



YPF

2T23

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	10
4.2. INDUSTRIALIZACIÓN	14
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 “2T23”

11 de agosto, 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/533424215) o <https://events.q4inc.com/attendee/533424215>

Línea gratuita: (+1) (888) 550-5497

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

Contacto
Relaciones
con Inversores

inversoresypf@ypf.com

RESULTADOS RESPALDADOS POR UN CRECIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, MIENTRAS CONTINUAMOS AVANZANDO CON EL AMBICIOSO PLAN DE INVERSIONES

Bases de presentación

A partir del 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	2T22	1T23	2T23	A/A Δ	T/T Δ	1S22	1S23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ingresos	4.995	4.238	4.375	-12,4%	3,2%	8.755	8.613	-1,6%
EBITDA	1.576	1.116	1.075	-31,8%	-3,7%	2.636	2.191	-16,9%
EBITDA Ajustado	1.513	1.044	1.005	-33,5%	-3,8%	2.508	2.050	-18,3%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	885	335	221	-75,0%	-34,0%	1.289	556	-56,9%
Resultado operativo	885	335	221	-75,0%	-34,0%	1.289	556	-56,9%
Resultado neto antes de deterioro de activos	810	341	380	-53,1%	11,4%	1.077	721	-33,1%
Resultado neto	810	341	380	-53,1%	11,4%	1.077	721	-33,1%
Resultado neto por acción	2,04	0,87	0,86	-57,8%	-1,1%	2,72	1,73	-36,4%
Inversiones	904	1.298	1.374	51,9%	5,8%	1.634	2.672	63,5%
FCF	321	(17)	(284)	N/A	1570,6%	700	(301)	N/A
Caja y equivalentes de caja	1.242	1.296	1.470	18,4%	13,4%	1.242	1.470	18,4%
Deuda total	7.086	7.339	7.782	9,8%	6,0%	7.086	7.782	9,8%

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 + 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\$ 1.005 millones, disminuyendo un 4% secuencialmente debido principalmente a una leve caída en los precios locales de combustibles en dólares y a mayores presiones en los costos, compensados principalmente por mayores ventas estacionales de gas natural.
- **La producción total de hidrocarburos** promedió los 513 Kboe/d, manteniéndose estable respecto al trimestre anterior, con un aumento del 2% en términos interanuales, impulsada principalmente por una sólida expansión del 7% en la producción de crudo.
- **La producción de crudo shale mantuvo una alta tasa de crecimiento** del 28% a/a, mientras que la producción de *shale* gas aumentó un 10% a/a.
- **Se reanudaron las exportaciones estructurales de crudo Medanita** luego de 18 años, debido a que durante el segundo trimestre se puso nuevamente en operación el oleoducto Trasandino, permitiendo la evacuación de petróleo a Chile.
- **Los volúmenes de venta de combustibles en el mercado local** aumentaron un 3% secuencialmente y se mantuvieron estables con respecto al mismo período del 2022, donde se compensó una mayor demanda de naftas con una menor demanda de gasoil.
- **Los niveles de procesamiento en nuestras refinerías** continuaron con niveles récord, alcanzando los 305 Kbb/d en el trimestre, manteniéndose estables en términos secuenciales y 6% por encima al año anterior.

- **Los costos operativos** aumentaron un 13% t/t y 21% a/a, como resultado de una evolución negativa de las variables macroeconómicas como la inflación, los salarios y la devaluación de la moneda, acompañado por una mayor actividad de mantenimiento registrada durante el período.
- **La inversiones alcanzaron** los US\$ 1.374 millones, aumentando un 6% t/t y 52% a/a, en línea con el plan anual.
- **El flujo de caja** libre totalizó US\$ 284 millones negativos durante el segundo trimestre, impulsado principalmente por el acuerdo de cierre del juicio internacional Maxus firmado en abril, elevando nuestra deuda neta a US\$ 6.312 millones y aumentando el ratio de apalancamiento neto a 1.4x. Excluyendo el impacto negativo de este acuerdo, el flujo de caja libre se hubiese mantenido estable durante el trimestre.

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Desglose Ingresos Consolidados	2T22	1T23	2T23	A/A Δ	T/T Δ	1S22	1S23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Gasoil	1.771	1.620	1.640	-7,4%	1,3%	3.053	3.260	6,8%
Nafta	880	892	833	-5,3%	-6,6%	1.696	1.726	1,8%
Gas natural como productores (a terceros)	413	270	386	-6,7%	42,9%	724	656	-9,4%
Otros	1.229	977	1.122	-8,7%	14,8%	2.112	2.100	-0,6%
Total Mercado Local	4.293	3.759	3.982	-7,3%	5,9%	7.585	7.741	2,1%
Jet fuel	128	162	107	-16,6%	-33,9%	214	268	25,2%
Granos y harinas	302	5	46	-84,7%	846,8%	415	51	-87,7%
Crudo	0	12	46	N/A	277,6%	5	58	1026,3%
Petroquímicos y otros	272	300	195	-28,4%	-35,2%	536	495	-7,7%
Total Mercado Externo	702	479	393	-43,9%	-17,8%	1.170	872	-25,5%
Total Ingresos	4.995	4.238	4.375	-12,4%	3,2%	8.755	8.613	-1,6%

Durante el 2T23, los ingresos totalizaron US\$ 4.375 millones, incrementándose un 3,2% t/t y disminuyendo un 12,4% a/a. En términos secuenciales, los ingresos aumentaron principalmente como resultado de mayores ventas de gas natural debido a mejores precios estacionales contemplados en los contratos del Plan Gas y a una mayor demanda estacional de fertilizantes, granos y harinas, parcialmente compensados por una leve disminución de los precios de combustibles locales en dólares y otros productos refinados, en línea con la tendencia a la baja de los precios internacionales.

Al analizar los ingresos del 2T23, cabe destacar:

- **Los ingresos por gasoil en el mercado local** (minorista y mayorista) – 37,5% de los ingresos totales – **aumentaron 1,3% t/t**, impulsados por un incremento en los volúmenes vendidos del 8,6% parcialmente compensados por una contracción en los precios del 6,7%. El aumento en los volúmenes vendidos se debió principalmente a la mayor demanda de gasoil de las centrales térmicas y del Agro, este último aún afectado por la severa sequía registrada en Argentina en el 1T23.
- **Los ingresos por naftas en el mercado local** – 19,0% de los ingresos totales – **disminuyeron 6,6% t/t**, principalmente debido a menores volúmenes despachados por 5,5% producto de la mayor demanda estacional de verano del primer trimestre, y por menores precios promedio de 1,2%.
- **Los ingresos por ventas de gas natural como productores a terceros en el mercado local** - 8,8% de los ingresos totales - **aumentaron 42,9% t/t** principalmente por mayores precios promedio de venta del 37,3% impulsados por el factor estacionalidad contemplado dentro del Plan GasAR entre mayo y septiembre, mientras que los volúmenes vendidos se incrementaron un 4,1%.
- Otras ventas locales aumentaron 14,8% t/t principalmente por mayores ventas estacionales de gas natural al segmento de distribución minorista – a través de nuestra subsidiaria Metrogas S.A. (“Metrogas”) –, fertilizantes, granos y harinas.
- Los ingresos por exportaciones disminuyeron un 17,8% t/t, principalmente debido a precios más bajos de nuestros productos refinados, que disminuyeron más bruscamente que la cotización del petróleo Brent, así como también por una menor demanda estacional de combustible para aviones y gasoil para cruceros, parcialmente compensados por mayores ventas estacionales de granos y harinas. Por

otro lado, las exportaciones de crudo se incrementaron significativamente en el segundo trimestre, dado que la compañía retomó las exportaciones estructurales de petróleo Medanita después de 18 años, gracias a la puesta en operación del oleoducto trasandino en el segundo trimestre, permitiendo la evacuación de crudo a Chile.

Desglose Costos Consolidados	2T22	1T23	2T23	A/A Δ	T/T Δ	1S22	1S23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Costo de extracción	(610)	(669)	(746)	22,4%	11,5%	(1.143)	(1.415)	23,8%
Otros Upstream	(111)	(116)	(124)	11,5%	6,8%	(193)	(241)	24,5%
Costos de Industrialization	(376)	(415)	(446)	18,8%	7,6%	(693)	(861)	24,1%
Comercialización, GyE, Corpo y Otros	(211)	(206)	(271)	28,6%	32,0%	(375)	(477)	27,3%
Total Costos Operativos	(1.308)	(1.406)	(1.588)	21,4%	12,9%	(2.405)	(2.994)	24,5%
Depreciaciones y Amortizaciones	(689)	(775)	(854)	23,9%	10,2%	(1.340)	(1.629)	21,6%
Regalías	(241)	(236)	(247)	2,4%	4,4%	(456)	(483)	5,8%
Otros	(336)	(249)	(260)	-22,6%	4,6%	(581)	(509)	-12,3%
Total Otros Costos	(1.266)	(1.260)	(1.361)	7,5%	8,0%	(2.377)	(2.621)	10,3%
Importación de combustibles	(353)	(400)	(192)	-45,6%	-52,0%	(690)	(592)	-14,2%
Compras de crudo a terceros	(309)	(386)	(323)	4,5%	-16,2%	(565)	(710)	25,7%
Compras de biocombustibles	(250)	(230)	(230)	-8,1%	0,0%	(417)	(459)	10,2%
Compras agro non-oil	(503)	(114)	(253)	-49,7%	121,2%	(693)	(367)	-47,0%
Otras compras	(323)	(224)	(244)	-24,4%	8,8%	(512)	(468)	-8,6%
Variación de existencias	213	126	25	-88,3%	-80,2%	214	151	-29,4%
Total de Compras y Variación de existencias	(1.525)	(1.228)	(1.217)	-20,2%	-0,9%	(2.662)	(2.445)	-8,2%
Otros resultados operativos, netos	(11)	(9)	12	N/A	N/A	(22)	3	N/A
Total Costos Operativos + Compras + Deterioro de Activos	(4.110)	(3.903)	(4.154)	1,1%	6,4%	(7.466)	(8.057)	7,9%

La variación de existencias incluye el efecto precio por US\$ 130 millones en el 2T22, US\$ (29) millones en el 1T23 y US\$(36) millones en el 2T23.

