

YPF

2023 & 4T23

7 de marzo de 2024
8:30 am ET / 10:30 am BAT

Seguí la presentación de resultados vía web:

Hacé click acá

YPF S.A.

**RESULTADOS
CONSOLIDADOS**



CONTACTO DE RELACIÓN CON INVERSORES

<https://investors.ypf.com/>

MARGARITA CHUN - GERENTE RI

inversoresypf@ypf.com

Margarita.chun@ypf.com

Buenos Aires, 6 de marzo de 2024 – YPF (BYMA: YPF | NYSE: YPF¹), anuncia los resultados del año 2023 y 4T23. A partir del 4T22, la información financiera está expresada en US\$, siendo la moneda funcional de YPF. La información se basa en los estados financieros preparados de acuerdo con las NIIF vigentes en Argentina. La suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo.

KPI		4T23	3T23	T/T Δ	4T22	A/A Δ	2023	2022	Δ
Financieros	Ingresos	4.194	4.504	-7%	4.645	-10%	17.311	18.757	-8%
	EBITDA Ajustado	1.082	926	17%	933	16%	4.058	4.947	-18%
	Resultado neto	(1.861)	(137)	1258%	464	N/A	(1.277)	2.234	N/A
	Inversiones	1.466	1.546	-5%	1.421	3%	5.684	4.192	36%
	FCF	(60)	(379)	-84%	(188)	-68%	(740)	755	N/A
	Deuda neta	6.803	6.675	2%	5.996	13%	6.803	5.996	13%
	Ratio de apalancamiento neto (x)	1,7	1,7	-2%	1,2	38%	1,7	1,2	38%
Upstream	Producción total (Kboe/d)	510,7	519,7	-2%	499,2	2%	513,6	503,3	2%
	Crudo (Kbbl/d)	255,1	236,9	8%	231,8	10%	242,9	226,0	7%
	Gas Natural (Mm3/d)	34,4	37,5	-8%	35,7	-4%	36,2	37,5	-3%
	NGL (Kbbl/d)	39,6	46,6	-15%	42,6	-7%	42,9	41,6	3%
	Precio de crudo (US\$/bbl)	59,3	60,7	-2%	66,7	-11%	62,5	64,6	-3%
	Precio de gas natural (US\$/MBTU)	2,9	4,3	-31%	3,0	-3%	3,6	3,6	-1%
	Export. crudo medanito (Kbbl/d)	18,8	18,6	1%	-	N/A	10,9	-	N/A
	Costos extracción (US\$/boe)	15,3	15,6	-2%	14,5	5%	15,4	13,3	16%
	Costos extrac. core hub (US\$/boe)	4,0	4,2	-6%	3,7	7%	4,1	3,6	13%
	Crudo procesado (Kbbl/d)	289,8	276,1	5%	293,4	-1%	294,4	285,5	3%
Downstream	Utilización refinarias (%)	88%	84%	5%	89%	-1%	90%	87%	3%
	Venta local combustibles (Km3)	4.108	3.929	5%	3.848	7%	15.570	15.064	3%
	Precio local combustibles (US\$/m3)	679	640	6%	739	-8%	678	720	-6%
	Combustible importado (Km3)	744	273	173%	325	129%	1.686	1.561	8%
	EBITDA Ajustado R&M (US\$/bbl)	16,8	3,3	406%	12,5	35%	11,0	14,6	-25%

En US\$ millones, salvo que se indique lo contrario. **EBITDA** = Resultado operativo + Depreciación de propiedad, planta y equipo + Depreciación por derecho de uso de uso de activos + Amortización de activos intangibles + Perforaciones exploratorias improductivas + (Reversión) / Deterioro de propiedad, planta y equipo. **EBITDA Ajustado** = EBITDA que excluye los efectos de la NIIF 16 + partidas no recurrentes. **Ratio de apalancamiento neto** = Deuda neta / EBITDA Ajustado de los últimos 12 meses. **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). **Combustible** = gasoil + nafta + jet fuel. **R&M** es el negocio de refino y marketing, excluye petroquímica y el negocio agro.

