US\$ 43 millones en el 1T22, US\$ (8) millones en el 4T22 y US\$(25) millones en el 1T23.

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

Los ingresos del 1T23 totalizaron US\$ 4.016 millones, una disminución del 9,3% con respecto al 4T22, principalmente por menores volúmenes despachados de gasoil y productos *non oil* del agro, y por la disminución de los precios de productos refinados, en línea con la tendencia a la baja de los precios internacionales del petróleo.

Las compras de Productos Refinados y Petroquímicos (intersegmento) al segmento de Industrialización, disminuyeron un 5,8% t/t, debido principalmente a menores precios y volúmenes despachados de gasoil.

Las compras de productos *non oil* del agro cayeron un 19,6%, en línea con la disminución de los volúmenes vendidos.

Finalmente, combinando los resultados de los segmentos de Industrialización y Comercialización, excluyendo el negocio de petroquímicos y el negocio Non oil Agro, el EBITDA ajustado del negocio de **Refino y Marketing** alcanzó los US\$ 14,1 por barril.

Inversiones:

En el 1T23, las inversiones de Comercialización alcanzaron los US\$ 12 millones, lo que significó una disminución del 78,9% secuencial y un aumento de un 100.0% a/a.

Además de las inversiones periódicas relacionadas con el mantenimiento de las instalaciones comerciales y mejoras de las condiciones de seguridad para cumplir con las normas ambientales para el despacho de productos petroleros, durante el primer trimestre continuamos avanzando con los trabajos de remodelación de la estación de servicios Echeverría, que esperamos inaugurar durante el segundo trimestre de 2023, así como la construcción de la planta agrocomercial Tres Arroyos.

4.4. GAS Y ENERGÍA

Resultados Gas y Energía	1T22	4T22	1T23	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Ventas de gas natural retail (a terceros)	72	78	65	-9,6%	-16,6%
Ingresos de Midstream Gas (intersegmentos + a terceros)	51	55	54	6,1%	-2,3%
Otros	26	44	26	-0,6%	-40,5%
Ingresos	149	177	145	-2,7%	-18,1%
Depreciaciones y amortizaciones	(23)	(18)	(15)	-34,0%	-15,8%
Compras de gas natural retail (intersegmentos + a terceros)	(42)	(40)	(50)	20,2%	25,0%
Compras de Midstream Gas (intersegmentos)	(16)	(16)	(19)	16,5%	16,1%
Costos operativos y Otros	(72)	(103)	(88)	21,8%	-14,4%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	(4)	(0)	(27)	575,0%	N/A
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A
Resultado operativo	(4)	(0)	(27)	575,0%	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	23	18	15	-34,0%	-15,8%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A
EBITDA	19	18	(12)	N/A	N/A
Arrendamientos opex	(8)	(6)	-	N/A	N/A
Otros ajustes	-	-	-	N/A	N/A
EBITDA Ajustado	11	12	(12)	N/A	N/A
Inversiones	5	35	52	940,0%	48,6%

Los ingresos del 1T23 totalizaron US\$ 145 millones, disminuyendo un 18,1% con respecto al 4T22, debido principalmente a una disminución del 16,6% en las ventas de gas natural de nuestra subsidiaria Metrogas al segmento de distribución minorista (clientes residenciales y pequeñas empresas) y a grandes clientes (centrales eléctricas e industrias), a raíz principalmente de menores volúmenes despachados de gas natural por 30,7%, parcialmente compensado por un incremento en los precios promedio del 4,2%.

Otras ventas se contrajeron un 40,5% t/t como consecuencia principalmente de menores ingresos por regasificación de GNL por estacionalidad, mientras que las ventas de Midstream (propano, butano y gasolinas) disminuyeron un 2,3%.

Las compras minoristas de gas natural aumentaron un 25% t/t principalmente debido a un ajuste positivo no recurrente en el 4T22. Por otro lado, los costos de operación y otros disminuyeron un 14,4% t/t, principalmente por menores costos operativos del negocio de Midstream Gas, principalmente por cargos no recurrentes registrados en 4T22.