Respecto a los costos operativos, durante el 2T23 alcanzaron los US\$ 1.588 millones, incrementándose un 12,9% respecto al 1T23. Esta expansión se debió principalmente a la evolución negativa de variables macroeconómicas como la inflación, los salarios y la devaluación de la moneda, sumado a mayores actividades de mantenimiento y cargos no recurrentes registrados en el período. En la misma línea, en comparación con el mismo período del año pasado, los costos operativos aumentaron un 21,4%, impulsados por el entorno macroeconómico inflacionario descrito anteriormente, y por la expansión de los niveles de actividad a lo largo de todas las unidades de negocio, en línea a los mayores niveles de producción de crudo y gas, y procesamiento de las refinerías. Como resultado, el costo operativo por barril de hidrocarburos producido, aumentó 11,2% t/t, y un 19,2% a/a.

Las compras y variación de existencias, categoría altamente correlacionada con los niveles de demanda de productos refinados y productos *non oil* para el agro, y la valuación de inventarios, **disminuyeron 0,9% t/t y un 20,2% a/a.**

Al analizar las compras del 2T23, cabe destacar:

- Las importaciones de naftas y gasoil disminuyeron un 53,6% t/t, debido a menores volúmenes importados por 45,2% y a una contracción en los precios del 15,2%. La caída de los volúmenes importados, tanto de naftas como de gasoil, que representaron el 6,4% de las ventas totales de combustibles, se explica por la mayor recomposición de inventarios llevada a cabo en el 1T respecto al 2T.
- Las compras de crudo disminuyeron un 16,2% t/t, producto de una disminución en los volúmenes comprados del 11,3%, explicados por menores niveles de procesamiento y consumo de inventarios, así como también debido a menores precios por 5,6%, alineados con la tendencia a la baja de los precios de los combustibles registrada en el trimestre.

- Las compras de biocombustibles se mantuvieron estables t/t, donde las compras de biodiesel crecieron un 3,1% y las compras de bioetanol cayeron un 2,8%. La variación de biodiesel estuvo alineada con una mayor demanda de gasoil y un incremento en los niveles de aditivación, este último impulsado por una mayor disponibilidad de biodiesel en el mercado local; mientras que las compras de bioetanol disminuyeron secuencialmente como consecuencia de la menor demanda de naftas.
- Las compras de productos *non oil* para el negocio del Agro aumentaron un 121,2% secuencialmente, principalmente debido a una mayor demanda estacional de fertilizantes, granos y harinas, tanto en el mercado local como de exportación, mencionada anteriormente.

En relación a nuestros inventarios, se registró una variación de existencias positiva de US\$ 25 millones durante el 2T23, impulsada principalmente por mayores inventarios de productos *non oil* para el negocio del Agro, parcialmente compensada por menores costos de reposición de nuestros inventarios; en comparación con una variación positiva de existencias de US\$ 126 millones durante el 1T23.

Desglose Resultado neto	2T22	1T23	2T23	A/A Δ	T/T Δ	1S22	1S23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Resultado operativo	885	335	221	-75,0%	-34,0%	1.289	556	-56,9%
Intereses en asociadas y negocios conjuntos	132	89	94	-28,8%	5,6%	247	183	-25,9%
Resultados financieros, netos	(22)	2	140	N/A	6900,0%	(77)	142	N/A
Resultado antes de impuestos	995	426	455	-54,3%	6,8%	1.459	881	-39,6%
Impuesto a las ganancias	(185)	(85)	(75)	-59,5%	-11,8%	(382)	(160)	-58,1%
Resultado neto	810	341	380	-53,1%	11,4%	1.077	721	-33,1%
Resultado neto antes de deterioro de activos	810	341	380	-53,1%	11,4%	1.077	721	-33,1%

Los resultados financieros netos del 2T23 representaron una ganancia de US\$ 140 millones en comparación con la ganancia de US\$ 2 millones registrada en el 1T23. Esto se debió principalmente a la mayor devaluación de la moneda argentina lo que provocó un aumento de la ganancia por diferencias de cambio.

Como resultado de la evolución operativa y financiera, el resultado antes de impuesto a las ganancias en el 2T23 fue positivo por US\$ 455 millones, aumentando 6,8% t/t, mientras que el resultado neto del trimestre fue una ganancia de US\$ 380 millones, en comparación con la ganancia de US\$ 341 millones alcanzada en el 1T23.

3. EBITDA Y RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO

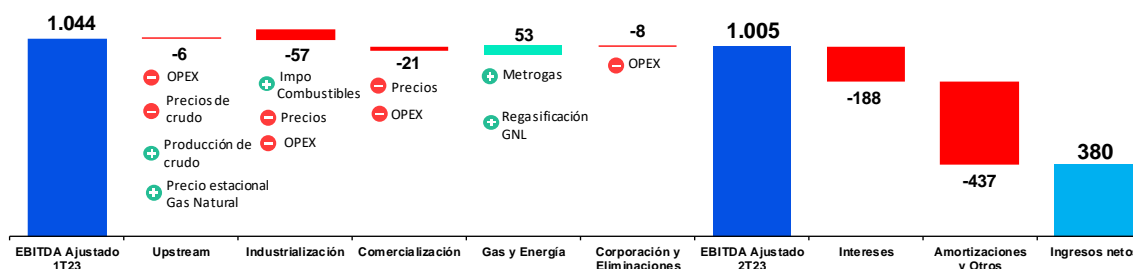
El EBITDA ajustado del 2T23 ascendió a US\$ 1.005 millones, disminuyendo 3,8% con respecto al 1T23. Esta variación se debió principalmente a una leve caída en los precios de los combustibles, alineados con una tendencia a la baja de los precios internacionales, y a mayores costos operativos, compensados principalmente por mayores ventas de gas natural.

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

Reconciliación EBITDA Ajustado						1S22	1S23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones	2T22	1T23	2T23	A/A Δ	T/T Δ			
Resultado neto	810	341	380	-53,1%	11,4%	1.077	721	-33,1%
Resultados financieros, netos	22	(2)	(140)	N/A	6900,0%	77	(142)	N/A
Intereses en asociadas y negocios conjuntos	(132)	(89)	(94)	-28,8%	5,6%	(247)	(183)	-25,9%
Impuesto a las ganancias	185	85	75	-59,5%	-11,8%	382	160	-58,1%
Perforaciones exploratorias improductivas	2	6	-	N/A	N/A	7	6	-14,3%
Depreciaciones y amortizaciones	689	775	854	23,9%	10,2%	1.340	1.629	21,6%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
EBITDA	1.576	1.116	1.075	-31,8%	-3,7%	2.636	2.191	-16,9%
Arrendamientos	(63)	(72)	(70)	10,2%	-2,3%	(128)	(141)	10,3%
Otros ajustes	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
EBITDA Ajustado	1.513	1.044	1.005	-33,5%	-3,8%	2.508	2.050	-18,3%

EBITDA por segmento							
Cifras no auditadas, en US\$ millones	Upstream	Industrialización	Comercialización	Gas y Energía	Corporación y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Resultado Operativo	75	155	46	22	(90)	13	221
Depreciaciones y amortizaciones	668	126	12	31	17	0	854
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	-	-	-	-
Deterioro de activos	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	743	281	57	53	(73)	13	1.075
Arrendamientos	(39)	(20)	2	(12)	-	-	(70)
Otros ajustes	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA Ajustado	704	261	59	42	(73)	13	1.005

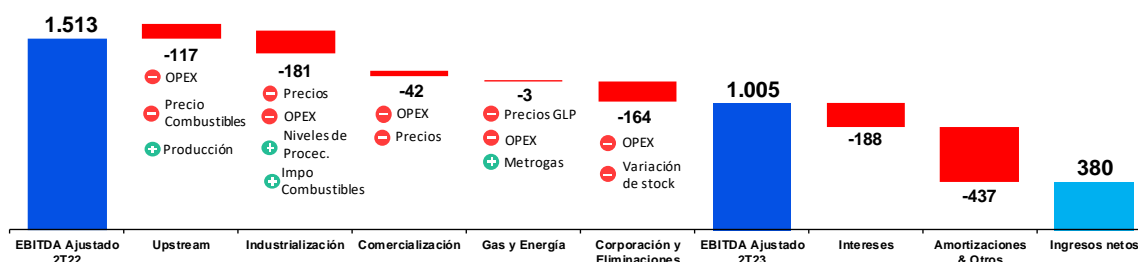
El siguiente gráfico resume las principales variaciones secuenciales del EBITDA Ajustado entre el 2T23 y el 1T23:



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\$ 6 millones):** La variación negativa se debió a mayores costos operativos y menores precios del crudo; parcialmente compensados por un incremento del 1,0% en la producción de crudo y mayores precios del gas natural.
- **Industrialización (-US\$ 57 millones):** La disminución del EBITDA se explica principalmente por mayores costos operativos, menores precios locales de combustibles del 5% y una contracción del 9% en los precios de la canasta de otros refinados, parcialmente compensado por menores importaciones de combustibles.
- **Comercialización (-US\$ 21 millones):** La contracción del EBITDA se debió principalmente a mayores costos operativos, y a menores precios locales de combustibles y otros productos refinados del 5% y 9%, respectivamente.
- **Gas y Energía (+US\$ 53 millones):** El aumento del EBITDA se debió principalmente a mayores ventas estacionales de gas natural de nuestra subsidiaria Metrogas, sumado a ajustes de precios implementados en los segmentos minoristas, así como también a una mayor actividad de regasificación.
- **Corporación y Eliminaciones (-US\$ 8 millones):** La disminución en EBITDA obedece principalmente a mayores costos operativos registrados en el segundo trimestre.

