



YPF

3T23

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	17
4.4. GAS Y ENERGÍA	20
4.5. CORPORACIÓN Y OTROS	22
5. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL	23
5.1. RESUMEN ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO	23
5.2. DEUDA NETA	24
6. TABLAS Y NOTAS	26
6.1. ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO	26
6.2. BALANCE GENERAL CONSOLIDADO	27
6.3. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO	28
6.4. PRINCIPALES MAGNITUDES FÍSICAS	30

Conferencia de Resultados “3T23” 9 de noviembre, 2023 / 8.30 AM ET - 10.30 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

Margarita Chun – Gerenta RI
Margarita.chun@ypf.com

YPF RI
inversoresypf@ypf.com

SÓLIDO CRECIMIENTO INTERANUAL DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO CONTINÚA IMPULSANDO OPORTUNIDADES A MEDIANO PLAZO, A PESAR DE UNA LEVE CAÍDA EN LOS RESULTADOS DEL TRIMESTRE

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).

Ciertos montos monetarios y otras cifras incluidas en este informe han estado sujetas a ajustes de redondeo. Cualquier diferencia en cualquier tabla entre los totales y las sumas de los importes se deben al redondeo.

Resumen Consolidado Resultados	3T22	2T23	3T23	A/A Δ	T/T Δ	9M22	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ingresos	5.357	4.375	4.504	-15,9%	2,9%	14.112	13.117	-7,1%
EBITDA	1.580	1.075	992	-37,2%	-7,7%	4.216	3.183	-24,5%
EBITDA Ajustado	1.506	1.005	926	-38,5%	-7,8%	4.014	2.976	-25,9%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	849	221	119	-86,0%	-46,2%	2.138	675	-68,4%
Resultado operativo	751	221	(387)	N/A	N/A	2.040	169	-91,7%
Resultado neto antes de deterioro de activos	757	380	192	-74,6%	-49,5%	1.834	913	-50,2%
Resultado neto	693	380	(137)	N/A	N/A	1.770	584	-67,0%
Resultado neto por acción	1,76	0,86	(0,33)	N/A	N/A	4,48	1,40	-68,8%
Inversiones	1.137	1.374	1.546	36,0%	12,6%	2.771	4.218	52,2%
FCF	243	(284)	(379)	N/A	33,5%	943	(680)	N/A
Caja y equivalentes de caja	1.335	1.470	1.478	10,8%	0,5%	1.335	1.478	10,8%
Deuda total	6.989	7.782	8.153	16,6%	4,8%	6.989	8.153	16,6%

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 US\$ 926 millones, disminuyendo un 8% secuencialmente, principalmente debido a una caída en los precios locales de combustibles en dólares, parcialmente compensada por mayores ventas estacionales de gas natural.
- **La producción total de hidrocarburos** promedió los 520 Kboe/d, con un incremento del 1% con respecto al trimestre anterior, y 3% en términos interanuales, especialmente impulsada por una expansión del 5% en nuestra producción de crudo.
- **La producción de crudo shale continuó registrando un notable crecimiento** del 20% interanual, mientras que la producción de shale gas se incrementó un 6% a/a. En términos secuenciales, la producción de crudo shale mostró una leve caída del 3%, principalmente debido a los efectos de interferencias en la actividad de construcción de pozos nuevos sobre la producción existente en nuestros bloques del *Core-Hub*, la cual fue totalmente recuperada durante el mes de octubre, mientras que la producción de shale gas registró una expansión del 7% t/t.

- **Las exportaciones de crudo Medanita** continuaron creciendo durante el trimestre, promediando casi 19 Kbbbl/d, representando un 8% de la producción total de crudo y un 13% de la producción de crudo Medanita.
- **Los volúmenes de venta de combustibles en el mercado local** alcanzaron el máximo nivel trimestral despachado en la historia de la Compañía, creciendo un 3% t/t y 2% en términos interanuales.
- **Los niveles de procesamiento en nuestras refinerías** cayeron 1% con respecto al 3T22 y 10% en comparación con el trimestre anterior, como resultado de paros programados de mantenimiento en nuestras refinerías de La Plata y Luján de Cuyo.
- **Los costos operativos** permanecieron estables t/t, registrando un incremento interanual del 11%, principalmente derivado de una evolución negativa de las principales variables macroeconómicas, acompañada de una mayor actividad de mantenimiento y costos de transporte durante el período.
- **Las inversiones** alcanzaron US\$1.546 millones (+13% t/t y +36% a/a), en línea con nuestro plan anual, el que esperamos alcanzar al cierre del año con un leve desvío al alza, especialmente como resultado de mayores costos en dólares.
- **El flujo de caja libre** totalizó US\$379 millones negativos durante el trimestre, ya que el flujo de inversiones continuó creciendo y no logró ser compensado totalmente con el flujo de las actividades operativas, alcanzando un nivel de deuda neta de US\$6.675 millones y un ratio de endeudamiento neto de 1,7 veces en relación con el EBITDA ajustado

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Desglose Ingresos Consolidados	3T22	2T23	3T23	A/A Δ	T/T Δ	9M22	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Gasoil	1.954	1.639	1.563	-20,0%	-4,6%	5.007	4.821	-3,7%
Nafta	879	833	824	-6,2%	-1,0%	2.575	2.550	-0,9%
Gas natural como productores (a terceros)	470	386	464	-1,3%	20,3%	1.194	1.120	-6,2%
Otros	1.424	1.124	1.174	-17,6%	4,5%	3.536	3.275	-7,4%
Total Mercado Local	4.727	3.982	4.025	-14,8%	1,1%	12.312	11.766	-4,4%
Jet fuel	135	107	127	-5,9%	18,8%	349	395	13,2%
Granos y harinas	217	46	26	-88,0%	-43,5%	632	77	-87,8%
Crudo	0	46	152	N/A	231,7%	5	210	3980,2%
Petroquímicos y otros	278	195	173	-37,6%	-10,9%	814	668	-17,9%
Total Mercado Externo	630	393	479	-24,0%	21,6%	1.800	1.351	-25,0%
Total Ingresos	5.357	4.375	4.504	-15,9%	2,9%	14.112	13.117	-7,1%

Durante el 3T23, los ingresos totalizaron US\$ 4.504 millones, aumentando un 2,9% t/t y disminuyendo un 15,9% a/a. En términos secuenciales, los ingresos aumentaron principalmente como resultado de mayores exportaciones de petróleo crudo, mayores ventas de gas natural y por el aumento en los volúmenes despachados de gasoil y naftas en el mercado local, parcialmente compensados por una disminución en los precios locales de los combustibles en dólares.

Al analizar los ingresos del 3T23, cabe destacar:

- **Las ventas de gasoil en el mercado local** (minorista y mayorista) – 34,7% de los ingresos totales – **disminuyeron 4,6% t/t** debido a una contracción del 6,5% en los precios, parcialmente compensada por un incremento del 2,0% en los volúmenes despachados.
- **Las ventas de naftas en el mercado local** – 18,3% de los ingresos totales – **disminuyeron 1,0% t/t**, principalmente debido a una caída de los precios del 5,6%, mientras que los volúmenes se incrementaron un 4,8%.
- **Las ventas de gas natural como productores vendidos a terceros en el mercado local** - que representan el 10,3% de los ingresos totales - **aumentaron un 20,3% t/t** principalmente debido a mayores precios promedio de venta del 11,2%, impulsados por el factor estacionalidad contemplado en el Plan Gas entre mayo y septiembre, mientras que los volúmenes vendidos por su parte aumentaron un 8,1%.
- Otras ventas locales aumentaron 4,5% t/t, principalmente por mayores ventas estacionales de gas natural al segmento de distribución minorista – a través de nuestra subsidiaria Metrogas S.A. ("Metrogas") – y fertilizantes.
- Los ingresos por exportaciones aumentaron un 21,6% en términos secuenciales, variación explicada principalmente por las mayores exportaciones de petróleo crudo a Chile a través del oleoducto trasandino, parcialmente compensadas por menores exportaciones de productos *non oil* para el agro.

Desglose Costos Consolidados	3T22	2T23	3T23	A/A Δ	T/T Δ	9M22	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Costo de extracción	(631)	(746)	(746)	18,3%	0,0%	(1.774)	(2.163)	21,9%
Otros Upstream	(120)	(124)	(112)	-7,0%	-10,0%	(314)	(351)	11,9%
Costos de Industrialization	(409)	(446)	(451)	10,2%	1,0%	(1.103)	(1.311)	18,9%
Comercialización, GyE, Corpo y Otros	(274)	(271)	(277)	1,2%	2,1%	(648)	(755)	16,4%
Total Costos Operativos	(1.434)	(1.588)	(1.586)	10,6%	-0,1%	(3.839)	(4.580)	19,3%
Depreciaciones y Amortizaciones	(724)	(854)	(864)	19,3%	1,2%	(2.064)	(2.493)	20,8%
Regalías	(263)	(247)	(248)	-5,5%	0,5%	(719)	(731)	1,7%
Otros	(330)	(260)	(281)	-15,0%	8,0%	(911)	(790)	-13,3%
Total Otros Costos	(1.317)	(1.361)	(1.393)	5,8%	2,4%	(3.694)	(4.014)	8,7%
Importación de combustibles	(596)	(192)	(262)	-56,0%	36,7%	(1.286)	(854)	-33,6%
Compras de crudo a terceros	(362)	(323)	(308)	-15,0%	-4,8%	(927)	(1.018)	9,8%
Compras de biocombustibles	(301)	(230)	(197)	-34,7%	-14,3%	(718)	(656)	-8,6%
Compras agro non-oil	(387)	(253)	(194)	-49,8%	-23,2%	(1.080)	(561)	-48,0%
Otras compras	(364)	(244)	(315)	-13,4%	29,0%	(876)	(783)	-10,6%
Variación de existencias	277	25	(127)	N/A	N/A	491	24	-95,1%
Total de Compras y Variación de existencias	(1.733)	(1.217)	(1.403)	-19,0%	15,3%	(4.395)	(3.848)	-12,4%
Otros resultados operativos, netos	(24)	12	(3)	-87,5%	N/A	(46)	-	N/A
Deterioro de activos	(98)	-	(506)	416,3%	N/A	(98)	(506)	416,3%
Total Costos Operativos + Compras + Deterioro de Activos	(4.606)	(4.154)	(4.891)	6,2%	17,7%	(12.072)	(12.948)	7,3%

La variación de existencias incluye el efecto precio por US\$ 152 millones en el 3T22, US\$ (36) millones en el 2T23 y US\$32 millones en el 3T23.