En consecuencia, el EBITDA Ajustado registró una pérdida de US\$ 12 millones durante el 1T23, en comparación con una ganancia de US\$ 12 millones en el 4T22, a raíz principalmente del impacto negativo de nuestra subsidiaria Metrogas.

Inversiones:

Las inversiones de Gas y Energía alcanzaron los US\$ 52 millones en el 1T23, incrementándose un 48,6% respecto al 4T22. Durante el trimestre, las inversiones se enfocaron principalmente en la construcción de nuevas instalaciones de *Midstream* gas con el objetivo de eliminar los cuellos de botella del potencial de la formación Vaca Muerta. En ese sentido, continuamos avanzando en la remodelación de la “Planta Turbo Expansión de Loma La Lata” que se espera entre en operaciones durante el segundo semestre de 2023, aumentando la capacidad de procesamiento hasta 6 Mm³/d de gas y 600 t/d de GNL en los bloques centrales. Asimismo, continuamos trabajando en el proyecto de ampliación del gasoducto Rincón del Mangrullo, cuyo objetivo es mejorar la capacidad de transporte de gas natural al sistema regulado en 5 Mm³/d, estimando su culminación a finales de año.

4.5. CORPORACIÓN Y OTROS

Resultados Corporación & Otros	1T22	4T22	1T23	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Ingresos	207	271	310	49,8%	14,2%
Costos operativos y otros	(263)	(451)	(374)	42,2%	-17,2%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	(56)	(180)	(64)	14,3%	-64,4%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A
Resultado operativo	(56)	(180)	(64)	14,3%	-64,4%
Depreciaciones y amortizaciones	18	16	15	-16,7%	-4,2%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A
EBITDA	(38)	(164)	(49)	29,0%	-70,2%
Arrendamientos opex	-	-	-	N/A	N/A
Otros ajustes	-	80	-	N/A	N/A
EBITDA Ajustado	(38)	(84)	(49)	29,0%	-41,9%
Inversiones	23	33	17	-26,1%	-48,9%

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 de Corporación & Otros representó una pérdida de US\$ 49 millones en el 1T23, en comparación con una pérdida de US\$ 84 millones del 4T22.

La variación positiva se explica principalmente por menores gastos estacionales de marketing y medios, y por la mejora del EBITDA Ajustado de AESA, que aumentó como resultado de mayores niveles de actividad y por cargos no recurrentes en el 4T22.

5. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

5.1. RESUMEN ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Flujo de Efectivo	1T22	4T22	1T23	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Efectivo al inicio del ejercicio	611	834	773	26,5%	-7,3%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	1.429	1.331	1.497	4,8%	12,5%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(843)	(1.130)	(1.189)	41,0%	5,2%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(365)	(155)	17	N/A	N/A
Ajustes de conversión & otros	(37)	(107)	(84)	127,0%	-21,5%
Efectivo al cierre del período	795	773	1.014	27,5%	31,2%
Inversiones en activos financieros	534	319	282	-47,2%	-11,6%
Caja + inversiones corrientes al cierre	1.329	1.092	1.296	-2,5%	18,7%
FCF	379	(188)	(17)	N/A	-91,0%

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 1T23 continuamos con la tendencia positiva en nuestro flujo neto de efectivo de las actividades operativas, el cual alcanzó los US\$ 1.497 millones aumentando 12,5% secuencialmente, motivado por un mayor EBITDA y por variaciones positivas en el capital de trabajo, como resultado de un incremento en los dividendos cobrados de nuestras subsidiarias.

El flujo de caja neto de las actividades de inversión fue negativo en US\$ 1.189 millones, en comparación con los US\$ 1.130 millones negativos del 4T22. Esta variación se explica principalmente por menores ventas y vencimientos de activos financieros. En el 1T22, el flujo de efectivo neto de las actividades de inversión fue negativo en US\$ 843 millones, significativamente por debajo del 1T23, producto principalmente de la expansión de nuestro plan inversiones.

El flujo de efectivo neto de las actividades de financiación ascendió a US\$ 17 millones positivos en el 1T23 contra un flujo de efectivo negativo de US\$ 155 en el 4T22 ya que la compañía retornó al financiamiento externo, principalmente a través del mercado local de capitales y a líneas de crédito comerciales.