1. PRINCIPALES HITOS

El EBITDA ajustado alcanzó US\$4.058 millones (-18% vs. 2022), debido a menores precios locales de combustibles medidos en dólares, una tendencia bajista en los precios de otros productos refinados y mayores costos operativos, parcialmente compensados por una expansión en niveles totales de producción y procesamiento y el nuevo régimen cambiario para exportadores. El 4T23 contribuyó con un EBITDA Aj. de US\$1.082 millones (+17% t/t), principalmente por el régimen cambiario mencionado previamente y mayores precios locales de combustibles, parcialmente compensados por menores ventas estacionales de gas natural.

La producción total de hidrocarburos promedió 514 Kboe/d en 2023 (+2% vs. 2022) y 511 Kboe/d en 4T23 (-2% t/t pero +2% a/a), principalmente por mayor producción de crudo, mientras que gas natural cayó 3% en 2023 debido a menor demanda. El 46% de la producción total de 2023 fue shale. La **producción de crudo shale** continuó registrando una elevada tasa de crecimiento de 27% en 2023, alcanzando 109 Kbbl/d en el 4T23 (+28% a/a), mientras que las **exportaciones de crudo Medanito a Chile** se estabilizaron en 19 Kbbl/d.

Las reservas P1 totalizaron 1.072 millones BOE a Dic-2023 (-10% vs. 2022), mayormente debido a una caída del 26% en reservas convencionales, mientras que las reservas shale, 71% del total, se mantuvieron estables. El índice de reemplazo de reservas (IRR) total se situó en 0,4x, mientras que el IRR shale fue de 1,0x.

La demanda local de combustibles alcanzó récord histórico en 2023, subiendo 3% vs. 2022, gracias al mayor **nivel de procesamiento en nuestras refinarias** (+3% a/a) y mayores importaciones de combustibles, que crecieron 8% vs. 2022, representando el 11% del total de las ventas locales de combustibles.

Las inversiones ascendieron a US\$5.684 millones en 2023 (+36% a/a), superando el objetivo inicial del año como consecuencia de mayores costos medidos en dólares, alcanzando la actividad prevista inicialmente.

El flujo de caja libre fue negativo por US\$740 millones en 2023 y levemente negativo por US\$60 millones en el 4T23, este último por la suba secuencial del EBITDA y variación positiva de capital de trabajo,

¹ 1 ADR = 1 acción. El capital social total emitido ascendió a 393.312.793 acciones a Dic-2023 (51% Gobierno Argentino; 35% NYSE y 14% ByMA).

parcialmente compensadas por la ejecución del plan de inversiones, llevando nuestra **deuda neta** a US\$6.803 millones y nuestro **ratio de apalancamiento neto** a 1,7x.

2. ANALISIS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Desglose Ingresos Consolidados	4T22	3T23	4T23	A/A Δ	T/T Δ	2022	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Gasoil	1.774	1.563	1.672	-5,8%	7,0%	6.780	6.493	-4,2%
Nafta	885	824	943	6,6%	14,4%	3.460	3.493	1,0%
Gas natural como productores (a terceros)	283	464	279	-1,1%	-39,8%	1.477	1.399	-5,2%
Otros	1.167	1.174	738	-36,7%	-37,1%	4.703	4.013	-14,7%
Total Mercado Local	4.108	4.025	3.632	-11,6%	-9,8%	16.420	15.399	-6,2%
Jet fuel	160	127	152	-5,4%	19,5%	510	547	7,3%
Granos y harinas	52	26	0	N/A	N/A	684	77	-88,7%
Crudo	21	152	151	638,4%	-0,5%	26	362	1309,3%
Petroquímicos y otros	304	173	258	-15,0%	49,1%	1.118	927	-17,1%
Total Mercado Externo	537	479	562	4,5%	17,4%	2.337	1.912	-18,2%
Total Ingresos	4.645	4.504	4.194	-9,7%	-6,9%	18.757	17.311	-7,7%

Los ingresos totalizaron US\$17.311 millones en 2023, cayendo 8% a/a principalmente por menores precios de combustibles, otros productos refinados, petroquímicos y fertilizantes, y la sequía severa en la 1ª mitad del año que impactó en la exportación de granos y harinas, parcialmente compensados por la reanudación de exportación de crudo Medanita a Chile y mayor demanda local de combustibles, en particular, la nafta.