Respecto a los costos operativos, durante el 3T23 alcanzaron los US\$ 1.586 millones, manteniéndose estables en relación con el 2T23, principalmente producto de la evolución de las variables macroeconómicas durante el trimestre, particularmente afectadas por una devaluación discreta de la moneda local que tuvo lugar a mediados de agosto, efecto totalmente compensado por el incremento de la inflación y los salarios, y una mayor actividad de transporte y mantenimiento. En comparación con el mismo período del año pasado, el OPEX total aumentó un 10,6%, impulsado por el entorno inflacionario, junto con un incremento general de la actividad en todos nuestros negocios, explicada por una mayor producción de petróleo y gas y mayores costos de transporte asociado al aumento de venta de productos refinados. Como resultado, el OPEX unitario por barril de hidrocarburo producido disminuyó un 2,5% t/t y aumentó un 7,4% a/a.

Compras totales y variación de existencias, una categoría altamente correlacionada con los niveles de demanda de productos refinados y productos *non oil* para el agro y la valuación de inventarios, **aumentaron un 15,3% t/t y disminuyeron un 19,0% a/a**.

Al analizar las compras del 3T23, cabe destacar:

- Las importaciones de combustibles, excluyendo jet fuel, que representaron el 6,7% de las ventas totales de naftas y gasoil, aumentaron un 24,9% t/t, impulsadas por mayores precios del 16,2% y mayores volúmenes importados del 7,5%. Durante el trimestre solo se realizaron importaciones de gasoil, lo que, sumado a un importante consumo de inventarios de naftas y gasoil, permitieron atender el incremento de la demanda registrada en el tercer trimestre.
- Las compras de crudo disminuyeron 4,8% t/t, debido a menores precios de 5,6%, alineado con la tendencia a la baja de los precios de los combustibles registrada en el 3T23, efecto parcialmente compensado por una disminución en volúmenes comprados de 0,9% debido a menores niveles de procesamiento.
- Las compras de biocombustibles disminuyeron un 14,3%, donde las compras de biodiesel disminuyeron un 21,2% y las compras de bioetanol cayeron un 7,7%. La contracción de las compras de biodiesel se produjo por menores niveles de aditivación como consecuencia de menor disponibilidad en el mercado local, mientras que las compras de bioetanol disminuyeron principalmente como resultado de menores precios en dólares.

- Las compras de productos *non oil* para el agro disminuyeron un 23,2% en términos secuenciales, como resultado de una menor demanda estacional de granos y harinas, en línea con las menores ventas de estos productos.

En relación con nuestros inventarios, durante el 3T23 se registró una variación de existencias negativa de US\$ 127 millones, impulsada principalmente por menores inventarios de naftas y gasoil, parcialmente compensados por mayores costos de reposición de nuestros inventarios; en comparación con una variación positiva de existencias de US\$ 25 millones durante el 2T23.

Durante el trimestre, la Compañía registró un cargo no recurrente por deterioro de nuestros activos de gas natural de US\$ 506 millones, antes de impuestos, principalmente debido a una disminución en los precios esperados a largo plazo como resultado de una mayor competencia y un potencial exceso de oferta en el mercado de gas local en los próximos años. El cargo por deterioro fue imputado en la UGE Gas - Cuenca Neuquina y no tuvo impactos en la generación de flujo de caja.

Desglose Resultado neto	3T22	2T23	3T23	A/A Δ	T/T Δ	9M22	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Resultado operativo	751	221	(387)	N/A	N/A	2.040	169	-91,7%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	141	94	44	-68,8%	-53,2%	388	227	-41,5%
Resultados financieros, netos	85	140	206	142,4%	47,1%	8	348	4250,0%
Resultado antes de impuestos	977	455	(137)	N/A	N/A	2.436	744	-69,5%
Impuesto a las ganancias	(284)	(75)	0	N/A	N/A	(666)	(160)	-76,0%
Resultado neto	693	380	(137)	N/A	N/A	1.770	584	-67,0%
Resultado neto antes de deterioro de activos	757	380	192	-74,6%	-49,5%	1.834	913	-50,2%

Los resultados financieros netos del 3T23 representaron una ganancia de US\$ 206 millones en comparación con la ganancia de US\$ 140 millones en el 2T23. Esta variación se explica principalmente por la mayor devaluación de la moneda local, que provocó un aumento de las ganancias por diferencias de cambio netas.

Como resultado de la evolución operativa y financiera, el resultado antes de impuestos y el resultado neto en el 3T23 fue una pérdida de US\$ 137 millones, en comparación con una ganancia de US\$ 455 y US\$ 380 millones, respectivamente, registradas en el 2T23. El cargo por impuesto a las ganancias fue nulo en el trimestre, producto principalmente de las nuevas proyecciones sobre el resultado neto antes de impuestos y la tasa del impuesto a las ganancias para el año fiscal 2023.

3. EBITDA Y RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO

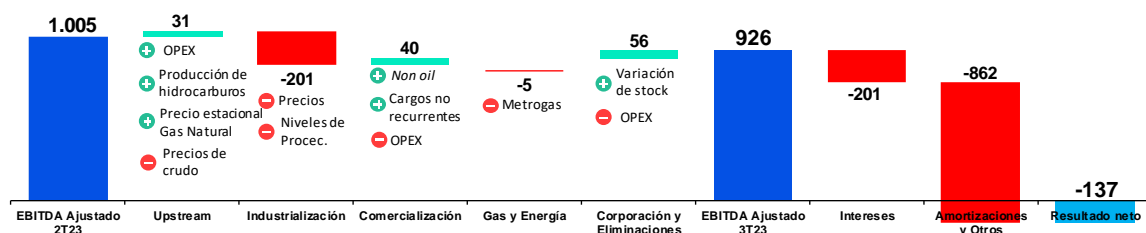
El EBITDA ajustado del 3T23 alcanzó una marca trimestral de US\$ 926 millones, disminuyendo un 7,8% en comparación con el 2T23. Esta variación se debió principalmente a una caída en los precios de los combustibles y a una tendencia a la baja en los precios de otros productos refinados, distintos de las naftas y el gasoil, parcialmente compensados por mayores ventas de gas natural.

Las tablas que se muestran a continuación muestran la conciliación entre EBITDA y EBITDA Ajustado del trimestre:

Reconciliación EBITDA Ajustado	3T22	2T23	3T23	A/A Δ	T/T Δ	9M22	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Resultado neto	693	380	(137)	N/A	N/A	1.770	584	-67,0%
Resultados financieros, netos	(85)	(140)	(206)	142,4%	47,1%	(8)	(348)	4250,0%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(141)	(94)	(44)	-68,8%	-53,2%	(388)	(227)	-41,5%
Impuesto a las ganancias	284	75	-	N/A	N/A	666	160	-76,0%
Perforaciones exploratorias improductivas	7	-	9	28,6%	N/A	14	15	7,1%
Depreciaciones y amortizaciones	724	854	864	19,3%	1,2%	2.064	2.493	20,8%
Deterioro de activos	98	-	506	416,3%	N/A	98	506	416,3%
EBITDA	1.580	1.075	992	-37,2%	-7,7%	4.216	3.183	-24,5%
Arrendamientos	(74)	(70)	(66)	-11,1%	-6,1%	(202)	(207)	2,4%
EBITDA Ajustado	1.506	1.005	926	-38,5%	-7,8%	4.014	2.976	-25,9%

EBITDA por segmento	Upstream	Industrialización	Comercialización	Gas y Energía	Corporación y Otros	Ajustes de Consolidación	Total
Cifras no auditadas, en US\$ millones							
Resultado Operativo	(436)	(93)	88	29	(94)	119	(387)
Depreciaciones y amortizaciones	693	124	18	16	15	(1)	864
Perforaciones exploratorias improductivas	9	-	-	-	-	-	9
Deterioro de activos	506	-	-	-	-	-	506
EBITDA	772	31	106	45	(79)	118	992
Arrendamientos	(37)	(18)	(3)	(8)	-	-	(66)
Otros ajustes	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA Ajustado	735	13	102	37	(79)	118	926

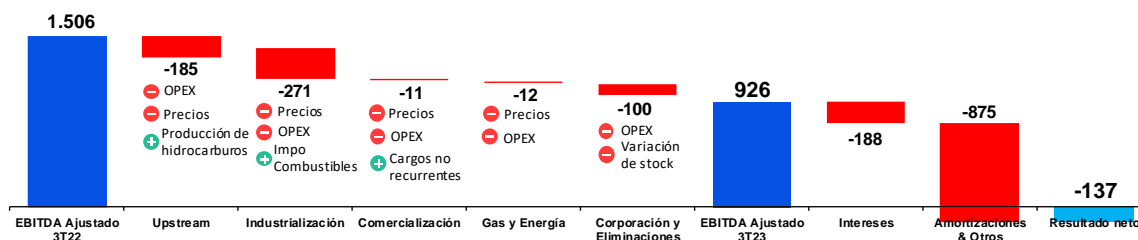
El siguiente gráfico resume las principales variaciones secuenciales del EBITDA Ajustado entre el 3T23 y el 2T23:



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\$ 31 millones):** La variación positiva fue impulsada por una mayor producción de hidrocarburos y precios del gas natural, como así también por menores costos operativos, parcialmente compensados por una disminución en los precios del crudo.
- **Industrialización (-US\$ 201 millones):** La contracción del EBITDA se debió principalmente a menores precios locales de combustibles, otros productos refinados y petroquímicos, una disminución del 9,5% en los niveles de procesamiento y un cargo negativo retroactivo no recurrente de costos de transporte contra el segmento de Comercialización.
- **Comercialización (US\$ 40 millones):** El aumento del EBITDA se explica principalmente por mayores volúmenes vendidos de combustibles locales y el efecto positivo del cargo no recurrente intersegmento antes mencionado, parcialmente compensados por mayores costos operativos.
- **Gas y Energía (-US\$ 5 millones):** La disminución en EBITDA se explica principalmente por menores resultados de Metrogas, impactados por menores precios del gas natural.
- **Corporación y Eliminaciones (US\$ 56 millones):** La variación se explica principalmente por una ganancia generada por un mayor costo de reposición de nuestros inventarios registrada en el tercer trimestre, en contraposición a una pérdida generada por el menor por costo de reposición registrado en el trimestre anterior, parcialmente compensado por mayores costos operativos en el tercer trimestre.