Como resultado, el flujo neto de efectivo de las actividades operativas fue casi suficiente para financiar nuestro plan de inversiones, el pago de intereses y otros gastos, lo que resultó en un flujo de efectivo libre levemente negativo por US\$ 17 millones.

En términos de liquidez, nuestra caja e inversiones corrientes se ubicaron en US\$ 1.296 millones al cierre de marzo, un aumento de US\$ 204 millones en comparación con el trimestre anterior, mientras que la compañía se preparaba para la segunda amortización del bono internacional 2024 con vencimiento a principios de abril.

En términos del manejo de la liquidez, durante el año nos enfocamos en minimizar la exposición cambiaria, considerando la normativa vigente que nos impide mantener una mayor porción de nuestra liquidez en moneda extranjera. En ese sentido, en un contexto de escasez de instrumentos dolarizados en el mercado local y considerando el alto nivel de liquidez que continuó durante este trimestre, terminamos con una exposición cambiaria neta consolidada del 21.0% sobre la liquidez total.

5.2. DEUDA NETA

Desglose Deuda Neta	1T22	4T22	1T23	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Deuda corto plazo	523	1.140	1.108	-2,8%
Deuda largo plazo	6.719	5.948	6.231	4,8%
Deuda Total	7.242	7.088	7.339	3,5%
<i>Tasa de interés promedio para deuda AR\$</i>	38,0%	69,8%	73,6%	
<i>Tasa de interés promedio para deuda US\$</i>	7,7%	7,9%	7,5%	
<i>% deuda en AR\$</i>	5%	3%	3%	
Caja y equivalente de caja	1.329	1.092	1.296	18,7%
<i>% caja en AR\$</i>	61%	50%	56%	
Deuda neta	5.913	5.996	6.043	0,8%

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

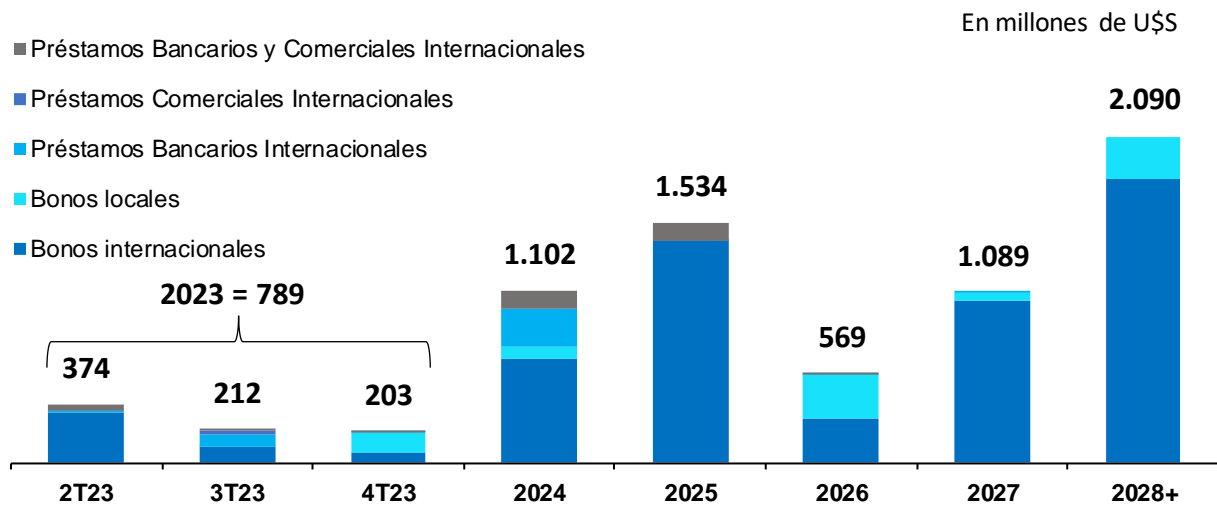
Al 31 de marzo de 2023, la deuda neta consolidada de YPF totalizó US\$ 6.043 millones, aumentando US\$ 47 millones t/t y US\$ 130 millones a/a. Y a pesar de este pequeño aumento de la deuda neta, el mayor EBITDA Ajustado de los últimos doce meses permitió mantener el ratio de apalancamiento neto en 1,2x.