El siguiente gráfico resume las principales variaciones secuenciales del EBITDA Ajustado entre el 2T23 y el 2T22:



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\$ 117 millones):** La variación negativa se explica por mayores costos operativos y menores precios del crudo, parcialmente compensados por la expansión de la producción de hidrocarburos en 1,9%.
- **Industrialización (-US\$ 181 millones):** La disminución del EBITDA se debió principalmente a mayores costos operativos, menores precios locales de combustibles de un 8% y a una significativa reducción de los precios de otros productos refinados en un 27%, parcialmente compensados por una expansión de los niveles de procesamiento del 6% y menores importaciones de combustibles.
- **Comercialización (-US\$ 42 millones):** La contracción del EBITDA se debió principalmente a mayores costos operativos y menores precios locales de combustibles y otros productos refinados por 8% y 27%, respectivamente.
- **Gas & Energía (-US\$ 3 millones):** El menor EBITDA se explica principalmente por una expansión de los costos operativos y menores precios de GLP, parcialmente compensados por mejores resultados de Metrogas.
- **Corporación y Eliminaciones (-US\$ 164 millones):** La variación negativa se explica principalmente por mayores costos operativos y por una disminución en el costo de reposición de nuestros inventarios respecto al aumento en el costo de inventarios registrado en el mismo período del año anterior.

4. ANALISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO

4.1. UPSTREAM

Producción	2T22	1T23	2T23	A/A Δ	T/T Δ	1S22	1S23	A/A Δ
Cifras no auditadas								
Desglose producción								
Producción Crudo (Kbbld)	225,3	238,5	240,9	6,9%	1,0%	223,8	239,7	7,1%
Convencional	148,3	143,3	143,6	-3,1%	0,2%	148,5	143,5	-3,4%
Shale	73,9	92,5	94,6	28,1%	2,3%	72,1	93,5	29,7%
Tight	3,2	2,7	2,7	-14,6%	1,9%	3,1	2,7	-13,6%
Producción NGL (Kbbld)	41,7	42,9	42,7	2,5%	-0,3%	43,0	42,8	-0,3%
Convencional	16,8	12,5	12,6	-25,1%	0,8%	16,3	12,5	-23,1%
Shale	23,7	29,3	28,8	21,7%	-1,4%	25,3	29,0	14,9%
Tight	1,3	1,2	1,3	6,8%	15,2%	1,4	1,3	-10,7%
Producción Gas (Mm3d)	37,6	36,5	36,5	-3,0%	0,1%	37,8	36,5	-3,6%
Convencional	15,2	14,3	13,8	-9,3%	-3,6%	15,3	14,0	-8,5%
Shale	15,5	16,7	17,0	10,2%	1,8%	15,4	16,9	9,8%
Tight	7,0	5,4	5,7	-18,8%	4,2%	7,1	5,6	-22,2%
Producción Total (Kboed)	503,7	510,6	513,1	1,9%	0,5%	504,7	511,9	1,4%
Convencional	260,6	245,7	242,9	-6,8%	-1,1%	261,3	244,3	-6,5%
Shale	194,7	226,9	230,5	18,4%	1,6%	194,0	228,7	17,9%
Tight	48,3	38,1	39,7	-17,8%	4,4%	49,4	38,9	-21,3%
Precios promedio de realización								
Crudo (USD/bbl)	65,0	66,9	63,4	-2,5%	-5,2%	61,9	65,1	5,2%
Gas Natural (USD/MMBTU)	3,9	3,0	3,9	1,3%	30,8%	3,4	3,5	0,9%

La producción de hidrocarburos alcanzó los 513,1 Kboe/d durante el 2T23, incrementándose un 0,5% secuencialmente y un 1,9% en términos interanuales. La producción de crudo registró una nueva expansión secuencial del 1,0% y alcanzó un significativo incremento interanual del 6,9%. Respecto al gas natural y NGL, la producción se mantuvo casi estable en términos secuenciales.

La producción de *shale* continuó expandiéndose fuertemente durante el trimestre, donde el crudo *shale* y el *shale* gas aumentaron 28,1% y 10,2% a/a, respectivamente, alcanzando un nuevo incremento secuencial del 1,6%. En este sentido, la producción de *shale* representó el 44,9% de nuestra producción total consolidada en el 2T23, creciendo desde el 38,7% del año anterior.

La producción promedio diaria de petróleo crudo aumentó un 1,0 % secuencialmente, debido al aumento de la producción del crudo *shale* mencionado anteriormente, mientras que la producción convencional se mantuvo estable, gracias a nuestra estrategia de continuar avanzando en las técnicas de recuperación terciaria en nuestros campos convencionales. En este sentido, la producción terciaria se expandió un 17% respecto al trimestre anterior y un 32% respecto al mismo trimestre de 2022, destacándose el bloque Manantiales Behr, donde actualmente estamos operando nueve unidades de Inyección de Polímeros y su producción terciaria representa alrededor del 30% de su producción total, así como también los bloques Chachahuen, El Trébol y Los Perales, donde continuamos obteniendo resultados prometedores.

Por el lado del gas natural, la producción diaria promedio se mantuvo estable t/t, dado que la mayor producción de *shale* gas del 1,8% fue compensada por una disminución del 3,6% en la producción convencional. En términos interanuales, la producción de gas natural disminuyó un 3,0%, afectada por menor demanda y el declino natural en nuestros campos convencionales.

En el 2T23, los ingresos totales del segmento alcanzaron los US\$ 1.896 millones, aumentando un 3,7% comparados con el 1T23 y 4,8% a/a:

- Los ingresos por crudo disminuyeron 3,0% t/t, principalmente por una disminución en los precios del 5,2%, parcialmente compensada por un aumento del 2,3% en los volúmenes vendidos.
- Los ingresos de gas natural aumentaron 32,2% t/t, principalmente debido a un incremento estacional de los precios de venta mencionado anteriormente del 30,8% y por mayores volúmenes vendidos por 1,1%.

Resultados Upstream								
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
	2T22	1T23	2T23	A/A Δ	T/T Δ	1S22	1S23	A/A Δ
Crudo	1.261	1.406	1.363	8,1%	-3,0%	2.411	2.769	14,9%
Gas natural	484	358	473	-2,3%	32,2%	871	830	-4,7%
Otros	65	65	60	-8,1%	-7,4%	126	125	-1,0%
Ingresos	1.810	1.828	1.896	4,8%	3,7%	3.408	3.724	9,3%
Depreciaciones y amortizaciones	(507)	(602)	(668)	31,7%	11,0%	(984)	(1.270)	29,0%
Costo de extracción	(610)	(669)	(746)	22,4%	11,5%	(1.143)	(1.415)	23,8%
Regalías	(238)	(233)	(244)	2,4%	4,7%	(450)	(476)	5,7%
Gastos de exploración	(14)	(18)	(8)	-42,9%	-55,6%	(24)	(26)	8,3%
Otros	(91)	(162)	(155)	69,9%	-4,5%	(224)	(317)	41,7%
Resultado operativo antes de deterioro de activo	350	144	75	-78,6%	-47,9%	582	219	-62,4%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	350	144	75	-78,6%	-47,9%	582	219	-62,4%
Depreciaciones y amortizaciones	507	602	668	31,7%	11,0%	984	1.270	29,0%
Perforaciones exploratorias improductivas	2	6	-	N/A	N/A	7	6	-14,3%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
EBITDA	859	752	743	-13,5%	-1,2%	1.573	1.495	-5,0%
Arrendamientos	(39)	(42)	(39)	1,2%	-6,1%	(76)	(81)	6,2%
EBITDA Ajustado	821	710	704	-14,3%	-0,9%	1.497	1.414	-5,6%
Inversiones	712	1.015	1.017	42,8%	0,2%	1.311	2.032	55,0%

Cash Costs unitarios								
Cifras no auditadas, en US\$/boe								
	2T22	1T23	2T23	A/A Δ	T/T Δ	1S22	1S23	A/A Δ
Costo de extracción	13,3	14,6	16,0	20,1%	9,5%	12,5	15,3	22,1%
Regalías y otros impuestos	6,5	6,5	6,5	1,1%	0,9%	6,2	6,5	5,3%
Otros costos	2,7	2,7	2,9	9,7%	7,1%	2,4	2,8	19,5%
Total Cash Costs (US\$/boe)	22,5	23,8	25,5	13,4%	6,9%	21,1	24,6	16,9%

En relación a los costos unitarios, los *cash costs* aumentaron un 6,9% secuencialmente y un 13,4% a/a, principalmente debido a los siguientes factores:

- Los costos de extracción aumentaron un 9,5% t/t. Al desglosar nuestros costos de extracción por tipo de operación en el 2T23, los costos de los campos no convencionales promediaron los 5,5 US\$/BOE, aumentando un 13,3% t/t debido a mayores niveles de actividad y costos de energía por encima de la expansión de la producción del trimestre, mientras que los costos de los campos convencionales promediaron los 25,7 US\$/BOE, un aumento del 8,7% t/t. El costo de extracción en nuestro *shale core*

hub promedió los 4,1 US\$/BOE en el 2T23, manteniéndose prácticamente estable en comparación con el trimestre anterior.