El siguiente gráfico resume las principales variaciones secuenciales del EBITDA Ajustado entre el 3T23 y el 3T22:



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\$ 185 millones):** La variación negativa fue producto de mayores costos operativos y menores precios del crudo y gas natural, parcialmente compensados por el incremento del 3% de la producción de hidrocarburos.
- **Industrialización (-US\$ 271 millones):** La disminución del EBITDA se debió principalmente a mayores costos operativos, incluyendo un cargo negativo retroactivo no recurrente de costos de transporte contra el segmento de Comercialización, menores precios de combustibles locales de 18% y una reducción significativa del 29% en los precios de petroquímicos y otros productos refinados, parcialmente compensados por menores importaciones de combustibles.
- **Comercialización (-US\$ 11 millones):** La contracción del EBITDA se debió principalmente a mayores costos operativos, y a menores precios de combustibles locales y petroquímicos y otros productos refinados de 18% y 29%, respectivamente, parcialmente compensados por el cargo positivo no recurrente mencionado antes mencionado.
- **Gas y Energía (-US\$ 12 millones):** La contracción del EBITDA se explica principalmente por mayores costos operativos y menores precios de GLP y gasolinas.
- **Corporación y Eliminaciones (-US\$ 100 millones):** La variación se explica principalmente por menores costos operativos y a una pérdida generada por el menor costo de reposición de nuestros inventarios, en comparación con una ganancia generada por el mayor costo de reposición registrado en el mismo período del año pasado.

4. ANALISIS DE RESULTADOS POR NEGOCIO

4.1. UPSTREAM

Upstream información operativa	3T22	2T23	3T23	A/A Δ	T/T Δ	9M22	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas								
Desglose producción neta								
Producción Crudo (Kbbld)	224,8	240,9	236,9	5,4%	-1,7%	224,1	238,8	6,5%
Convencional	144,7	143,6	142,0	-1,9%	-1,2%	147,2	143,0	-2,9%
Shale	77,0	94,6	92,2	19,8%	-2,5%	73,8	93,1	26,2%
Tight	3,1	2,7	2,7	-12,4%	-0,4%	3,1	2,7	-13,2%
Producción NGL (Kbbld)	38,0	42,7	46,6	22,7%	9,1%	41,3	44,1	6,8%
Convencional	14,7	12,6	12,2	-16,8%	-2,7%	15,7	12,4	-21,1%
Shale	22,3	28,8	33,1	48,7%	14,7%	24,3	30,4	25,3%
Tight	1,1	1,3	1,3	22,6%	-2,6%	1,3	1,3	-1,4%
Producción Gas (Mm3d)	38,4	36,5	37,5	-2,3%	2,9%	38,0	36,8	-3,2%
Convencional	15,0	13,8	13,4	-10,6%	-2,9%	15,2	13,8	-9,2%
Shale	17,1	17,0	18,2	6,5%	7,1%	16,0	17,3	8,6%
Tight	6,3	5,7	5,9	-6,2%	4,4%	6,9	5,7	-17,2%
Producción Total (Kboed)	504,4	513,1	519,7	3,0%	1,3%	504,6	514,5	2,0%
Convencional	253,6	242,9	238,4	-6,0%	-1,8%	258,7	242,3	-6,3%
Shale	207,0	230,5	240,0	16,0%	4,1%	198,4	232,5	17,2%
Tight	43,8	39,7	41,2	-5,9%	3,8%	47,5	39,7	-16,5%
Precios promedio de realización								
Crudo (USD/bbl)	67,3	63,4	60,7	-9,9%	-4,3%	63,9	63,6	-0,4%
Gas Natural (USD/MMBTU)	4,4	3,9	4,3	-2,8%	9,3%	3,8	3,8	-0,3%

La producción de hidrocarburos alcanzó los 519,7 Kboe/d durante el 3T23, incrementándose un 1,3% en términos secuenciales y un 3,0% a/a. La producción de gas natural registró una nueva expansión secuencial del 2,9%, mientras que la producción de crudo disminuyó 1,7% t/t, aunque se logró un fuerte incremento interanual del 5,4%. En cuanto al NGL, la producción se incrementó un 9,1% t/t, impulsada principalmente por las nuevas instalaciones para la interconexión de Tratayen con nuestra sociedad vinculada Mega, que permitieron ampliar la producción de NGL en el bloque La Calera.

La producción de *shale* continuó expandiéndose fuertemente durante el trimestre, representando el 46,2% de nuestra producción total consolidada en el 3T23, donde el crudo *shale* y el *shale* gas aumentaron, en términos interanuales, un 19,8% y un 6,5%, respectivamente, destacándose un nuevo incremento secuencial del 4,1% en nuestra producción total de *shale*. Sin embargo, la producción de crudo *shale* registró una ligera disminución secuencial del 2,5% debido a interferencias que se produjeron en la actividad de construcción de nuevos pozos sobre la producción existente en nuestros yacimientos *Core Hub*, sumado a retrasos en el enganche de pozos.

La producción promedio diaria de petróleo crudo disminuyó un 1,7% secuencialmente, debido a la disminución del 2,5% en la producción de *shale* antes mencionada, mientras que la producción convencional cayó sólo un 1,2%, dado que el declino natural de nuestros campos maduros fue compensado en su mayor parte por la producción terciaria, que aumentó un 9% t/t y un 30% en términos interanuales. La evolución positiva de la producción terciaria proviene principalmente del bloque Manantiales Behr, que representa casi

el 70% de nuestra producción terciaria, donde actualmente operamos nueve unidades de inyección de polímeros, junto con los sólidos resultados obtenidos en Chachauen en Mendoza y El Trébol en Chubut.

Por el lado del gas natural, la producción promedio diaria aumentó un 2,9% t/t, impulsada por una mayor producción de *shale* gas de 7,1%, que se vio parcialmente compensada por una contracción del 2,9% en nuestra producción convencional. En términos interanuales, la producción de gas natural disminuyó un 2,3%, particularmente afectada por la menor demanda.

En el 3T23, los ingresos totales del segmento alcanzaron los US\$ 1.920 millones, aumentando un 1,3% comparados con el 2T23 y disminuyendo un 8,0% a/a.

- Los ingresos por crudo disminuyeron un 4,7% t/t, principalmente por una disminución en los precios del 4,3% y a la ligera disminución del 0,4% en los volúmenes vendidos. La caída en los precios se debe a la contracción del precio del crudo Medanita, que se fijó en 56 dólares por barril a mediados de agosto, en base a un acuerdo entre refinadores locales, productores Upstream y la Secretaría de Energía.
- Los ingresos de gas natural aumentaron un 16,3% t/t, principalmente debido a un incremento estacional de los precios de venta mencionado anteriormente del 9,3%, y por mayores volúmenes vendidos por 6,4%.

Resultados Upstream	3T22	2T23	3T23	A/A Δ	T/T Δ	9M22	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Crudo	1.442	1.363	1.299	-9,9%	-4,7%	3.852	4.068	5,6%
Gas natural	566	473	550	-2,9%	16,3%	1.438	1.380	-4,0%
Otros	79	60	72	-9,4%	19,6%	205	197	-4,2%
Ingresos	2.087	1.896	1.920	-8,0%	1,3%	5.495	5.644	2,7%
Depreciaciones y amortizaciones	(545)	(668)	(693)	27,2%	3,7%	(1.529)	(1.963)	28,4%
Costo de extracción	(631)	(746)	(746)	18,3%	0,0%	(1.774)	(2.163)	21,9%
Regalías	(259)	(244)	(245)	-5,3%	0,7%	(710)	(722)	1,7%
Gastos de exploración	(18)	(8)	(16)	-11,1%	100,0%	(42)	(42)	0,0%
Otros	(217)	(155)	(150)	-31,0%	-3,6%	(441)	(466)	5,6%
Rdo operativo antes de deterioro de activos	417	75	70	-83,3%	-7,0%	999	289	-71,1%
Deterioro de activos	(98)	-	(506)	414,6%	N/A	(98)	(506)	414,6%
Resultado operativo	319	75	(436)	N/A	N/A	901	(217)	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	545	668	693	27,2%	3,7%	1.529	1.963	28,4%
Perforaciones exploratorias improductivas	7	-	9	28,6%	N/A	14	15	7,1%
Deterioro de activos	98	-	506	414,6%	N/A	98	506	414,6%
EBITDA	969	743	772	-20,3%	3,9%	2.542	2.267	-10,8%
Arrendamientos	(48)	(39)	(37)	-23,1%	-5,3%	(124)	(118)	-5,1%
EBITDA Ajustado	920	704	735	-20,2%	4,4%	2.418	2.149	-11,1%
Inversiones	833	1.017	1.150	38,1%	13,1%	2.144	3.182	48,4%

Cash Costs unitarios	3T22	2T23	3T23	A/A Δ	T/T Δ	9M22	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$/boe								
Costo de extracción	13,6	16,0	15,6	14,8%	-2,3%	12,9	15,4	19,6%
Regalías y otros impuestos	7,1	6,5	6,5	-8,0%	-0,3%	6,5	6,5	0,4%
Otros costos	2,8	2,9	2,6	-8,7%	-12,4%	2,5	2,7	8,8%
Total Cash Costs (US\$/boe)	23,5	25,5	24,7	5,1%	-3,0%	21,9	24,7	12,6%

En relación con los costos unitarios, los *cash cost* disminuyeron un 3,0% secuencialmente y aumentaron un 5,1% a/a principalmente debido a los siguientes factores:

- Los costos de extracción disminuyeron un 2,3% t/t. Al desglosar nuestros costos de extracción del 3T23 por tipo de operación, nuestros campos no convencionales promediaron 5,8 US\$/BOE, aumentando un 4,7% t/t debido a mayores costos de actividad y mantenimiento por encima de la expansión de la producción del trimestre, mientras que los costos de los campos convencionales promediaron los 25,0 US\$/BOE, lo que representa una disminución secuencial del 2,6% principalmente debido a la evolución de las variables macroeconómicas especialmente afectadas por una devaluación discreta de la moneda local que tuvo lugar a mediados de agosto. El costo de extracción en nuestro *shale core hub* promedió los 4,2 US\$/BOE en el 3T23, manteniéndose prácticamente estable con respecto al trimestre anterior.
- Las regalías y otros impuestos dentro del segmento de Upstream se mantuvieron estables respecto al trimestre anterior, donde las regalías de gas natural aumentaron un 8,5% y las regalías de crudo disminuyeron un 2,5%, principalmente debido a la disminución de los precios de venta mencionados anteriormente.
- La disminución secuencial en Otros costos se debió a cargos no recurrentes registrados en el 2T23.