En materia de financiamiento, además de la emisión de bonos locales a principios de enero por un monto de US\$ 300 millones, la Compañía captó también líneas locales de financiamiento de operaciones comerciales por un monto aproximado de US\$ 160 millones. Recientemente, en abril, la empresa volvió a acceder al mercado de capitales local por un monto total de US\$ 200 millones, mediante la emisión de un bono en dólares a 4 años plazo, con una tasa de interés del 1%, por un monto de US\$ 37 millones, un bono nominado en dólares a 2 años, con un rendimiento implícito al vencimiento de -5,2%, por un monto de US\$ 147 millones, y una reapertura de un bono nominado en pesos con tasa de interés variable por un monto equivalente a US\$ 15 millones.

Asimismo, en febrero de 2023, la Compañía firmó una línea de crédito sindicada comprometida con tres bancos locales por un monto equivalente a US\$ 120 millones, con un plazo de disponibilidad de hasta un año.

En cuanto a nuestro perfil de vencimientos, la Compañía enfrenta vencimientos de deuda para los próximos doce meses por un monto de US\$ 1.002 millones, que consisten principalmente en amortizaciones de bonos internacionales (habiendo ya pagado US\$ 303 millones entre marzo y abril por amortizaciones de Obligaciones Negociables con vencimiento en 2024 y marzo de 2025), y US\$ 150 millones por amortizaciones del Préstamo A/B con CAF, siendo el remanente facilidades comerciales, bonos locales y otros préstamos financieros.

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de principal de la compañía al 31 de marzo de 2023, expresado en millones de dólares:



6. TABLAS Y NOTAS

6.1. ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados	1T22	4T22	1T23	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Ingresos	3.760	4.645	4.238	12,7%	-8,8%
Costos	(2.821)	(3.701)	(3.299)	16,9%	-10,9%
Resultado bruto	939	944	939	0,0%	-0,5%
Gastos de comercialización	(377)	(452)	(420)	11,4%	-7,1%
Gastos de administración	(137)	(198)	(157)	14,6%	-20,7%
Gastos de exploración	(10)	(23)	(18)	80,0%	-21,7%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	(25)	-	N/A	N/A
Otros resultados operativos, netos	(11)	196	(9)	-18,2%	N/A
Resultado operativo	404	442	335	-17,1%	-24,2%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	115	58	89	-22,6%	53,4%
<i>Ingresos financieros</i>	297	804	601	102,4%	-25,2%
<i>Costos financieros</i>	(410)	(773)	(710)	73,2%	-8,2%
<i>Otros resultados financieros</i>	58	89	111	91,4%	24,7%
Resultados financieros, netos	(55)	120	2	N/A	-98,3%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	464	620	426	-8,2%	-31,3%
Impuesto a las ganancias	(197)	(156)	(85)	-56,9%	-45,5%
Resultado neto del período	267	464	341	27,7%	-26,5%
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	269	465	341	26,8%	-26,7%
Resultado neto atribuible al interés no controlante	(2)	(1)	-	N/A	N/A
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	0,68	1,19	0,87	27,9%	-26,9%