- Las regalías y otros impuestos dentro del segmento de upstream aumentaron un 0,9% secuencialmente, donde las regalías de gas natural aumentaron un 32,0% y las regalías de crudo disminuyeron un 3,9%, principalmente debido a variaciones en los precios de venta.
- El incremento secuencial en Otros costos se debió a cargos no recurrentes registrados en el 2T23.

En resumen, el EBITDA Ajustado del segmento Upstream alcanzó los US\$ 704 millones en el trimestre, disminuyendo un 0,9% t/t y un 14,3% a/a.

Inversiones:

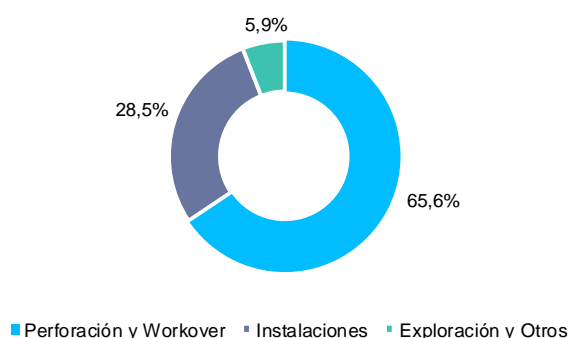
Las inversiones del segmento Upstream alcanzaron los US\$ 1.017 millones en el 2T23, manteniéndose prácticamente estables secuencialmente y aumentando un 42,8% a/a, donde el 65,6% se destinó a actividades de perforación y *workover*, el 28,5% a nuevas instalaciones o expansión de las existentes y el 5,9% restante a exploración y otras actividades del upstream.

Durante el 2T23, las actividades de perforación y *workover* mostraron una tendencia positiva, completando un total de 90 pozos nuevos en nuestros bloques operados, incluyendo 41 pozos nuevos en áreas no convencionales, 34 de crudo *shale* y 7 de *shale* gas.

Adicionalmente, durante el 2T23 se lograron los siguientes progresos en el desarrollo de nuestras operaciones de *shale*:

- En mayo, la compañía firmó un acuerdo con una empresa del negocio del upstream local para perforar, para fines de año, el primer pozo exploratorio en la formación de *shale* Palermo Aike, cuyos recursos totales se estiman en el orden de los 10 mil millones de barriles equivalentes.
- En relación a las inversiones en instalaciones requeridas para evacuar la producción de *shale*, en mayo pusimos en operación una planta de separación y tratamiento de gas natural, ubicada en el bloque Rincón del Mangrullo, ampliando su capacidad de producción en 2 Mm3 por día.
- En junio, en el bloque Loma Campana se colocó un set de fractura alimentado 100% con gas natural, el primero de su tipo en Argentina, logrando una reducción de alrededor de 60 m3 mensuales en el consumo de gasoil, alineado a la estrategia de transición energética de la compañía.

Por el lado convencional, las inversiones se mantuvieron enfocadas en la integridad y sustentabilidad de las operaciones y en las actividades de recuperación terciaria principalmente en los bloques Manantiales Behr, Chachahuen y El Trébol.



4.2. INDUSTRIALIZACIÓN

Información Operativa Industrialización	2T22	1T23	2T23	A/A Δ	T/T Δ	1S22	1S23	A/A Δ
Cifras no auditadas								
Crudo procesado (Kbbld)	287,6	307,2	305,1	6,1%	-0,7%	284,7	306,1	7,5%
Utilización refinarias (%)	88%	94%	93%	535bps	-63bps	87%	93%	653bps

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

El crudo procesado durante el trimestre se ubicó en 305,1 Kbbld/d, lo que representó una disminución de 0,7% t/t y un aumento de 6,1% a/a. En términos secuenciales, la leve contracción fue debido a una parada programada de las plantas de hidrotreamiento y *platforming* en la refinería Luján de Cuyo, mientras que las refinерías de La Plata y Plaza Huincul lograron incrementar sus niveles de procesamiento. Además, durante el primer semestre del año, la compañía logró el récord de procesamiento de crudo desde 2010 y la mayor producción de naftas y destilados medios desde 2007 a través de la maximización de los niveles de conversión en nuestras refinерías.

Resultados Industrialización	2T22	1T23	2T23	A/A Δ	T/T Δ	1S22	1S23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ingresos	3.267	3.104	2.894	-11,4%	-6,8%	5.831	5.998	2,9%
Depreciaciones y amortizaciones	(111)	(124)	(126)	13,5%	1,6%	(219)	(250)	14,2%
Costos de Industrialization	(376)	(415)	(446)	18,8%	7,6%	(693)	(861)	24,1%
Importación de combustibles	(309)	(344)	(158)	-48,9%	-54,0%	(613)	(502)	-18,2%
Compras de crudo (intersegmento + a terceros)	(1.590)	(1.802)	(1.662)	4,5%	-7,8%	(3.010)	(3.463)	15,1%
Compras de biocombustibles	(250)	(230)	(230)	-8,1%	0,0%	(417)	(459)	10,2%
Variación de existencias	46	91	(25)	N/A	N/A	133	66	-50,3%
Otros	(152)	(94)	(92)	-39,4%	-1,5%	(267)	(186)	-30,2%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	525	188	155	-70,5%	-17,6%	745	343	-54,0%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	525	188	155	-70,5%	-17,6%	745	343	-54,0%
Depreciaciones y amortizaciones	111	124	126	13,5%	1,6%	219	250	14,2%
EBITDA	636	312	281	-55,8%	-9,9%	964	593	-38,5%
Arrendamientos	(1)	(20)	(20)	1289,2%	0,3%	(4)	(41)	853,4%
EBITDA Ajustado	635	292	261	-58,9%	-10,6%	960	553	-42,4%
Efecto precio de inventarios de productos derivados del petróleo	171	(48)	(22)	N/A	-54,6%	223	(70)	N/A
EBITDA Ajustado excl. efecto precio de inventarios	463	340	283	-39,0%	-16,9%	737	623	-15,5%
Inversiones	146	202	253	72,8%	25,0%	243	455	86,9%

Las variaciones de existencias incluyen efecto precio por US\$ 171 millones en el 2T22, US\$ (48) millones en el 1T23 y US\$(22) millones en el 2T23.

Los ingresos - principalmente ingresos intersegmentos con el segmento de Comercialización - totalizaron US\$ 2.894 millones en el 2T23, una disminución de 6,8% comparado con el 1T23, principalmente debido a menores precios de combustibles locales y otros productos refinados junto con menores volúmenes despachados de naftas y *jet fuel*, parcialmente compensados por mayores ventas estacionales de gasoil.

Los costos operativos de este segmento aumentaron un 7,6% t/t, impulsados principalmente por la parada programada en la refinería Luján de Cuyo mencionada anteriormente y por mayores costos de energía.

Por otra parte, las importaciones de naftas y gasoil disminuyeron 53,6% t/t, impulsadas por menores volúmenes importados 45,2% y una caída en los precios del 15,2%. La contracción secuencial de los volúmenes importados de naftas y gasoil puede explicarse por una mayor recomposición de inventarios llevada a cabo en el primer trimestre respecto al segundo trimestre.

Las compras de crudo (incluyendo las compras intersegmento a nuestro segmento del Upstream) cayeron un 7,8% t/t, como resultado de una disminución del 5,2% en los precios y a menores volúmenes por 2,7%, debido a una ligera disminución en los niveles de procesamiento y a un consumo de inventarios registrado en el 2T23.

Las compras de biocombustibles se mantuvieron estables t/t, donde las compras de biodiesel crecieron un 3,1% y las compras de bioetanol cayeron un 2,8%. La variación del biodiesel estuvo alineada con una mayor demanda de gasoil y un incremento en los niveles de aditivación, este último impulsado por una mayor disponibilidad de biodiesel en el mercado local; mientras que las compras de bioetanol disminuyeron principalmente como consecuencia de una menor demanda de naftas.

Inversiones:

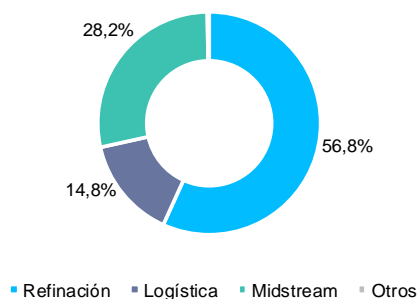
En el 2T23, las inversiones del segmento Industrialización totalizaron US\$ 253 millones, registrando un incremento del 25,0% respecto al 1T23 y un alza del 72,8% a/a. Del total, el 56,8% se destinó a refinación, el 28,2% a *Midstream Oil*, el 14,8% a logística y el 0,3% a otras actividades.

Durante el 2T23, continuamos con la ejecución de las obras relacionadas con las Nuevas Especificaciones de Combustibles, que incluye la construcción de una nueva unidad de hidrotratamiento de gasoil en la refinería de Luján de Cuyo y una nueva planta de hidrotratamiento de naftas y la renovación de unidades 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 y 492/2023, las cuales entrarán en vigor en 2025. Además, se encuentra en la etapa final 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 para 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 se continúa 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, a través de 3 ejes:

- En cuanto a la expansión del sistema existente hacia el Atlántico, nuestra subsidiaria Oldelval ha avanzado de manera constante en su segunda etapa de expansión, con el objetivo de agregar alrededor de 20 Kbb/d de capacidad de evacuación durante el segundo semestre del 2023. Asimismo, OTE continuó avanzando con la construcción de dos nuevas instalaciones de almacenamiento de 50 Km³ cada una y la terminal *offshore* de Puerto Rosales.
- En relación con el proyecto de conexión de Vaca Muerta con el Pacífico, en mayo se volvió a poner en operación exitosamente el oleoducto trasandino del sistema OTA/OTC luego de 18 años de inactividad, lo que permitió a la compañía retomar estructuralmente las exportaciones de crudo Medanito. Asimismo, durante el 2T23 alcanzamos un 75% de avance en la construcción del gasoducto Vaca Muerta Norte, el cual se espera entre en operación entre septiembre y octubre del 2023. En ese sentido, firmamos acuerdos con 4 socios estratégicos para formar parte del proyecto, y a partir del cual, los nuevos socios participarán en la financiación de la construcción del oleoducto, ya sea mediante la participación en el capital del proyecto o mediante el prepago de contratos *ship-or-pay*.
- Finalmente, en cuanto al proyecto Vaca Muerta Sur, hemos logrado avances en el proceso de ingeniería del nuevo oleoducto y terminal de exportación y en los estudios de impacto ambiental del proyecto completo.