Durante el trimestre, la Compañía registró un cargo no recurrente por deterioro de nuestros activos de gas natural de US\$ 506 millones, antes de impuestos, principalmente debido a una disminución en los precios esperados a largo plazo como resultado de una mayor competencia y un potencial exceso de oferta en el mercado de gas local en los próximos años. **En resumen, el EBITDA Ajustado del segmento Upstream alcanzó los US\$ 735 millones en el trimestre, aumentando un 4,4% t/t y disminuyendo un 20,2% a/a.**

Inversiones:

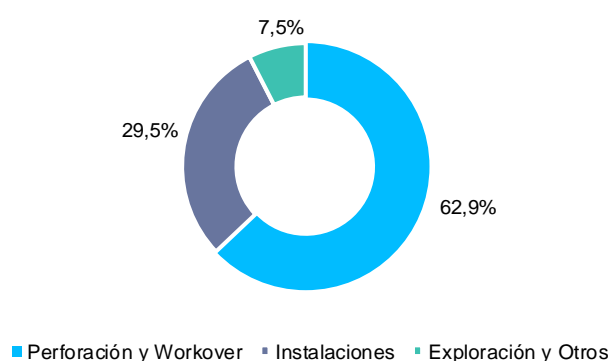
Las inversiones del segmento Upstream alcanzaron los US\$ 1.150 millones en el 3T23, aumentando un 13,1% secuencialmente y un 38,1% a/a, donde el 62,9% se destinó a actividades de perforación y *workover*, el 29,5% a nuevas instalaciones o expansión de las existentes y el 7,5% restante a exploración y otras actividades del Upstream.

Durante el 3T23, las actividades de perforación y *workover* mostraron una tendencia positiva, completando un total de 67 nuevos pozos en nuestros bloques operados, incluyendo 38 pozos nuevos en áreas no convencionales, 34 de crudo *shale* y 4 de *shale* gas, alcanzando un total de 117 pozos horizontales de *shale* completados durante los primeros nueve meses del año.

Adicionalmente, durante el 3T23 se lograron los siguientes progresos en el desarrollo de nuestras operaciones de *shale*:

- En términos de eficiencias en nuestras operaciones de *shale*, durante el período continuamos alcanzando nuevos récords trimestrales en perforación y fractura, registrando un promedio de 297 metros por día en perforación y 217 etapas por set por mes en fractura, representando un crecimiento secuencial de 14% y 12% respectivamente. Es importante mencionar que durante septiembre, logramos la mayor velocidad de perforación en el bloque Aguada del Cañar, alcanzando los 415 metros por día para un pozo de más de 3.200 metros de longitud horizontal, el cual fue perforado en su totalidad en 14 días.
- En cuanto a nuestra estrategia de exploración de *shale*, en septiembre nos adjudicaron dos nuevas concesiones de exploración de *shale* en Palermo Aike, La Azuzena y El Campamento Este, para explorar su potencial en los próximos años.

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, El Trébol y Chachahuen.



4.2. INDUSTRIALIZACIÓN

Información Operativa Industrialización	3T22	2T23	3T23	A/A Δ	T/T Δ	9M22	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas								
Crudo procesado (Kbbld)	279,0	305,1	276,1	-1,1%	-9,5%	282,8	296,0	4,7%
Utilización refinarias (%)	85,0%	93,0%	84,1%	-90bps	-885bps	86%	90%	402bps

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

El crudo procesado durante el trimestre se situó en 276,1 Kbbld/d, lo que representó una disminución del 9,5% t/t y del 1,1% a/a. En términos secuenciales, la contracción corresponde a dos paros programados de mantenimiento en la refinería Luján de Cuyo, en las unidades de topping, coque e hidrotratamiento, ejecutados en julio y agosto y al paro de una unidad de topping en la refinería La Plata, que comenzó en septiembre como fase final del proyecto de reacondicionamiento.

Resultados Industrialización	3T22	2T23	3T23	A/A Δ	T/T Δ	9M22	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ingresos	3.478	2.894	2.770	-20,4%	-4,3%	9.309	8.768	-5,8%
Depreciaciones y amortizaciones	(111)	(126)	(124)	11,7%	-1,6%	(330)	(374)	13,3%
Costos de industrialización	(409)	(446)	(451)	10,2%	1,0%	(1.103)	(1.311)	18,9%
Importación de combustibles (a terceros)	(559)	(158)	(214)	-61,6%	35,8%	(1.170)	(715)	-38,9%
Compras de crudo (intersegmento + a terceros)	(1.819)	(1.662)	(1.480)	-18,7%	-10,9%	(4.829)	(4.944)	2,4%
Compras de biocombustibles (a terceros)	(301)	(230)	(197)	-34,7%	-14,3%	(718)	(656)	-8,6%
Variación de existencias	240	(25)	(237)	N/A	838,4%	372	(171)	N/A
Otros	(232)	(92)	(160)	-31,2%	73,2%	(501)	(347)	-30,7%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	286	155	(93)	N/A	N/A	1.031	250	-75,8%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	286	155	(93)	N/A	N/A	1.031	250	-75,8%
Depreciaciones y amortizaciones	111	126	124	11,7%	-1,6%	330	374	13,3%
EBITDA	397	281	31	-92,2%	-89,0%	1.361	624	-54,1%
Arrendamientos	(1)	(20)	(18)	1497,7%	-9,8%	(5)	(59)	990,1%
EBITDA Ajustado	396	261	13	-96,8%	-95,1%	1.356	565	-58,3%
Efecto precio de inventarios de productos derivados del petróleo	43	(22)	(69)	N/A	213,4%	265	(139)	N/A
EBITDA Ajustado excl. ef precio de inventarios productos oil	353	283	82	-76,9%	-71,1%	1.090	705	-35,4%
Inversiones	202	253	301	49,4%	19,4%	445	756	69,9%

Las variaciones de existencias incluyen efecto precio por US\$ 43 millones en el 3T22, US\$ (22) millones en el 2T23 y US\$(69) millones en el 3T23.

Los ingresos - principalmente ingresos intersegmento con el segmento de Comercialización - totalizaron US\$ 2.770 millones en el 3T23, una disminución de 4,3% comparado con el 2T23, principalmente debido a menores precios de gasoil, naftas y otros productos refinados y petroquímicos, parcialmente compensado por mayores volúmenes vendidos de gasoil, naftas y jet fuel, entre otros.

Los costos operativos de este segmento aumentaron un 1,0% t/t, principalmente debido a mayores costos de mantenimiento y transporte, estos últimos alineados con mayores volúmenes vendidos en el mercado local, parcialmente compensados por la evolución de las variables macroeconómicas mencionadas anteriormente.

Por otro lado, las importaciones de combustibles aumentaron un 35,8% t/t, debido a precios más altos por 17,3% y a mayores volúmenes importados por 15,7%. El crecimiento secuencial de los volúmenes de importación de gasoil se explica por la mayor demanda y los paros programados en las refinерías de Luján de Cuyo y La Plata, mencionadas anteriormente. Por otra parte, durante el trimestre no se importaron naftas, por lo que el aumento excepcional de la demanda se abasteció mediante una importante reducción de nuestros inventarios.

Las compras de crudo (incluyendo las compras intersegmento a nuestro segmento del Upstream) cayeron un 10,9% t/t, como resultado de una disminución de precios del 6,2% y a menores volúmenes del 5,0%, debido a menores niveles de procesamiento registrados en el 3T.

Las compras de biocombustibles disminuyeron un 14,3%, donde las compras de biodiesel disminuyeron un 21,2% y las compras de bioetanol cayeron un 7,7%. La contracción en las compras de biodiesel se produjo por un menor nivel de aditivación en el gasoil, esto último debido a restricciones de oferta en el mercado local, mientras que las compras de bioetanol disminuyeron principalmente como resultado de menores precios.

Inversiones:

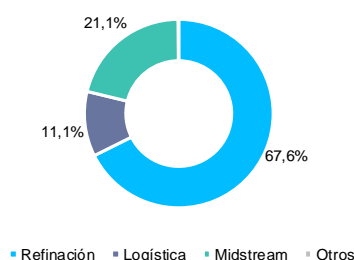
En el 3T23, las inversiones del segmento Industrialización totalizaron US\$ 301 millones, registrando un incremento del 19,4% respecto al 2T23 y un alza del 49,4% a/a. Del total, el 67,6% se destinó a refinación, el 21,1% a *Midstream Oil*, el 11,1% a logística y el 0,2% a otras actividades.

Durante el 3T23, 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 ampliación del sistema existente hacia el Atlántico, en septiembre nuestra filial Oldelval incorporó 20 Kbb/d de capacidad de evacuación. Asimismo, OTE continuó avanzando con la construcción de dos nuevas instalaciones de almacenamiento de 50 Km3 cada una y la terminal de exportación de Puerto Rosales.
- En relación con el proyecto de conexión con el Pacífico, el oleoducto Vaca Muerta Norte está a punto de finalizar y se espera que esté en pleno funcionamiento durante noviembre. Sin embargo, dado que el crudo *shale* que se exportará a través del nuevo oleoducto Vaca Muerta Norte presenta una calidad más ligera que el petróleo más pesado que actualmente se exporta a Chile, se espera que el crecimiento de las exportaciones permitido por el nuevo oleoducto sea gradual y probablemente comience a aumentar a partir de principios del próximo año.
- Finalmente, en cuanto al proyecto Vaca Muerta Sur, durante el tercer trimestre iniciamos el proceso de concurso de mercado para definir el diseño del nuevo oleoducto y terminal de exportación y obtuvimos los permisos ambientales para el primer tramo de 127 km que conectará Loma Campana con Allen.