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

Estado de Resultados	1T22	4T22	1T23	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en AR\$ millones					
Ingresos	401.451	786.493	820.325	104,3%	4,3%
Costos	(303.142)	(640.604)	(646.516)	113,3%	0,9%
Resultado bruto	98.309	145.889	173.809	76,8%	19,1%
Gastos de comercialización	(40.506)	(78.126)	(82.750)	104,3%	5,9%
Gastos de administración	(14.774)	(33.838)	(30.970)	109,6%	-8,5%
Gastos de exploración	(1.123)	(3.858)	(3.698)	229,3%	-4,1%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	(4.319)	-	N/A	N/A
Otros resultados operativos, netos	(1.457)	35.651	(1.435)	-1,5%	N/A
Resultado operativo	40.449	61.399	54.956	35,9%	-10,5%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	12.229	11.350	16.946	38,6%	49,3%
<i>Ingresos financieros</i>	32.110	134.679	116.187	261,8%	-13,7%
<i>Costos financieros</i>	(43.037)	(128.633)	(135.742)	215,4%	5,5%
<i>Otros resultados financieros</i>	6.332	25.496	24.007	279,1%	-5,8%
Resultados financieros, netos	(4.595)	31.542	4.452	N/A	-85,9%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	48.083	104.291	76.354	58,8%	-26,8%
Impuesto a las ganancias	(21.666)	(26.689)	(17.754)	-18,1%	-33,5%
Resultado neto del período	26.417	77.602	58.600	121,8%	-24,5%
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	26.603	77.471	58.566	120,1%	-24,4%
Resultado neto atribuible al interés no controlante	(186)	131	34	N/A	-74,0%
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	67,69	197,79	149,60	121%	-24%

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

6.2. BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

Consolidated Balance Sheet Unaudited Figures	In US\$ million		In AR\$ million	
	31-Dec-22	31-Mar-23	31-Dec-22	31-Mar-23
Non-current Assets				
Intangible assets	384	379	68.052	79.182
Properties, plant and equipment	17.510	18.041	3.100.306	3.767.050
Assets for leasing	541	539	95.748	112.591
Investments in companies and joint ventures	1.905	1.804	337.175	376.546
Deferred tax assets, net	17	16	3.010	3.341
Other receivables	205	206	36.468	43.202
Trade receivables	6	5	1.027	1.101
Investment in financial assets	201	168	35.664	35.015
Total Non-current Assets	20.769	21.158	3.677.450	4.418.028
Current Assets				
Assets held for disposal	0	0	0	0
Inventories	1.738	1.865	307.766	389.389
Contract assets	1	9	148	1.874
Other receivables	808	644	143.231	134.489
Trade receivables	1.504	1.320	266.201	275.518
Investment in financial assets	319	282	56.489	58.878
Cash and cash equivalents	773	1.014	136.874	211.905
Total Current Assets	5.143	5.134	910.709	1.072.053
Total Assets	25.912	26.292	4.588.159	5.490.081
Total Shareholders' Equity	10.552	10.910	1.868.304	2.278.274
Non-current Liabilities				
Provisions	2.571	2.163	455.213	451.578
Deferred tax liabilities, net	1.733	1.582	306.708	330.402
Income tax payable	26	21	4.588	4.318
Other taxes payable	1	1	185	177
Salaries and social security	1	2	215	437
Liabilities from leasing	272	267	48.224	55.850
Loans	5.948	6.231	1.053.196	1.301.199
Other liabilities	19	99	3.302	20.737
Accounts payable	6	7	1.319	1.492
Total non-current Liabilities	10.577	10.373	1.872.950	2.166.190
Current Liabilities				
Provisions	199	493	34.981	102.946
Contract liabilities	77	95	13.577	19.683
Income tax payable	27	26	4.711	5.376
Other taxes payable	173	148	30.660	30.648
Salaries and social security	297	212	52.622	44.250
Liabilities from leasing	294	298	52.061	62.226
Loans	1.140	1.108	201.808	231.479
Other liabilities	12	56	2.359	11.743
Accounts payable	2.564	2.573	454.126	537.266
Total Current Liabilities	4.783	5.009	846.905	1.045.617
Total Liabilities	15.360	15.382	2.719.855	3.211.807
Total Liabilities and Shareholders' Equity	25.912	26.292	4.588.159	5.490.081