Por último, 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	2T22	1T23	2T23	A/A Δ	T/T Δ	1S22	1S23	A/A Δ
Cifras no auditadas								
Volumenes vendidos a terceros								
Venta de productos refinados (Km³) (*)	4.782	4.790	4.873	1,9%	1,7%	9.347	9.663	3,4%
Mercado local (*)	4.455	4.346	4.483	0,6%	3,1%	8.664	8.830	1,9%
por nafta	1.364	1.515	1.431	5,0%	-5,5%	2.774	2.946	6,2%
por gasoil	2.284	2.052	2.227	-2,5%	8,6%	4.314	4.279	-0,8%
Mercado externo	327	444	390	19,3%	-12,1%	682	834	22,2%
Venta de productos petroquímicos (Ktn)	139	141	122	-12,3%	-14,0%	267	263	-1,7%
Mercado local	111	83	70	-36,9%	-15,8%	210	153	-27,1%
Mercado externo	27	58	51	87,8%	-11,3%	57	109	92,0%
Ventas de Gas natural (Mm³)	3.162	2.845	2.983	-5,7%	4,8%	6.313	5.828	-7,7%
Mercado local	3.081	2.649	2.883	-6,4%	8,8%	6.019	5.533	-8,1%
Mercado externo	81	196	100	23,0%	-49,1%	294	295	0,6%
Venta de fertilizantes, granos y harinas (Ktn)	683	215	448	-34,4%	107,9%	1.058	663	-37,3%
Mercado local	205	206	345	68,3%	67,5%	317	551	74,2%
Mercado externo	478	9	103	-78,5%	1001,8%	742	112	-84,9%
Precios promedio netos								
Nafta (USD/m ³) (mercado local)	589	536	526	-10,8%	-1,9%	562	531	-5,6%
Gasoil (USD/m ³) (mercado local)	738	745	692	-6,3%	-7,1%	670	718	7,2%
Otros Productos Refinados (USD/bbl) (incluye exp.)	106	86	78	-26,7%	-8,9%	95	82	-14,5%

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 venta de naftas locales disminuyeron un 5,5% con respecto al 1T23 debido a la mayor demanda estacional de verano del primer trimestre; mientras que los volúmenes locales de gasoil aumentaron un 8,6% t/t producto de una mayor demanda de las centrales eléctricas y del Agro. En términos de participación de mercado de nuestros combustibles, el mercado local argentino disminuyó un 5,0% t/t para naftas y creció un 7,8% t/t para gasoil, lo que resultó en una leve reducción de nuestra participación en el mercado de naftas y un ligero aumento en el mercado de gasoil.

Los volúmenes vendidos de petroquímicos disminuyeron un 14,0% t/t y 12,3% a/a principalmente por menor demanda interna durante el 2T23 afectada por paros programados de algunos de nuestros clientes industriales.

Los volúmenes vendidos de gas natural aumentaron un 4,8% t/t impulsados por la mayor demanda estacional, aunque estuvieron por debajo de la demanda del 2022 debido a temperaturas más altas a/a y por disponibilidad limitada de líneas de transporte para la demanda de generación de energía.

Los volúmenes comercializados de fertilizantes, granos y harinas aumentaron 107,9% t/t, como resultado de una mayor demanda estacional, aunque aún afectados por la severa sequía registrada en Argentina desde el 1T23 lo que provocó una contracción interanual del 34,4%.

Los precios netos promedio del gasoil en el mercado local medidos en términos de dólares disminuyeron un 7,1% t/t, mientras que los precios netos promedio de la naftas disminuyeron un 1,9% t/t, como resultado de nuestra estrategia continua de ajustar los precios de los combustibles locales de

manera de mitigar, en la mayor medida posible, el efecto de la depreciación de la moneda, y al mismo tiempo reducir o evitar ampliar la brecha frente a las paridades internacionales. Por otra parte, el precio promedio de "Otros productos refinados" disminuyó 8,9% t/t, como consecuencia de la tendencia a la baja de los precios internacionales registrada en el 2T23.

Resultados Comercialización	2T22	1T23	2T23	A/A Δ	T/T Δ	1S22	1S23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Gasoil (3ros)	1.771	1.610	1.600	-9,6%	-0,6%	3.038	3.210	5,7%
Naftas (3ros)	880	889	828	-5,9%	-6,9%	1.696	1.717	1,2%
Ventas como productores de gas natural (intersegmento + terceros)	491	355	479	-2,3%	34,8%	880	835	-5,1%
Otros mercado local	886	725	781	-11,9%	7,7%	1.555	1.505	-3,2%
Mercado externo	686	437	368	-46,4%	-15,9%	1.121	805	-28,1%
Ingresos	4.713	4.016	4.056	-13,9%	1,0%	8.290	8.072	-2,6%
Depreciaciones y amortizaciones	(28)	(19)	(12)	-58,9%	-39,0%	(54)	(31)	-43,6%
Compra de productos refinados y petroquímicos (intersegmento)	(3.091)	(2.868)	(2.681)	-13,3%	-6,5%	(5.500)	(5.549)	0,9%
Compra agro non-oil (a terceros)	(503)	(114)	(253)	-49,7%	121,2%	(693)	(367)	-47,0%
Compra de gas natural (intersegmento + a terceros)	(493)	(359)	(481)	-2,3%	33,9%	(887)	(841)	-5,2%
Variación de existencias	164	4	42	-74,6%	897,7%	179	46	-74,4%
Costos de comercialización y Otros	(643)	(589)	(625)	-2,8%	6,1%	(1.112)	(1.214)	9,2%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	120	70	46	-61,7%	-34,3%	223	116	-48,0%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	120	70	46	-61,7%	-34,3%	223	116	-48,0%
Depreciaciones y amortizaciones	28	19	12	-58,9%	-39,0%	54	31	-43,6%
EBITDA	148	89	57	-61,3%	-35,6%	277	146	-47,2%
Arrendamientos	(17)	(10)	2	N/A	N/A	(34)	(8)	-75,5%
EBITDA Ajustado	131	79	59	-55,0%	-25,7%	243	138	-43,3%
Efecto precio de inventarios de productos derivados del petróleo	20	(10)	(9)	N/A	-3,3%	20	(19)	N/A
EBITDA Ajustado excl. efecto precio de inventarios	111	89	68	-38,2%	-23,2%	223	157	-29,4%
Inversiones	20	12	28	42,5%	133,3%	26	40	56,0%

Las variaciones de existencias incluyen efecto precio por US\$ 38 millones en el 2T22, US\$ (25) millones en el 1T23 y US\$ (35) millones en el 2T23.

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

Los ingresos durante el 2T23 totalizaron US\$ 4.056 millones, un incremento del 1,0% comparado con el 1T23, principalmente como resultado de mayores precios de gas natural asociados a los ajustes estacionales del Plan Gas y a una mayor demanda estacional de fertilizantes, granos y harinas; parcialmente compensado por menores precios de combustibles locales y otros productos refinados, sumado a menores volúmenes despachados de naftas y *jet fuel*.

Las compras de productos refinados y petroquímicos (intersegmento) al segmento de Industrialización, disminuyeron un 6,5% t/t, principalmente por menores precios y menores volúmenes despachados de naftas y *jet fuel*.

Las compras de productos *non oil* del agro aumentaron un 121,2% t/t, en línea con el crecimiento de los volúmenes vendidos.

Finalmente, combinando los resultados de los segmentos de Industrialización y Comercialización, excluyendo petroquímicos y el negocio Non oil Agro, el EBITDA Ajustado del negocio de **Refino y Marketing** durante el 2T23 alcanzó los US\$ 10,3 por barril.

Inversiones:

En el 2T23, las inversiones del segmento Comercialización alcanzaron los US\$ 28 millones, lo que significó un incremento del 133,3% t/t y un aumento de un 42,5% a/a.

Además de las inversiones periódicas destinadas al mantenimiento de las instalaciones comerciales y mejoras de las condiciones ambientales y de seguridad, durante el segundo trimestre continuamos con la construcción de la planta agrocomercial en Tres Arroyo. Asimismo, se finalizaron los trabajos de remodelación de la estación de servicios Echeverría, que esperamos inaugurar durante el tercer trimestre de 2023.