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	3T22	2T23	3T23	A/A Δ	T/T Δ	9M22	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas								
Volumenes vendidos a terceros								
Venta de productos refinados (Km3) (*)	4.896	4.873	4.936	0,8%	1,3%	14.243	14.599	2,5%
Mercado local (*)	4.536	4.483	4.581	1,0%	2,2%	13.200	13.411	1,6%
por nafta	1.419	1.431	1.500	5,7%	4,8%	4.193	4.445	6,0%
por gasoil	2.288	2.227	2.272	-0,7%	2,0%	6.602	6.551	-0,8%
Mercado externo	360	390	355	-1,3%	-8,9%	1.042	1.189	14,0%
Venta de productos petroquímicos (Ktn)	115	122	151	31,0%	24,0%	382	413	8,1%
Mercado local	90	70	86	-4,5%	22,8%	301	240	-20,3%
Mercado externo	25	51	65	159,2%	25,7%	82	174	112,5%
Ventas de Gas natural como productores (Mm3)	3.250	2.983	3.241	-0,3%	8,6%	9.562	9.069	-5,2%
Mercado local	3.128	2.883	3.183	1,8%	10,4%	9.147	8.716	-4,7%
Mercado externo	122	100	58	-52,6%	-42,0%	415	353	-15,0%
Venta de fertilizantes, granos y harinas (Ktn)	691	448	431	-37,7%	-3,9%	1.749	1.094	-37,5%
Mercado local	292	345	365	24,9%	5,7%	609	916	50,5%
Mercado externo	398	103	66	-83,5%	-36,1%	1.140	178	-84,4%
Precios promedio netos								
Nafta (USD/m3) (mercado local)	564	526	499	-11,6%	-5,2%	562	520	-7,5%
Gasoil (USD/m3) (mercado local)	810	692	640	-21,0%	-7,4%	719	690	-4,0%
Petroquímicos y Otros prod. refinados (USD/bbl)	104	78	73	-29,1%	-5,8%	98	79	-20,0%

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 locales de venta de naftas aumentaron un 4,8% con respecto al 2T23, mientras que los volúmenes locales de gasoil aumentaron un 2,0% t/t, debido a mayores ventas minoristas y sector de transporte, parcialmente compensadas por una menor demanda para generación de energía. En términos de participación de mercado de nuestros combustibles, el mercado local argentino creció un 2,4% t/t para las naftas y disminuyó un 1,0% t/t para el gasoil, lo que resultó en una expansión de la participación de mercado de YPF tanto en naftas como en gasoil.

Los volúmenes vendidos de petroquímicos aumentaron un 24,0% t/t principalmente debido a la menor demanda en el mercado local y de exportación registrada en el 2T23 afectada por paros de planta programados en algunos de nuestros clientes industriales.

Los volúmenes vendidos de gas natural aumentaron un 8,6% t/t impulsados por la mayor demanda estacional, pero ligeramente por debajo de la demanda de 2022 debido a la limitada disponibilidad de transporte, y los volúmenes exportados disminuyeron un 42,0% t/t, en línea con las menores exportaciones registradas a nivel mercado.

Los volúmenes comercializados de fertilizantes, granos y harinas disminuyeron un 3,9% t/t, a raíz de una menor demanda estacional de granos y harinas aún afectada por la severa sequía registrada en Argentina en el primer semestre de 2023, parcialmente compensada por mayores volúmenes vendidos de fertilizantes.

Los precios netos promedio de gasoil en el mercado local medidos en términos de dólares disminuyeron un 7,4% t/t, mientras que los precios netos promedio de la nafta disminuyeron un 5,2%

t/t, principalmente debido a la devaluación discreta de la moneda local que tuvo lugar a mediados de agosto, la cual no fue trasladada en su totalidad al segmento minorista, a diferencia de los precios mayoristas del gasoil que fueron ajustados en su totalidad. Por otra parte, el precio promedio de los “Petroquímicos y otros productos refinados” disminuyó un 5,8% t/t y un 29,1% a/a, alineados con una tendencia a la baja en los precios internacionales de los productos petroquímicos y ciertos productos refinados como lubricantes, carbón y jet fuel.

Resultados Comercialización	3T22	2T23	3T23	A/A Δ	T/T Δ	9M22	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Gasoil (a terceros)	1.945	1.599	1.556	-20,0%	-2,7%	4.983	4.765	-4,4%
Naftas (a terceros)	879	828	821	-6,6%	-0,8%	2.575	2.536	-1,5%
Gas natural (intersegmento + terceros)	596	483	560	-6,0%	15,9%	1.489	1.403	-5,8%
Otros mercado local	1.016	776	809	-20,3%	4,3%	2.558	2.303	-10,0%
Mercado externo	591	370	463	-21,7%	25,2%	1.713	1.273	-25,7%
Ingresos	5.027	4.056	4.209	-16,3%	3,8%	13.317	12.281	-7,8%
Depreciaciones y amortizaciones	(28)	(12)	(18)	-36,4%	52,7%	(82)	(48)	-41,1%
Compra de productos refinados y petroquímicos (intersegmento)	(3.247)	(2.681)	(2.587)	-20,3%	-3,5%	(8.743)	(8.147)	-6,8%
Compra agro non-oil (a terceros)	(387)	(253)	(194)	-49,8%	-23,2%	(1.080)	(561)	-48,0%
Compra de gas natural (intersegmento + a terceros)	(584)	(479)	(558)	-4,5%	16,5%	(1.465)	(1.393)	-4,9%
Variación de existencias	(15)	42	(28)	85,8%	N/A	164	18	-88,9%
Costos de comercialización y Otros	(658)	(627)	(736)	11,9%	17,5%	(1.781)	(1.946)	9,3%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	108	46	88	-18,5%	91,3%	331	204	-38,4%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	108	46	88	-18,5%	91,3%	331	204	-38,4%
Depreciaciones y amortizaciones	28	12	18	-36,4%	52,7%	82	48	-41,1%
EBITDA	135	57	106	-21,8%	84,9%	413	252	-38,9%
Arrendamientos	(19)	2	(3)	-81,2%	N/A	(53)	(11)	-79,5%
EBITDA Ajustado	117	59	102	-12,3%	74,1%	360	241	-32,9%
Efecto precio de inventarios de productos derivados del petróleo	(2)	(9)	(6)	145,8%	-39,2%	35	(25)	N/A
EBITDA Ajustado excl. ef precio de inventarios productos oil	119	68	108	-9,2%	58,4%	325	267	-17,9%
Inversiones	20	28	21	3,2%	-25,0%	46	61	32,6%

Las variaciones de existencias incluyen efecto precio por US\$ (27) millones en el 3T22, US\$ (35) millones en el 2T23 y US\$ (2) millones en el 3T23.

Las ventas de gas natural incluyen mercado local y exportaciones

Los ingresos durante el 3T23 totalizaron US\$ 4.209 millones, un incremento del 3,8% comparado con el 2T23, principalmente como resultado de mayores ventas estacionales de gas natural, mayores exportaciones de petróleo crudo a Chile y mayores volúmenes despachados de combustibles; parcialmente compensado por menores precios de los combustibles locales y de la canasta de productos refinados distintos de las naftas y el gasoil.

Las compras de productos refinados y petroquímicos (intersegmento) al segmento de Industrialización, disminuyeron un 3,5% t/t, principalmente debido a menores precios parcialmente compensado por mayores volúmenes despachados de combustibles.

Las compras de productos non oil del agro disminuyeron un 23,2% t/t, alineado con la contracción en 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 3T23 alcanzó los US\$ 3,3 por barril.

Inversiones:

En el 3T23, las inversiones del segmento Comercialización alcanzaron los US\$ 21 millones, 25,0% por debajo del 2T23 y 3,2% superior al mismo periodo de 2022.

Además de las inversiones periódicas destinadas al mantenimiento de las instalaciones comerciales y mejoras de las condiciones ambientales y de seguridad, en el tercer trimestre finalizó la construcción de la instalación agrocomercial en Tres Arroyos, que estará en pleno funcionamiento durante el cuarto trimestre. Además, durante el mes de septiembre inició sus operaciones la nueva estación de servicio insignia de Echeverría.

4.4. GAS Y ENERGÍA

Resultados Gas y Energía	3T22	2T23	3T23	A/A Δ	T/T Δ	9M22	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ventas de gas natural retail (a terceros)	166	145	161	-3,1%	10,8%	395	371	-6,1%
Ingresos de Midstream Gas (intersegmentos + a terceros)	52	48	48	-7,3%	0,2%	155	150	-3,7%
Otros	66	71	81	22,6%	14,5%	152	178	17,7%
Ingresos	284	264	290	2,1%	9,8%	702	699	-0,4%
Depreciaciones y amortizaciones	(20)	(31)	(16)	-22,6%	-50,1%	(62)	(62)	0,0%
Compras de gas natural retail (intersegmentos + a terceros)	(112)	(98)	(123)	9,7%	26,1%	(254)	(271)	7,0%
Compras de Midstream Gas (intersegmentos)	(14)	(14)	(15)	8,5%	6,1%	(45)	(48)	4,7%
Costos operativos y Otros	(103)	(99)	(107)	4,3%	8,3%	(278)	(294)	5,8%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	35	22	29	-17,1%	N/A	63	24	-61,9%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	35	22	29	-17,1%	N/A	63	24	-61,9%
Depreciaciones y amortizaciones	20	31	16	-22,6%	-50,1%	62	62	0,0%
EBITDA	55	53	45	-19,1%	-16,2%	125	86	-31,2%
Arrendamientos	(6)	(12)	(8)	29,8%	-35,0%	(20)	(19)	-1,6%
EBITDA Ajustado	49	42	37	-24,9%	-11,0%	105	67	-36,7%
Inversiones	27	45	39	42,3%	-13,3%	43	136	216,3%

Los ingresos durante el 3T23 totalizaron US\$ 290 millones, aumentando un 9,8% con respecto al 2T23, principalmente debido a un aumento de 10,8% en las ventas de gas natural de nuestra subsidiaria Metrogas, impulsado por mayores volúmenes de gas natural despachados de 39,3%, parcialmente compensado por una contracción en los precios promedio de 20,5%.

Otras ventas aumentaron un 14,5% t/t, mientras que las ventas de *Midstream* (propano, butano y gasolinas), se mantuvieron estables.

Las compras minoristas de gas natural aumentaron un 26,1% t/t, en línea con el aumento de las ventas. Además, los costos operativos y otros aumentaron 8,3% t/t, principalmente impulsados por mayores costos de nuestra subsidiaria Metrogas alineados con los mayores volúmenes vendidos de gas natural mencionados anteriormente.