6.3. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado Cifras no auditadas, en US\$ millones	1T22	4T22	1T23	A/A Δ	T/T Δ
Actividades operativas:					
Resultado neto	267	464	341	27,7%	-26,5%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(115)	(58)	(89)	-22,6%	53,4%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	589	676	709	20,4%	4,9%
Depreciación de activos por derecho de uso	51	58	56	9,8%	-3,4%
Amortización de activos intangibles	11	10	10	-9,1%	0,0%
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	87	75	84	-3,4%	12,0%
Cargo por impuesto a las ganancias	197	156	85	-56,9%	-45,5%
Aumento neto de provisiones	70	(112)	99	41,4%	N/A
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	25	-	N/A	N/A
Planes de beneficios en acciones	-	7	4	N/A	-42,9%
Seguros devengados	-	-	-	N/A	N/A
Resultado por canje de deuda	-	-	-	N/A	N/A
Resultado por cesión de participación en áreas	-	-	-	N/A	N/A
Resultado por venta de activos mantenidos para su disposición	-	-	-	N/A	N/A
Resultado por canje de instrumentos financieros	-	-	-	N/A	N/A
Cambios en activos y pasivos & otros	272	30	198	-27,2%	560,0%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	1.429	1.331	1.497	4,8%	12,5%
Actividades de inversión:					
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(797)	(1.314)	(1.262)	58,3%	-4,0%
Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	-	(2)	(2)	N/A	0,0%
Préstamos con partes relacionadas, netos	-	(18)	-	N/A	N/A
Cobros por ventas de activos financieros	38	241	128	236,8%	-46,9%
Pagos por adquisición de activos financieros	(86)	(96)	(82)	-4,7%	-14,6%
Intereses cobrados de activos financieros	-	53	27	N/A	-49,1%
Cobros por cesión de áreas y ventas de activos	2	6	2	0,0%	-66,7%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(843)	(1.130)	(1.189)	41,0%	5,2%
Actividades de financiación:					
Pago de préstamos	(447)	(52)	(133)	-70,2%	155,8%
Pago de intereses	(173)	(75)	(157)	-9,2%	109,3%
Préstamos obtenidos	345	16	472	36,8%	2850,0%
Adelantos en cuenta corriente, netos	(8)	72	(70)	775,0%	N/A
Recompra de acciones propias	-	(23)	-	N/A	N/A
Pagos por arrendamientos	(82)	(90)	(92)	12,2%	2,2%
Pago de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	-	(3)	(3)	N/A	0,0%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(365)	(155)	17	N/A	N/A
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	(37)	(107)	(84)	127,0%	-21,5%
Ajustes de conversión	-	-	-	N/A	N/A
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	184	(61)	241	31,0%	N/A
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	611	834	773	26,5%	-7,3%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	795	773	1.014	27,5%	31,2%

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

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado					
	1T22	4T22	1T23	A/A Δ	T/T Δ
Cifras no auditadas, en AR\$ millones					
Actividades operativas					
Resultado neto	26.417	77.602	58.600	121,8%	-24,5%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(12.229)	(11.350)	(16.946)	38,6%	49,3%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	62.809	111.081	136.950	118,0%	23,3%
Depreciación de activos por derecho de uso	5.391	9.390	10.703	98,5%	14,0%
Amortización de activos intangibles	1.182	1.957	1.921	62,5%	-1,8%
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	9.103	12.184	16.090	76,8%	32,1%
Cargo por impuesto a las ganancias	21.666	26.689	17.754	-18,1%	-33,5%
Aumento neto de provisiones	7.653	(21.711)	20.064	162,2%	N/A
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	4.319	-	N/A	N/A
Planes de beneficios en acciones	53	474	732	1281,1%	54,4%
Seguros devengados	-	-	-	N/A	N/A
Resultado por canje de deuda	-	-	-	N/A	N/A
Resultado por cesión de participación en áreas	-	-	-	N/A	N/A
Resultado por venta de activos mantenidos para su disposición	-	-	-	N/A	N/A
Resultado por canje de instrumentos financieros	-	-	-	N/A	N/A
Cambios en activos y pasivos & otros	30.586	1.125	49.778	62,7%	4324,7%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	152.631	211.760	295.646	93,7%	39,6%
Actividades de inversión:					
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(83.629)	(209.516)	(247.158)	195,5%	18,0%
Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	-	(230)	(396)	N/A	72,2%
Préstamos con partes relacionadas, netos	-	(2.891)	-	N/A	N/A
Cobros por ventas de activos financieros	3.473	40.970	24.859	615,8%	-39,3%
Pagos por adquisición de activos financieros	(9.409)	(15.662)	(15.871)	68,7%	1,3%
Intereses cobrados de activos financieros	89	7.954	5.110	5641,6%	-35,8%
Cobros por cesión de áreas y ventas de activos	177	317	367	107,3%	15,8%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(89.299)	(179.058)	(233.089)	161,0%	30,2%
Actividades de financiación:					
Pago de préstamos	(48.747)	(9.402)	(26.084)	-46,5%	177,4%
Pago de intereses	(18.474)	(14.983)	(29.915)	61,9%	99,7%
Préstamos obtenidos	37.730	4.197	88.027	133,3%	1997,4%
Adelantos en cuenta corriente, netos	(794)	12.487	(12.487)	1472,7%	N/A
Recompra de acciones propias	-	(3.396)	-	N/A	N/A
Pagos por arrendamientos	(9.075)	(13.830)	(17.694)	95,0%	27,9%
Pago de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(47)	(554)	(551)	1072,3%	-0,5%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(39.407)	(25.481)	1.296	N/A	N/A
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	1.607	6.860	11.178	595,6%	62,9%
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	25.532	14.081	75.031	193,9%	432,9%
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	62.678	122.793	136.874	118,4%	11,5%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	88.210	136.874	211.905	140,2%	54,8%