4.4. GAS Y ENERGÍA

Resultados Gas y Energía	2T22	1T23	2T23	A/A Δ	T/T Δ	1S22	1S23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ventas de gas natural retail (a terceros)	157	65	145	-7,6%	122,2%	229	210	-8,3%
Ingresos de Midstream Gas (intersegmentos + a terceros)	53	54	48	-9,5%	-10,6%	103	102	-1,9%
Otros	59	26	71	20,4%	171,9%	85	97	13,9%
Ingresos	269	145	264	-1,9%	82,1%	418	409	-2,2%
Depreciaciones y amortizaciones	(19)	(15)	(31)	65,5%	105,8%	(42)	(46)	10,8%
Compras de gas natural retail (intersegmentos + a terceros)	(99)	(50)	(98)	-1,6%	94,4%	(141)	(148)	4,9%
Compras de Midstream Gas (intersegmentos)	(16)	(19)	(14)	-9,9%	-25,5%	(32)	(33)	3,5%
Costos operativos y Otros	(103)	(88)	(99)	-4,1%	12,8%	(175)	(187)	6,6%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	32	(27)	22	-31,3%	N/A	28	(5)	N/A
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	32	(27)	22	-31,3%	N/A	28	(5)	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	19	15	31	65,5%	105,8%	42	46	10,8%
EBITDA	51	(12)	53	4,6%	N/A	70	41	-40,7%
Arrendamientos	(6)	-	(12)	99,8%	N/A	(14)	(12)	-15,0%
EBITDA Ajustado	45	(12)	42	-7,7%	N/A	56	30	-47,0%
Inversiones	11	52	45	324,9%	-13,5%	16	97	522,2%

Los ingresos durante el 2T23 totalizaron US\$ 264 millones, aumentando un 82,1% con respecto al 1T23, principalmente por un fuerte incremento del 122,2% 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), impulsado por mayores volúmenes despachados de gas natural por 85,6%, como consecuencia de la estacionalidad del invierno; sumados a un incremento en los precios promedio de un 24,5%.

Otras ventas se expandieron 171,9% t/t, impulsadas principalmente por mayores ingresos por las actividades de regasificación de GNL afectado por estacionalidad, mientras que las ventas de *Midstream* (propano, butano y gasolinas) disminuyeron un 10,6%.

Las compras minoristas de gas natural aumentaron un 94,4% t/t, en línea con las mayores ventas. Además, los costos operativos y otros aumentaron un 12,8% t/t, principalmente impulsados por mayores costos operativos de nuestra subsidiaria Metrogas y del negocio de Midstream Gas.

En consecuencia, el EBITDA Ajustado registró una ganancia de US\$ 42 millones durante el 2T23, en comparación con una pérdida de US\$ 12 millones del 1T23, impulsada principalmente por los resultados positivos de nuestra subsidiaria Metrogas en el 2T23.

Inversiones:

Las inversiones del segmento Gas y Energía alcanzaron los US\$ 45 millones en el 2T23, disminuyendo un 13,5% respecto al 1T23. 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 este sentido, en el trimestre logramos un avance del 82% 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 tn/d de GNL en los bloques centrales. Asimismo, continuamos trabajando en el proyecto de ampliación del gasoducto Rincón del Mangrullo, que permitirá transportar un máximo de 19 Mm3/d, lo que representa un aumento del 70% respecto a la capacidad actual, estimándose su finalización a finales de año.

4.5. CORPORACIÓN Y OTROS

Resultados Corporación y Otros	2T22	1T23	2T23	A/A Δ	T/T Δ	1S22	1S23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ingresos	258	310	335	29,7%	8,1%	465	645	38,6%
Costos operativos y otros	(340)	(374)	(425)	24,9%	13,7%	(603)	(799)	32,5%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	(82)	(64)	(90)	9,7%	40,6%	(138)	(154)	11,6%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	(82)	(64)	(90)	9,7%	40,6%	(138)	(154)	11,6%
Depreciaciones y amortizaciones	26	15	17	-34,0%	13,3%	44	32	-26,9%
EBITDA	(56)	(49)	(73)	29,8%	49,0%	(94)	(122)	29,4%
Arrendamientos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
EBITDA Ajustado	(56)	(49)	(73)	29,8%	49,0%	(94)	(122)	29,4%
Inversiones	15	17	31	100,5%	82,4%	38	48	24,8%

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 de Corporación y Otros representó una pérdida de US\$ 73 millones en el 2T23, en comparación con una pérdida de US\$ 49 millones del 1T23.

La variación negativa se explica principalmente por un aumento en los costos operativos debido al entorno inflacionario acelerado general mencionado anteriormente, y a una mayor actividad en las áreas de marketing y tecnología.

5. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

5.1. RESUMEN ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Flujo de Efectivo	2T22	1T23	2T23	A/A Δ	T/T Δ	1S22	1S23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Efectivo al inicio del ejercicio	795	773	1.014	27,5%	31,2%	611	773	26,5%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	1.351	1.497	1.309	-3,1%	-12,6%	2.780	2.806	0,9%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(1.037)	(1.189)	(1.259)	21,4%	5,9%	(1.880)	(2.448)	30,2%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(372)	17	214	N/A	1158,8%	(737)	231	N/A
Ajustes de conversión & otros	(70)	(84)	(111)	58,6%	32,1%	(107)	(195)	82,2%
Efectivo al cierre del período	667	1.014	1.167	75,0%	15,1%	667	1.167	75,0%
Inversiones en activos financieros	575	282	303	-47,3%	7,4%	575	303	-47,3%
Caja + inversiones corrientes al cierre	1.242	1.296	1.470	18,4%	13,4%	1.242	1.470	18,4%
FCF	321	(17)	(284)	N/A	1570,6%	700	(301)	N/A

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 2T23 nuestro flujo neto de efectivo de las actividades operativas alcanzó los US\$ 1.309 millones, disminuyendo 12,6% secuencialmente, debido a menores niveles de EBITDA y al acuerdo firmado con Maxus en abril, parcialmente compensados por otras variaciones positivas en el capital de trabajo, tales como los dividendos cobrados de nuestras subsidiarias y la aplicación de un crédito fiscal por impuesto a las ganancias pagado por anticipado en el 4T 2022.

El flujo de efectivo neto de las actividades de inversión fue negativo por US\$ 1.259 millones, en comparación con los US\$ 1.189 millones negativos del 1T23. Esta variación se explica principalmente por la expansión de nuestras inversiones parcialmente compensadas por mayores ventas y vencimientos de activos financieros. En el 2T22, el flujo de efectivo neto de las actividades de inversión fue negativo en US\$ 1.037 millones, por debajo del 2T23, producto principalmente de la expansión en nuestro plan de inversiones.

El flujo de efectivo neto de las actividades de financiamiento ascendió a US\$ 214 millones positivos en el 2T23 frente a un flujo de efectivo positivo de US\$ 17 en el 1T23, debido a que la compañía continuó avanzando en su plan financiero logrando obtener varios préstamos bancarios y aprovechar los mercados de capitales locales.

Como resultado, el flujo de fondos del período fue negativo en US\$ 284 millones. Sin embargo, excluyendo el impacto del acuerdo de conciliación con Maxus, el flujo de efectivo de las actividades operativas habría cubierto no solo las actividades de inversión, sino también los pagos de intereses y otros gastos, alcanzando un flujo de efectivo libre de US\$ 3 millones.

En términos de liquidez, nuestro efectivo e inversiones a corto plazo se ubicaron en US\$ 1.470 millones al cierre de junio de 2023, un aumento de US\$ 174 millones en comparación con el trimestre anterior.

En términos de manejo de la liquidez, durante el trimestre continuamos con un enfoque activo de manejo de activos para minimizar la exposición cambiaria, considerando las regulaciones vigentes que nos impiden

mantener una mayor parte de nuestra liquidez en moneda extranjera. En ese sentido, en un contexto de limitada disponibilidad de instrumentos dolarizados en el mercado local y dado el alto nivel de liquidez que continuó durante este trimestre, terminamos con una exposición cambiaria neta consolidada de 12,7% de la liquidez total.

5.2. DEUDA NETA

Desglose Deuda Neta	2T22	1T23	2T23	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Deuda corto plazo	766	1.108	1.483	33,8%
Deuda largo plazo	6.320	6.231	6.299	1,1%
Deuda Total	7.086	7.339	7.782	6,0%
Tasa de interés promedio para deuda AR\$	42,4%	73,6%	87,5%	
Tasa de interés promedio para deuda US\$	7,9%	7,5%	7,1%	
% deuda en AR\$	3,0%	2,8%	2,6%	
Caja y equivalente de caja	1.242	1.296	1.470	13,4%
Deuda neta	5.844	6.043	6.312	4,5%

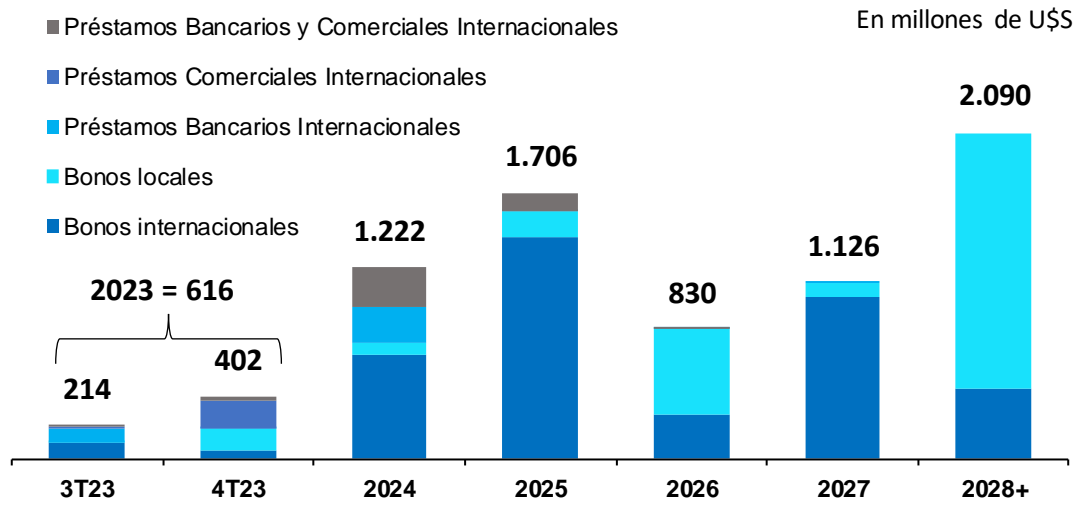
Las tasas de interés promedio de la deuda en AR\$ y US\$ se refieren a YPF de manera individual.