En consecuencia, el EBITDA Ajustado registró una ganancia de US\$ 37 millones, disminuyendo un 11,0% respecto a los US\$42 registrados en el 2T23.

Inversiones:

Las inversiones del segmento Gas y Energía alcanzaron los US\$ 39 millones en el 3T23, disminuyendo un 13,3% t/t. 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 89% en la remodelación de la “Planta Turbo Expansión de Loma La Lata”, cuya primera etapa se puso en operación en septiembre y se espera que esté en pleno funcionamiento a finales de noviembre, aumentando la capacidad de procesamiento de hasta 6 Mm3/d de gas natural y 600 toneladas/d de GNL en los bloques del *core hub*. Asimismo, continuamos trabajando en el proyecto de ampliación del gasoducto Rincón del Mangrullo, el cual alcanzó un 87% de avance y se espera que esté terminado a finales de año.

4.5. CORPORACIÓN Y OTROS

Resultados Corporación y Otros	3T22	2T23	3T23	A/A Δ	T/T Δ	9M22	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ingresos	296	335	360	22,0%	7,5%	761	1.006	32,2%
Costos operativos y otros	(383)	(425)	(454)	18,8%	6,9%	(986)	(1.254)	27,2%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	(87)	(90)	(94)	8,0%	4,4%	(225)	(248)	10,2%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	(87)	(90)	(94)	8,0%	4,4%	(225)	(248)	10,2%
Depreciaciones y amortizaciones	22	17	15	-30,2%	-11,4%	65	47	-28,0%
EBITDA	(65)	(73)	(79)	20,7%	8,1%	(160)	(201)	25,9%
Arrendamientos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
EBITDA Ajustado	(65)	(73)	(79)	20,7%	8,1%	(160)	(201)	25,9%
Inversiones	55	31	35	-35,8%	12,9%	93	83	-10,8%

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\$ 79 millones en el 3T23, en comparación con una pérdida de US\$ 73 millones del 2T23.

La variación negativa se explica principalmente por un aumento en los costos operativos debido a una mayor actividad en las áreas de marketing y tecnología y a la evolución de las variables macroeconómicas.

5. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

5.1. RESUMEN ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Resumen consolidado Flujo de Efectivo	3T22	2T23	3T23	A/A Δ	T/T Δ	9M22	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Efectivo al inicio del ejercicio	667	1.014	1.167	75,0%	15,1%	611	773	26,5%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	1.582	1.309	1.399	-11,6%	6,9%	4.362	4.205	-3,6%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(1.006)	(1.259)	(1.321)	31,3%	4,9%	(2.886)	(3.769)	30,6%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(335)	214	158	N/A	-26,2%	(1.072)	389	N/A
Ajustes de conversión & otros	(74)	(111)	(107)	44,6%	-3,6%	(181)	(302)	66,9%
Efectivo al cierre del período	834	1.167	1.296	55,4%	11,1%	834	1.296	55,4%
Inversiones en activos financieros	500	303	182	-63,6%	-39,9%	575	182	-68,3%
Caja + inversiones corrientes al cierre	1.334	1.470	1.478	10,8%	0,5%	1.409	1.478	4,9%
FCF	243	(284)	(379)	N/A	33,5%	943	(680)	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 3T23, nuestro flujo neto de efectivo de las actividades operativas alcanzó los US\$ 1.399 millones, aumentando un 6,9% secuencialmente, a pesar de la contracción secuencial del EBITDA ajustado en el tercer trimestre, principalmente debido a una variación negativa no monetaria de inventarios registrada en el 3T, así como a otras variaciones positivas en el capital de trabajo, como el diferimiento temporal en el pago de parte de las compras de crudo a terceros para los primeros días de octubre.

El flujo de efectivo neto de las actividades de inversión fue negativo por US\$ 1.321 millones, en comparación con los US\$ 1.259 millones negativos del 2T23. Esta variación se explica principalmente por la expansión de nuestras inversiones parcialmente compensadas por mayores ventas y vencimientos de activos financieros. En el 3T22, el flujo de efectivo neto de las actividades de inversión fue negativo en US\$1.006 millones, por debajo del 3T23, producto principalmente de la expansión en nuestro plan de inversiones.

El flujo de efectivo neto de las actividades de financiamiento ascendió a US\$ 158 millones positivos en el 3T23 frente a un flujo de efectivo positivo de US\$ 214 millones en el 2T23 debido a que la compañía continuó avanzando en su plan financiero asegurándose préstamos locales y cross-border y recurriendo al mercado de capital local.

Como resultado, el flujo de fondos del período fue negativo en US\$ 379 millones, ya que el flujo de inversiones continuó creciendo, junto a los pagos regulares de intereses del trimestre y otros gastos, no logró ser compensado totalmente con el flujo de las actividades operativas.

En términos de liquidez, nuestro efectivo e inversiones a corto plazo se ubicaron en US\$ 1.478 millones al cierre de septiembre 2023, manteniéndose estable en comparación al trimestre anterior.

En términos de gestión de la liquidez, durante el trimestre continuamos con un enfoque activo de manejo de activos para minimizar la exposición cambiaria, terminando el trimestre con una exposición cambiaria neta consolidada de solo el 2% de la liquidez total, frente al 13% al cierre del segundo trimestre.

5.2. DEUDA NETA

Desglose Deuda Neta	3T22	2T23	3T23	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Deuda corto plazo	857	1.483	1.546	4,2%
Deuda largo plazo	6.133	6.299	6.607	4,9%
Deuda Total	6.989	7.782	8.153	4,8%
Tasa de interés promedio para deuda AR\$	56,2%	87,5%	109,2%	
Tasa de interés promedio para deuda US\$	7,9%	7,1%	6,2%	
% deuda en AR\$	2,1%	2,6%	2,5%	
Caja y equivalente de caja	1.334	1.470	1.478	0,5%
% de liquidez dolarizada	69%	87%	98%	
Deuda neta	5.655	6.312	6.675	5,8%

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

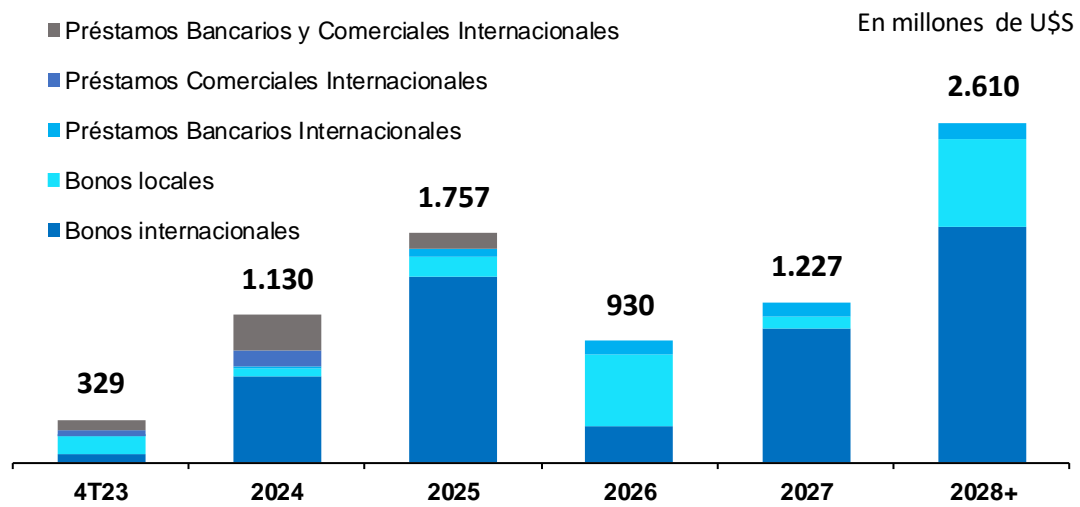
Al 30 de septiembre de 2023, la deuda neta consolidada de YPF ascendió a US\$ 6.675 millones, aumentando US\$ 363 millones t/t y US\$ 1.020 millones a/a. La mayor deuda neta y el menor EBITDA ajustado de los últimos 12 meses provocaron un aumento en el ratio de apalancamiento neto a 1,7x.

En materia de financiamiento, en agosto desembolsamos un préstamo internacional A/B liderado por CAF por 375 millones de dólares, como refinanciación anticipada de un préstamo existente, incrementando el importe pendiente en 150 millones de dólares y ampliando su vida media en casi 3 años. Este préstamo, con una fuerte perspectiva “ESG”, se destinará íntegramente a la modernización de refinerías con el objetivo de reducir el contenido de azufre en la producción de combustibles, alineado con el enfoque de transición energética de la compañía.

Adicionalmente, durante el trimestre continuamos accediendo al mercado de capital local con costos de financiamiento muy atractivos mediante la emisión de un bono *dollar-linked* a 5 años por US\$ 400 millones a una tasa del 0%, así como la refinanciación de más de US\$ 160 millones de líneas de financiamiento comercial local y *cross-border*.

En cuanto a nuestro perfil de vencimientos, la Compañía enfrenta vencimientos de deuda para los últimos tres meses de 2023 por un monto de US\$329 millones, que consisten principalmente en vencimientos de bonos locales (US\$ 137 millones al 2% en bonos *dollar-linked* con vencimiento en diciembre de 2023), amortizaciones de bonos internacionales (US\$ 60 millones por los bonos con vencimiento en 2026), y el resto en líneas de financiamiento comercial de corto plazo.