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

6.4. PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS

Principales magnitudes físicas	Unidad	1T22	2T22	3T22	4T22	Acum. 2022	1T23
Cifras no auditadas							
Total Producción	Kboe	45.523	45.836	46.406	45.924	183.690	45.956
Crudo	Kbbl	19.993	20.506	20.680	21.325	82.503	21.461
NGL	Kbbl	3.979	3.796	3.496	3.915	15.186	3.859
Gas natural	Mm3	3.427	3.424	3.535	3.289	13.674	3.281
Henry Hub	USD/MMBTU	4,6	7,5	6,8	4,5	6,2	2,2
Brent	USD/bbl	97,4	111,9	97,8	88,6	98,9	82,2
Ventas (YPF individual)							
Ventas de productos refinados	Km3	4.565	4.782	4.896	4.912	19.155	4.790
Mercado local	Km3	4.209	4.455	4.536	4.431	17.631	4.346
Nafta	Km3	1.410	1.364	1.419	1.487	5.680	1.515
Gasoil	Km3	2.030	2.284	2.288	2.181	8.783	2.052
Jet fuel	Km3	124	115	129	151	519	140
Fuel Oil	Km3	4	13	21	4	42	4
LPG	Km3	243	305	298	245	1.092	230
Otros (*)	Km3	398	374	379	363	1.515	407
Mercado externo	Km3	356	327	360	482	1.524	444
Nafta virgen	Km3	15	52	60	23	151	20
Jet fuel	Km3	74	81	89	110	353	117
LPG	Km3	124	28	73	164	389	133
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	94	67	51	91	302	95
Otros (*)	Km3	49	100	87	93	329	78
Ventas de productos petroquímicos	Ktn	129	139	115	116	498	141
Mercado local	Ktn	99	111	90	95	396	83
Metanol	Ktn	68	76	54	55	252	45
Otros	Ktn	32	35	37	40	143	38
Mercado externo	Ktn	30	27	25	21	103	58
Metanol	Ktn	6	7	4	2	20	40
Otros	Ktn	23	21	20	19	83	18
Granos, harinas y aceites	Ktn	271	517	449	270	1.507	100
Mercado local	Ktn	7	39	50	178	275	91
Mercado externo	Ktn	264	478	398	92	1.232	9
Ventas de fertilizantes	Ktn	104	166	242	228	741	115
Mercado local	Ktn	104	166	242	228	741	115
Principales productos importados (YPF individual)							
Nafta	Km3	122	40	49	92	303	142
Jet Fuel	Km3	2	0	1	3	7	4
Gasoil	Km3	318	255	448	229	1.251	288

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.

YPF

1T23

YPF S.A. | RESULTADOS CONSOLIDADOS