Al 30 de junio de 2023, la deuda neta consolidada de YPF ascendió a US\$ 6.312 millones, aumentando US\$ 269 millones t/t y US\$ 468 millones a/a. La mayor deuda neta y el menor EBITDA ajustado de los últimos 12 meses provocaron un aumento en el ratio de apalancamiento neto a 1,4x.

En materia de financiamiento, durante el segundo trimestre, la compañía continuó avanzando en su plan financiero al obtener varios préstamos bancarios y aprovechar los mercados de capitales locales en varias ocasiones. En abril, la compañía emitió un bono nominado en dólares a 4 años, con cupón del 1%, por un monto total de US\$ 37 millones, un bono nominado en dólares a 2 años, con un rendimiento implícito de -5,2%, por un monto total de US\$ 147 millones, y una reapertura de un bono nominado en pesos con tasa de interés variable por un monto total equivalente a US\$ 15 millones. Asimismo, en junio, la compañía emitió un bono nominado en dólares duros a 3 años por un monto total de US\$ 263 millones con un cupón del 5%.

En cuanto a nuestro perfil de vencimientos, la Compañía enfrenta vencimientos de deuda para los próximos seis meses de 2023 por un monto de US\$ 616 millones, que consisten principalmente en amortizaciones de bonos internacionales (US\$ 162 millones por los bonos con vencimiento en 2026 y bonos con vencimiento en marzo de 2025), amortización de bonos locales (principalmente US\$ 137 millones por el vencimiento de las Notas locales con vencimiento en diciembre de 2023), amortizaciones del Préstamo A/B con CAF (US\$ 75 millones) y el resto en facilidades comerciales de corto plazo.

El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de principal de la compañía al 30 de junio de 2023, expresado en millones de dólares:



6. TABLAS Y NOTAS

6.1. ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados	2T22	1T23	2T23	A/A Δ	T/T Δ	1S22	1S23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ingresos	4.995	4.238	4.375	-12,4%	3,2%	8.755	8.613	-1,6%
Costos	(3.408)	(3.299)	(3.509)	3,0%	6,4%	(6.229)	(6.808)	9,3%
Resultado bruto	1.587	939	866	-45,4%	-7,8%	2.526	1.805	-28,5%
Gastos de comercialización	(522)	(420)	(482)	-7,7%	14,8%	(899)	(902)	0,3%
Gastos de administración	(155)	(157)	(167)	7,7%	6,4%	(292)	(324)	11,0%
Gastos de exploración	(14)	(18)	(8)	-42,9%	-55,6%	(24)	(26)	8,3%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Otros resultados operativos, netos	(11)	(9)	12	N/A	N/A	(22)	3	N/A
Resultado operativo	885	335	221	-75,0%	-34,0%	1.289	556	-56,9%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	132	89	94	-28,8%	5,6%	247	183	-25,9%
<i>Ingresos financieros</i>	445	601	792	78,0%	31,8%	742	1.393	87,7%
<i>Costos financieros</i>	(509)	(710)	(842)	65,4%	18,6%	(919)	(1.552)	68,9%
<i>Otros resultados financieros</i>	42	111	190	352,4%	71,2%	100	301	201,0%
Resultados financieros, netos	(22)	2	140	N/A	6900,0%	(77)	142	N/A
Resultado antes de impuesto a las ganancias	995	426	455	-54,3%	6,8%	1.459	881	-39,6%
Impuesto a las ganancias	(185)	(85)	(75)	-59,5%	-11,8%	(382)	(160)	-58,1%
Resultado neto del período	810	341	380	-53,1%	11,4%	1.077	721	-33,1%
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	802	341	335	-58,2%	-1,8%	1.071	676	-36,9%
Resultado neto atribuible al interés no controlante	8	-	45	462,5%	N/A	6	45	650,0%
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	2,04	0,87	0,86	-57,8%	-1,1%	2,72	1,73	-36,4%

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

Estado de Resultados	2T22	1T23	2T23	A/A Δ	T/T Δ	1S22	1S23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en AR\$ millones								
Ingresos	595.970	820.325	1.036.763	74,0%	26,4%	997.421	1.857.088	86,2%
Costos	(410.626)	(646.516)	(848.400)	106,6%	31,2%	(713.768)	(1.494.916)	109,4%
Resultado bruto	185.344	173.809	188.363	1,6%	8,4%	283.653	362.172	27,7%
Gastos de comercialización	(62.847)	(82.750)	(115.705)	84,1%	39,8%	(103.353)	(198.455)	92,0%
Gastos de administración	(19.218)	(30.970)	(41.214)	114,5%	33,1%	(33.992)	(72.184)	112,4%
Gastos de exploración	(1.553)	(3.698)	(1.847)	18,9%	-50,1%	(2.676)	(5.545)	107,2%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Otros resultados operativos, netos	(1.370)	(1.435)	3.696	N/A	N/A	(2.827)	2.261	N/A
Resultado operativo	100.356	54.956	33.293	-66,8%	-39,4%	140.805	88.249	-37,3%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	15.465	16.946	21.850	41,3%	28,9%	27.694	38.796	40,1%
<i>Ingresos financieros</i>	53.736	116.187	186.110	246,3%	60,2%	85.846	302.297	252,1%
<i>Costos financieros</i>	(60.960)	(135.742)	(196.265)	222,0%	44,6%	(103.997)	(332.007)	219,2%
<i>Otros resultados financieros</i>	7.017	24.007	58.771	737,6%	144,8%	13.349	82.778	520,1%
Resultados financieros, netos	(207)	4.452	48.616	N/A	992,0%	(4.802)	53.068	N/A
Resultado antes de impuesto a las ganancias	115.614	76.354	103.759	-10,3%	35,9%	163.697	180.113	10,0%
Impuesto a las ganancias	(21.551)	(17.754)	(18.561)	-13,9%	4,5%	(43.217)	(66.315)	-16,0%
Resultado neto del período	94.063	58.600	85.198	-9,4%	45,4%	120.480	143.798	19,4%
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	93.087	58.566	73.727	-20,8%	25,9%	119.690	132.293	10,5%
Resultado neto atribuible al interés no controlante	976	34	11.471	1075,3%	33638,2%	790	11.505	1356,3%
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	236,84	149,60	188,32	-20,5%	25,9%	304,53	337,92	11,0%

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

6.2. BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

Balance General Consolidado	En US\$ millones		En AR\$ millones	
	2022-12-31	2023-06-30	2022-12-31	2023-06-30
Cifras no auditadas				
Activo No Corriente				
Activos intangibles	384	375	68.052	96.242
Propiedades, planta y equipo	17.510	18.558	3.100.306	4.760.179
Activos por derecho de uso	541	508	95.748	130.281
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1.905	1.807	337.175	463.530
Activos por impuesto diferido, netos	17	16	3.010	4.104
Otros créditos	205	212	36.468	54.359
Créditos por ventas	6	5	1.027	1.247
Inversiones en activos financieros	201	65	35.664	16.633
Total del Activo No Corriente	20.769	21.546	3.677.450	5.526.575
Activo Corriente				
Activos mantenidos para su disposición	0	0	0	0
Inventarios	1.738	1.892	307.766	485.335
Activos de contratos	1	6	148	1.623
Otros créditos	808	730	143.231	187.259
Créditos por ventas	1.504	1.361	266.201	349.007
Inversiones en activos financieros	319	303	56.489	77.677
Efectivo y equivalentes de efectivo	773	1.167	136.874	299.188
Total del Activo Corriente	5.143	5.459	910.709	1.400.089
Total del Activo	25.912	27.005	4.588.159	6.926.664
Total Patrimonio Neto	10.552	11.284	1.868.304	2.894.385
Pasivo No Corriente				
Provisiones	2.571	2.157	455.213	553.280
Pasivos por impuesto diferido, netos	1.733	1.384	306.708	354.894
Impuesto a las ganancias a pagar	26	16	4.588	4.048
Cargas fiscales	1	1	185	163
Remuneraciones y cargas sociales	1	0	215	3
Pasivos por arrendamientos	272	245	48.224	62.767
Préstamos	5.948	6.299	1.053.196	1.615.652
Otros pasivos	19	104	3.302	26.643
Cuentas por pagar	6	6	1.319	1.721
Total del Pasivo No Corriente	10.577	10.212	1.872.950	2.619.171
Pasivo Corriente				
Provisiones	199	495	34.981	126.971
Pasivos de contratos	77	166	13.577	42.535
Impuesto a las ganancias a pagar	27	31	4.711	7.917
Cargas fiscales	173	179	30.660	46.024
Remuneraciones y cargas sociales	297	218	52.622	55.987
Pasivos por arrendamientos	294	291	52.061	74.595
Préstamos	1.140	1.483	201.808	380.424
Otros pasivos	12	91	2.359	23.335
Cuentas por pagar	2.564	2.555	454.126	655.320
Total del Pasivo Corriente	4.783	5.509	846.905	1.413.108
Total del Pasivo	15.360	15.721	2.719.855	4.032.279
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	25.912	27.005	4.588.159	6.926.664