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



6. TABLAS Y NOTAS

6.1. ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados	3T22	2T23	3T23	A/A Δ	T/T Δ	9M22	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ingresos	5.357	4.375	4.504	-15,9%	2,9%	14.112	13.117	-7,1%
Costos	(3.754)	(3.509)	(3.689)	-1,7%	5,1%	(9.983)	(10.497)	5,1%
Resultado bruto	1.603	866	815	-49,2%	-5,9%	4.129	2.620	-36,5%
Gastos de comercialización	(545)	(482)	(483)	-11,4%	0,2%	(1.444)	(1.385)	-4,1%
Gastos de administración	(167)	(167)	(194)	16,2%	16,2%	(459)	(518)	12,9%
Gastos de exploración	(18)	(8)	(16)	-11,1%	100,0%	(42)	(42)	0,0%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(98)	-	(506)	416,3%	N/A	(98)	(506)	416,3%
Otros resultados operativos, netos	(24)	12	(3)	-87,5%	N/A	(46)	-	N/A
Resultado operativo	751	221	(387)	N/A	N/A	2.040	169	-91,7%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	141	94	44	-68,8%	-53,2%	388	227	-41,5%
<i>Ingresos financieros</i>	642	792	1.042	62,3%	31,6%	1.384	2.435	75,9%
<i>Costos financieros</i>	(623)	(842)	(930)	49,3%	10,5%	(1.542)	(2.482)	61,0%
<i>Otros resultados financieros</i>	66	190	94	42,4%	-50,5%	166	395	138,0%
Resultados financieros, netos	85	140	206	142,4%	47,1%	8	348	4250,0%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	977	455	(137)	N/A	N/A	2.436	744	-69,5%
Impuesto a las ganancias	(284)	(75)	-	N/A	N/A	(666)	(160)	-76,0%
Resultado neto del período	693	380	(137)	N/A	N/A	1.770	584	-67,0%
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	692	335	(128)	N/A	N/A	1.763	548	-68,9%
Resultado neto atribuible al interés no controlante	1	45	(9)	N/A	N/A	7	36	414,3%
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	1,76	0,86	(0,33)	N/A	N/A	4,48	1,40	-68,8%

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

Estado de Resultados	3T22	2T23	3T23	A/A Δ	T/T Δ	9M22	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en AR\$ millones								
Ingresos	742.552	1.036.763	1.473.630	98,5%	42,1%	1.739.973	3.330.718	91,4%
Costos	(527.339)	(848.400)	(1.250.786)	137,2%	47,4%	(1.241.107)	(2.745.702)	121,2%
Resultado bruto	215.213	188.363	222.844	3,5%	18,3%	498.866	585.016	17,3%
Gastos de comercialización	(76.245)	(115.705)	(160.553)	110,6%	38,8%	(179.598)	(359.008)	99,9%
Gastos de administración	(24.377)	(41.214)	(68.062)	179,2%	65,1%	(58.369)	(140.246)	140,3%
Gastos de exploración	(2.593)	(1.847)	(5.487)	111,6%	197,1%	(5.269)	(11.032)	109,4%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(14.108)	-	(176.769)	1153,0%	N/A	(14.108)	(176.769)	1153,0%
Otros resultados operativos, netos	(2.478)	3.696	1.640	N/A	-55,6%	(5.305)	3.901	N/A
Resultado operativo	95.412	33.293	(186.387)	N/A	N/A	236.217	(98.138)	N/A
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	19.038	21.850	13.182	-30,8%	-39,7%	46.732	51.978	11,2%
<i>Ingresos financieros</i>	87.286	186.110	324.542	271,8%	74,4%	173.132	626.839	262,1%
<i>Costos financieros</i>	(86.026)	(196.265)	(291.758)	239,2%	48,7%	(190.023)	(623.765)	228,3%
<i>Otros resultados financieros</i>	15.478	58.771	68.466	342,3%	16,5%	28.827	151.244	424,7%
Resultados financieros, netos	16.738	48.616	101.250	504,9%	108,3%	11.936	154.318	1192,9%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	131.188	103.759	(71.955)	N/A	N/A	294.885	108.158	-63,3%
Impuesto a las ganancias	(39.006)	(18.561)	7.557	N/A	N/A	(82.223)	(28.758)	-65,0%
Resultado neto del período	92.182	85.198	(64.398)	N/A	N/A	212.662	79.400	-62,7%
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	91.896	73.727	(65.579)	N/A	N/A	211.586	66.714	-68,5%
Resultado neto atribuible al interés no controlante	286	11.471	1.181	312,9%	-89,7%	1.076	12.686	1079,0%
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	233,72	188,32	(167,55)	N/A	N/A	538,25	170,37	-68,3%

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

6.2. BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

Balance General Consolidado Cifras no auditadas	En US\$ millones		En AR\$ millones	
	2022-12-31	2023-09-30	2022-12-31	2023-09-30
Activo No Corriente				
Activos intangibles	384	371	68.052	129.777
Propiedades, planta y equipo	17.510	18.672	3.100.306	6.525.018
Activos por derecho de uso	541	504	95.748	176.186
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1.905	1.839	337.175	642.511
Activos por impuesto diferido, netos	17	17	3.010	5.941
Otros créditos	205	203	36.468	70.905
Créditos por ventas	6	3	1.027	1.136
Inversiones en activos financieros	201	11	35.664	3.755
Total del Activo No Corriente	20.769	21.620	3.677.450	7.555.229
Activo Corriente				
Activos mantenidos para su disposición	0	0	0	0
Inventarios	1.738	1.764	307.766	616.537
Activos de contratos	1	8	148	2.730
Otros créditos	808	484	143.231	169.217
Créditos por ventas	1.504	1.493	266.201	521.616
Inversiones en activos financieros	319	182	56.489	63.461
Efectivo y equivalentes de efectivo	773	1.296	136.874	452.755
Total del Activo Corriente	5.143	5.227	910.709	1.826.316
Total del Activo	25.912	26.847	4.588.159	9.381.545
Total Patrimonio Neto	10.552	11.119	1.868.304	3.885.498
Pasivo No Corriente				
Provisiones	2.571	2.183	455.213	762.688
Pasivos por impuesto diferido, netos	1.733	1.036	306.708	362.301
Impuesto a las ganancias a pagar	26	11	4.588	3.778
Cargas fiscales	1	0	185	162
Remuneraciones y cargas sociales	1	1	215	426
Pasivos por arrendamientos	272	246	48.224	85.632
Préstamos	5.948	6.607	1.053.196	2.308.899
Otros pasivos	19	108	3.302	37.649
Cuentas por pagar	6	5	1.319	1.838
Total del Pasivo No Corriente	10.577	10.197	1.872.950	3.563.373
Pasivo Corriente				
Provisiones	199	192	34.981	67.104
Pasivos de contratos	77	138	13.577	48.233
Impuesto a las ganancias a pagar	27	27	4.711	9.400
Cargas fiscales	173	159	30.660	55.561
Remuneraciones y cargas sociales	297	252	52.622	87.898
Pasivos por arrendamientos	294	290	52.061	101.512
Préstamos	1.140	1.546	201.808	540.126
Otros pasivos	12	116	2.359	40.405
Cuentas por pagar	2.564	2.811	454.126	982.435
Total del Pasivo Corriente	4.783	5.531	846.905	1.932.674
Total del Pasivo	15.360	15.728	2.719.855	5.496.047
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	25.912	26.847	4.588.159	9.381.545

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

6.3. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado	3T22	2T23	3T23	A/A Δ	T/T Δ	9M22	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Actividades operativas:								
Resultado neto	693	380	(137)	N/A	N/A	1.770	584	-67,0%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(141)	(94)	(44)	-68,8%	-53,2%	(388)	(227)	-41,5%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	657	791	798	21,5%	0,9%	1.875	2.298	22,6%
Depreciación de activos por derecho de uso	56	54	55	-1,8%	1,9%	156	165	5,8%
Amortización de activos intangibles	11	9	11	0,0%	22,2%	33	30	-9,1%
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo	112	79	108	-3,6%	36,7%	300	271	-9,7%
Cargo por impuesto a las ganancias	284	75	-	N/A	N/A	666	160	-76,0%
Aumento neto de provisiones	74	98	111	50,0%	13,3%	251	308	22,7%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	98	-	506	416,3%	N/A	98	506	416,3%
Planes de beneficios en acciones	-	8	3	N/A	-62,5%	1	15	1400,0%
Cambios en activos y pasivos & otros	(262)	(91)	(12)	-95,4%	-86,8%	(400)	95	N/A
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	1.582	1.309	1.399	-11,6%	6,9%	4.362	4.205	-3,6%
Actividades de inversión:								
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(1.067)	(1.366)	(1.500)	40,6%	9,8%	(2.692)	(4.128)	53,3%
Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	-	(2)	-	N/A	N/A	-	(4)	N/A
Préstamos con partes relacionadas, netos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Cobros por ventas de activos financieros	172	199	224	30,2%	12,6%	402	551	37,1%
Pagos por adquisición de activos financieros	(139)	(121)	(73)	-47,5%	-39,7%	(644)	(276)	-57,1%
Intereses cobrados de activos financieros	28	21	26	-7,1%	23,8%	46	74	60,9%
Cobros por cesión de áreas y ventas de activos	-	10	2	N/A	-80,0%	2	14	600,0%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(1.006)	(1.259)	(1.321)	31,3%	4,9%	(2.886)	(3.769)	30,6%
Actividades de financiación:								
Pago de préstamos	(58)	(371)	(571)	884,5%	53,9%	(728)	(1.075)	47,7%
Pago de intereses	(175)	(144)	(192)	9,7%	33,3%	(468)	(493)	5,3%
Préstamos obtenidos	39	820	976	2402,6%	19,0%	386	2.268	487,6%
Adelantos en cuenta corriente, netos	(44)	-	33	N/A	N/A	(1)	(37)	3600,0%
Recompra de acciones propias	(5)	-	-	N/A	N/A	(5)	-	N/A
Pagos por arrendamientos	(90)	(89)	(86)	-4,4%	-3,4%	(251)	(267)	6,4%
Pago de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(2)	(2)	(2)	0,0%	0,0%	(5)	(7)	40,0%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(335)	214	158	N/A	-26,2%	(1.072)	389	N/A
Ef. de las var de los TC sobre el efectivo y eq. de efectivo	(74)	(111)	(107)	44,6%	-3,6%	(181)	(302)	66,9%
Ajustes de conversión	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	167	153	129	-22,8%	-15,7%	223	523	134,5%
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	667	1.014	1.167	75,0%	15,1%	611	773	26,5%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	834	1.167	1.296	55,4%	11,1%	834	1.296	55,4%

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

Estado de Flujo de Efectivo Consolidado	3T22	2T23	3T23	A/A Δ	T/T Δ	9M22	9M23	A/A Δ
Cifras no auditadas, en AR\$ millones								
Actividades operativas:								
Resultado neto	92.182	85.198	(64.398)	N/A	N/A	212.662	79.400	-62,7%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(19.038)	(21.850)	(13.182)	-30,8%	-39,7%	(46.732)	(51.978)	11,2%
Depreciación de propiedades, planta y equipo	89.569	184.335	252.446	181,8%	36,9%	226.938	573.731	152,8%
Depreciación de activos por derecho de uso	7.625	12.948	17.036	123,4%	31,6%	18.910	40.687	115,2%
Amortización de activos intangibles	1.621	2.564	3.954	143,9%	54,2%	4.295	8.439	96,5%
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo	15.074	17.082	33.529	122,4%	96,3%	35.915	66.701	85,7%
Cargo por impuesto a las ganancias	39.006	18.561	(7.557)	N/A	N/A	82.223	28.758	-65,0%
Aumento neto de provisiones	11.165	21.105	35.618	219,0%	68,8%	31.248	76.787	145,7%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	14.108	-	176.769	1153,0%	N/A	14.108	176.769	1153,0%
Planes de beneficios en acciones	464	1.805	1.266	172,8%	-29,9%	574	3.803	562,5%
Cambios en activos y pasivos & otros	(36.755)	(10.065)	15.886	N/A	N/A	(55.241)	55.599	N/A
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	215.021	311.683	451.367	109,9%	44,8%	524.900	1.058.696	101,7%
Actividades de inversión:								
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(142.371)	(311.977)	(458.116)	221,8%	46,8%	(322.612)	(1.017.251)	215,3%
Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	(40)	(444)	(334)	735,0%	-24,8%	(40)	(1.174)	2835,0%
Préstamos con partes relacionadas, netos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Cobros por ventas de activos financieros	22.808	47.699	64.861	184,4%	36,0%	49.261	137.419	179,0%
Pagos por adquisición de activos financieros	(18.955)	(28.426)	(22.324)	17,8%	-21,5%	(77.340)	(66.621)	-13,9%
Intereses cobrados de activos financieros	3.919	4.998	8.440	115,4%	68,9%	6.042	18.548	207,0%
Cobros por cesión de áreas y ventas de activos	334	2.416	609	82,3%	-74,8%	723	3.392	369,2%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(134.305)	(285.734)	(406.864)	202,9%	42,4%	(343.966)	(925.687)	169,1%
Actividades de financiación:								
Pago de préstamos	(8.987)	(80.990)	(173.846)	1834,4%	114,7%	(85.115)	(280.920)	230,0%
Pago de intereses	(24.772)	(34.419)	(59.735)	141,1%	73,6%	(58.140)	(124.069)	113,4%
Préstamos obtenidos	6.320	186.513	311.147	4823,2%	66,8%	45.068	585.687	1199,6%
Adelantos en cuenta corriente, netos	(6.332)	-	9.589	N/A	N/A	(794)	(2.898)	265,0%
Recompra de acciones propias	(847)	-	-	N/A	N/A	(847)	-	N/A
Pagos por arrendamientos	(12.585)	(20.987)	(26.760)	112,6%	27,5%	(31.130)	(65.441)	110,2%
Pago de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(329)	(570)	(537)	63,2%	-5,8%	(665)	(1.658)	149,3%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(47.532)	49.547	59.858	N/A	20,8%	(131.623)	110.701	N/A
Ef. de las var de los TC sobre el efectivo y eq. de efectivo	6.108	11.787	49.206	705,6%	317,5%	10.804	72.171	568,0%
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	39.292	87.283	153.567	290,8%	75,9%	60.115	315.881	425,5%
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	83.501	211.905	299.188	258,3%	41,2%	62.678	136.874	118,4%
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	122.793	299.188	452.755	268,7%	51,3%	122.793	452.755	268,7%

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	2T23	Acum. 2023
Cifras no auditadas										
Total Producción	Kboe	45.523	45.836	46.406	45.924	183.690	45.956	46.695	47.808	140.460
Crudo	Kbbl	19.993	20.506	20.680	21.325	82.503	21.461	21.925	21.795	65.181
NGL	Kbbl	3.979	3.796	3.496	3.915	15.186	3.859	3.889	4.288	12.037
Gas natural	Mm3	3.427	3.424	3.535	3.289	13.674	3.281	3.320	3.454	10.055
Henry Hub	USD/MMBTU	4,6	7,5	7,9	5,0	6,3	2,8	2,3	2,7	2,6
Brent	USD/bbl	97,4	111,9	97,8	88,6	98,9	82,2	78,0	85,9	82,1
Ventas (YPF individual)										
Venta de productos refinados	Km3	4.565	4.782	4.896	4.912	19.155	4.790	4.873	4.936	14.599
Mercado local	Km3	4.209	4.455	4.536	4.431	17.631	4.346	4.483	4.581	13.411
Nafta	Km3	1.410	1.364	1.419	1.487	5.680	1.515	1.431	1.500	4.445
Gasoil	Km3	2.030	2.284	2.288	2.181	8.783	2.052	2.227	2.272	6.551
Jet fuel y querosene	Km3	124	115	129	151	519	140	131	145	415
Fuel Oil	Km3	4	13	21	4	42	4	13	3	20
LPG	Km3	243	305	298	245	1.092	230	288	308	825
Otros (*)	Km3	398	374	379	363	1.515	407	393	354	1.153
Mercado externo	Km3	356	327	360	482	1.524	444	390	355	1.189
Nafta virgen	Km3	15	52	60	23	151	20	63	0	83
Jet fuel y querosene	Km3	74	81	89	110	353	117	94	105	316
GLP	Km3	124	28	73	164	389	133	121	90	344
Bunker (Gasoil y Fuel Oil)	Km3	94	67	51	91	302	95	34	55	184
Otros (*)	Km3	49	100	87	93	329	78	78	105	261
Venta de productos petroquímicos	Ktn	129	139	115	116	498	141	122	151	413
Mercado local	Ktn	99	111	90	95	396	83	70	86	240
Metanol	Ktn	68	76	54	55	252	45	36	45	125
Otros	Ktn	32	35	37	40	143	38	34	42	114
Mercado externo	Ktn	30	27	25	21	103	58	51	65	174
Metanol	Ktn	6	7	4	2	20	40	30	46	116
Otros	Ktn	23	21	20	19	83	18	21	19	58
Venta de Granos y harinas	Ktn	271	517	449	270	1.507	100	275	181	556
Mercado local	Ktn	7	39	50	178	275	91	172	115	378
Mercado externo	Ktn	264	478	398	92	1.232	9	103	66	178
Venta de fertilizantes	Ktn	104	166	242	228	741	115	173	250	538
Mercado local	Ktn	104	166	242	228	741	115	173	250	538
Principales productos importados (YPF individual)										
Nafta	Km3	122	40	49	92	303	142	47	0	189
Jet Fuel	Km3	2	0	1	3	7	4	0	4	8
Gasoil	Km3	318	255	448	229	1.251	288	188	253	730

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

Puede encontrar información adicional sobre YPF S.A., una sociedad anónima constituida de conformidad con las leyes de Argentina (la "Compañía" o "YPF") en la sección "Inversores" de la página web www.ypf.com.

El presente documento no constituye una oferta de venta ni una solicitud de oferta de compra de valores de la Compañía en ninguna jurisdicción. Los valores no pueden ser ofrecidos o vendidos en los Estados Unidos sin registro en la *U.S. Securities Exchange Commission* ("SEC"), la Comisión Nacional de Valores (CNV) o una exención de dichos registros.

La información contenida en este documento y su integridad no pueden considerarse fiables a ningún efecto. Cierta información contenida en este documento puede haber sido obtenida de fuentes publicadas, que pueden no haber sido verificadas o auditadas de forma independiente. Ni la Compañía ni ninguna de sus filiales (en el sentido de la Rule 405 de la *Securities Act of 1933*, "filiales"), miembros, consejeros, directivos o empleados ni ninguna otra persona (las "Partes Relacionadas") ofrecen ni ofrecerán declaración o garantía alguna, expresa o implícita, en cuanto a la exactitud, integridad o imparcialidad de la información o las opiniones contenidas en este documento o cualquier otro material comentado verbalmente, y cualquier confianza que usted deposite en ellas será por su cuenta y riesgo. Las opiniones aquí vertidas se basan en información general recopilada en el momento de redactar el presente documento y están sujetas a cambios sin previo aviso. Además, ni la Compañía ni ninguna de sus Partes Relacionadas aceptan ni aceptarán responsabilidad alguna (ya sea directa o indirecta, contractual, extracontractual o de otro tipo) en relación con dicha información u opiniones o con cualquier otro asunto relacionado con este documento o su contenido o que surja de cualquier otro modo en relación con el mismo.

Este documento también puede incluir ciertas medidas financieras no NIIF (Normas Internacionales de Información Financiera) que no han sido objeto de una auditoría financiera para ningún periodo. La información y las opiniones contenidas en este documento se facilitan a la fecha del mismo y están sujetas a verificación, finalización y modificación sin previo aviso.

Este documento incluye "declaraciones prospectivas" relativas al futuro. Las palabras como "cree", "piensa", "prevé", "espera", "anticipa", "pretende", "debería", "busca", "estima", "futuro" o expresiones similares se incluyen con la intención de identificar declaraciones sobre el futuro. Para evitar cualquier duda, cualquier proyección, orientación o estimación similar sobre el futuro o los resultados, el rendimiento o los logros futuros es una declaración prospectiva. Aunque nuestros directivos consideran que las suposiciones y estimaciones en las que se basan las declaraciones prospectivas son razonables y se basan en la mejor información disponible en la actualidad, dichas declaraciones prospectivas se basan en suposiciones que están inherentemente sujetas a incertidumbres y contingencias significativas, muchas de las cuales escapan a nuestro control.

Las declaraciones prospectivas se refieren únicamente a la fecha en que se realizaron, y no asumimos ninguna obligación de publicar ninguna actualización o revisión de las declaraciones prospectivas contenidas en este documento debido a nueva información, acontecimientos futuros u otros factores. A la luz de estas limitaciones, no debe depositarse una confianza indebida en las declaraciones prospectivas contenidas en este documento. Puede encontrarse más información sobre los riesgos e incertidumbres asociados a estas previsiones y al negocio de YPF en la información pública de YPF registrada en EDGAR (www.sec.gov) o en la página web de la Comisión Nacional de Valores de Argentina (www.argentina.gob.ar/cnv).

No debe tomarse ninguna declaración relativa a tendencias o actividades pasadas como una representación de que las tendencias o actividades continuarán en el futuro. Por consiguiente, no debe depositar una confianza indebida en estas afirmaciones. Este documento no pretende constituir ni debe interpretarse como asesoramiento en materia de inversión.

La información aquí contenida se ha elaborado para ayudar a las partes interesadas a realizar sus propias evaluaciones de YPF.

YPF

3T23

YPF S.A. | RESULTADOS CONSOLIDADOS