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

6.3. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado	2T22	1T23	2T23	A/A Δ	T/T Δ	1S22	1S23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Actividades operativas:								
Resultado neto	810	341	380	-53,1%	11,4%	1.077	721	-33,1%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(132)	(89)	(94)	-28,8%	5,6%	(247)	(183)	-25,9%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	629	709	791	25,8%	11,6%	1.218	1.500	23,2%
Depreciación de activos por derecho de uso	49	56	54	10,2%	-3,6%	100	110	10,0%
Amortización de activos intangibles	11	10	9	-18,2%	-10,0%	22	19	-13,6%
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo	101	84	79	-21,8%	-6,0%	188	163	-13,3%
Cargo por impuesto a las ganancias	185	85	75	-59,5%	-11,8%	382	160	-58,1%
Aumento neto de provisiones	107	99	98	-8,4%	-1,0%	177	197	11,3%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Planes de beneficios en acciones	1	4	8	700,0%	100,0%	1	12	1100,0%
Seguros devengados	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado por canje de deuda	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado por cesión de participación en áreas	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado por venta de activos mantenidos para su disposición	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado por canje de instrumentos financieros	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Cambios en activos y pasivos & otros	(410)	198	(91)	-77,8%	N/A	(138)	107	N/A
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	1.351	1.497	1.309	-3,1%	-12,6%	2.780	2.806	0,9%
Actividades de inversión:								
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(828)	(1.262)	(1.366)	65,0%	8,2%	(1.625)	(2.628)	61,7%
Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	-	(2)	(2)	N/A	0,0%	-	(4)	N/A
Préstamos con partes relacionadas, netos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Cobros por ventas de activos financieros	192	128	199	3,6%	55,5%	230	327	42,2%
Pagos por adquisición de activos financieros	(419)	(82)	(121)	-71,1%	47,6%	(505)	(203)	-59,8%
Intereses cobrados de activos financieros	18	27	21	16,7%	-22,2%	18	48	166,7%
Cobros por cesión de áreas y ventas de activos	-	2	10	N/A	400,0%	2	12	500,0%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(1.037)	(1.189)	(1.259)	21,4%	5,9%	(1.880)	(2.448)	30,2%
Actividades de financiación:								
Pago de préstamos	(223)	(133)	(371)	66,4%	178,9%	(670)	(504)	-24,8%
Pago de intereses	(120)	(157)	(144)	20,0%	-8,3%	(293)	(301)	2,7%
Préstamos obtenidos	2	472	820	40900,0%	73,7%	347	1.292	272,3%
Adelantos en cuenta corriente, netos	51	(70)	-	N/A	N/A	43	(70)	N/A
Recompra de acciones propias	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Pagos por arrendamientos	(79)	(92)	(89)	12,7%	-3,3%	(161)	(181)	12,4%
Pago de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(3)	(3)	(2)	-33,3%	-33,3%	(3)	(5)	66,7%
Dividendos pagados	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(372)	17	214	N/A	1158,8%	(737)	231	N/A
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y ajustes de conversión	(70)	(84)	(111)	58,6%	32,1%	(107)	(195)	82,2%
Ajustes de conversión	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	(128)	241	153	N/A	-36,5%	56	394	603,6%
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	795	773	1.014	27,5%	31,2%	611	773	26,5%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	667	1.014	1.167	75,0%	15,1%	667	1.167	75,0%

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

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado	2T22	1T23	2T23	A/A Δ	T/T Δ	1S22	1S23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en AR\$ millones								
Actividades operativas								
Resultado neto	94.063	58.600	85.198	-9,4%	45,4%	120.480	143.798	19,4%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(15.465)	(16.946)	(21.850)	41,3%	28,9%	(27.694)	(38.796)	40,1%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	74.560	136.950	184.335	147,2%	34,6%	137.369	321.285	133,9%
Depreciación de activos por derecho de uso	5.894	10.703	12.948	119,7%	21,0%	11.285	23.651	109,6%
Amortización de activos intangibles	1.492	1.921	2.564	71,8%	33,5%	2.674	4.485	67,7%
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo	11.738	16.090	17.082	45,5%	6,2%	20.841	33.172	59,2%
Cargo por impuesto a las ganancias	21.551	17.754	18.561	-13,9%	4,5%	43.217	36.315	-16,0%
Aumento neto de provisiones	12.430	20.064	21.105	69,8%	5,2%	20.083	41.169	105,0%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Planes de beneficios en acciones	57	732	1.805	3066,7%	146,6%	110	2.537	2206,4%
Seguros devengados	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado por canje de deuda	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado por cesión de participación en áreas	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado por venta de activos mantenidos para su disposición	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado por canje de instrumentos financieros	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Cambios en activos y pasivos & otros	(49.072)	49.778	(10.065)	-79,5%	N/A	(18.486)	39.713	N/A
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	157.248	295.646	311.683	98,2%	5,4%	309.879	607.329	96,0%
Actividades de inversión:								
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(96.612)	(247.158)	(311.977)	222,9%	26,2%	(180.241)	(559.135)	210,2%
Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	-	(396)	(444)	N/A	12,1%	-	(840)	N/A
Préstamos con partes relacionadas, netos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Cobros por ventas de activos financieros	22.980	24.859	47.699	107,6%	91,9%	26.453	72.558	174,3%
Pagos por adquisición de activos financieros	(48.976)	(15.871)	(28.426)	-42,0%	79,1%	(58.385)	(44.297)	-24,1%
Intereses cobrados de activos financieros	2.034	5.110	4.998	145,7%	-2,2%	2.123	10.108	376,1%
Cobros por cesión de áreas y ventas de activos	212	367	2.416	1039,6%	558,3%	389	2.783	615,4%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(120.362)	(233.089)	(285.734)	137,4%	22,6%	(209.661)	(518.823)	147,5%
Actividades de financiación:								
Pago de préstamos	(27.381)	(26.084)	(80.990)	195,8%	210,5%	(76.128)	(107.074)	40,6%
Pago de intereses	(14.894)	(29.915)	(34.419)	131,1%	15,1%	(33.368)	(64.334)	92,8%
Préstamos obtenidos	1.018	88.027	186.513	18221,5%	111,9%	38.748	274.540	608,5%
Adelantos en cuenta corriente, netos	6.332	(12.487)	-	N/A	N/A	5.538	(12.487)	N/A
Recompra de acciones propias	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Pagos por arrendamientos	(9.470)	(17.694)	(20.987)	121,6%	18,6%	(18.545)	(38.681)	108,6%
Pago de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(289)	(551)	(570)	97,2%	3,4%	(336)	(1.121)	233,6%
Dividendos pagados	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(44.684)	1.296	49.547	N/A	3723,1%	(84.091)	50.843	N/A
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y	3.089	11.178	11.787	281,6%	5,4%	4.696	22.965	389,0%
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	(4.709)	75.031	87.283	N/A	16,3%	20.823	162.314	679,5%
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	88.210	136.874	211.905	140,2%	54,8%	62.678	136.874	118,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	83.501	211.905	299.188	258,3%	41,2%	83.501	299.188	258,3%

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	2T23	Acum. 2022
Cifras no auditadas									
Total Producción	Kboe	45.523	45.836	46.406	45.924	183.690	45.956	46.695	92.652
Crudo	Kbbl	19.993	20.506	20.680	21.325	82.503	21.461	21.925	43.387
NGL	Kbbl	3.979	3.796	3.496	3.915	15.186	3.859	3.889	7.748
Gas natural	Mm3	3.427	3.424	3.535	3.289	13.674	3.281	3.320	6.601
Henry Hub	USD/MMBTU	4,6	7,5	7,9	5,0	6,3	2,8	2,3	2,5
Brent	USD/bbl	97,4	111,9	97,8	88,6	98,9	82,2	78,0	80,1
Ventas (YPF individual)									
Venta de productos refinados	Km3	4.565	4.782	4.896	4.912	19.155	4.790	4.873	9.663
Mercado local	Km3	4.209	4.455	4.536	4.431	17.631	4.346	4.483	8.830
Nafta	Km3	1.410	1.364	1.419	1.487	5.680	1.515	1.431	2.946
Gasoil	Km3	2.030	2.284	2.288	2.181	8.783	2.052	2.227	4.279
Jet fuel	Km3	124	115	129	151	519	140	131	270
Fuel Oil	Km3	4	13	21	4	42	4	13	17
LPG	Km3	243	305	298	245	1.092	230	288	518
Otros (*)	Km3	398	374	379	363	1.515	407	393	800
Mercado externo	Km3	356	327	360	482	1.524	444	390	834
Nafta virgen	Km3	15	52	60	23	151	20	63	83
Jet fuel	Km3	74	81	89	110	353	117	94	212
LPG	Km3	124	28	73	164	389	133	121	254
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	94	67	51	91	302	95	34	129
Otros (*)	Km3	49	100	87	93	329	78	78	156
Venta de productos petroquímicos	Ktn	129	139	115	116	498	141	122	263
Mercado local	Ktn	99	111	90	95	396	83	70	153
Metanol	Ktn	68	76	54	55	252	45	36	81
Otros	Ktn	32	35	37	40	143	38	34	73
Mercado externo	Ktn	30	27	25	21	103	58	51	109
Metanol	Ktn	6	7	4	2	20	40	30	70
Otros	Ktn	23	21	20	19	83	18	21	39
Venta de Granos y harinas	Ktn	271	517	449	270	1.507	100	275	375
Mercado local	Ktn	7	39	50	178	275	91	172	263
Mercado externo	Ktn	264	478	398	92	1.232	9	103	112
Venta de fertilizantes	Ktn	104	166	242	228	741	115	173	288
Mercado local	Ktn	104	166	242	228	741	115	173	288
Principales productos importados (YPF individual)									
Nafta	Km3	122	40	49	92	303	142	47	189
Jet Fuel	Km3	2	0	1	3	7	4	0	4
Gasoil	Km3	318	255	448	229	1.251	288	188	476

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

Este documento contiene ciertas afirmaciones que YPF S.A. (“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 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

2T23

YPF S.A. | RESULTADOS CONSOLIDADOS