En el 4T los ingresos bajaron 7% t/t, mayormente por menores ventas estacionales de gas y el impacto de la devaluación discreta a fines de 2023 en las subsidiarias cuya moneda funcional es AR\$², parcialmente compensados por mayores precios locales de combustibles medidos en dólares y demanda récord de nafta.

Desglose Costos Consolidados	4T22	3T23	4T23	A/A Δ	T/T Δ	2022	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Costo de extracción	(668)	(746)	(719)	7,6%	-3,7%	(2.442)	(2.882)	18,0%
Otros Upstream	(148)	(112)	(144)	-2,3%	28,9%	(461)	(496)	7,5%
Costos de refinación y logística	(397)	(406)	(409)	3,0%	0,8%	(1.408)	(1.597)	13,4%
Otros Downstream	(164)	(166)	(185)	12,9%	11,4%	(585)	(652)	11,5%
GyE, Corpo y Otros	(154)	(156)	(10)	-93,5%	-93,6%	(472)	(420)	-11,1%
Total Costos Operativos	(1.530)	(1.586)	(1.467)	-4,1%	-7,5%	(5.369)	(6.047)	12,6%
Depreciaciones y Amortizaciones	(744)	(864)	(780)	4,8%	-9,7%	(2.808)	(3.273)	16,6%
Regalías	(250)	(248)	(227)	-9,2%	-8,4%	(969)	(958)	-1,1%
Otros	(265)	(281)	(205)	-22,6%	-27,1%	(1.176)	(995)	-15,4%
Total Otros Costos	(1.259)	(1.393)	(1.212)	-3,7%	-13,0%	(4.953)	(5.226)	5,5%
Importación de combustibles	(307)	(214)	(588)	91,5%	174,1%	(1.477)	(1.303)	-11,8%
Compras de crudo a terceros	(336)	(308)	(308)	-8,2%	0,1%	(1.263)	(1.326)	5,0%
Compras de biocombustibles	(269)	(198)	(153)	-43,3%	-22,8%	(987)	(810)	-17,9%
Compras productos agro	(142)	(194)	(73)	-48,8%	-62,5%	(1.222)	(634)	-48,1%
Otras compras	(272)	(361)	(112)	-58,6%	-68,9%	(1.263)	(1.033)	-18,2%
Variación de existencias	(259)	(127)	(68)	-73,7%	-46,5%	232	(44)	N/A
Total de Compras y Variación de existencias	(1.585)	(1.403)	(1.302)	-17,9%	-7,2%	(5.980)	(5.150)	-13,9%
Otros resultados operativos, netos	196	(3)	152	-22,4%	N/A	150	152	1,3%
Deterioro de activos	(25)	(506)	(1.782)	7028,0%	252,2%	(123)	(2.288)	1760,2%
Total Costos Operativos + Compras + Deterioro de Activos	(4.203)	(4.891)	(5.611)	33,5%	14,7%	(16.275)	(18.559)	14,0%

La variación de existencias incluye el efecto precio por (US\$ 20) millones en el 4T22, US\$ 32 millones en el 3T23, (US\$ 29) millones en el 4T23, US\$ 245 millones en el 2022 y (US\$ 62) millones en el 2023.

Los costos operativos ascendieron a US\$6.047 millones en 2023 (+13% a/a), explicado principalmente por una evolución negativa de variables macroeconómicas a lo largo del año, tales como inflación, salarios y la devaluación, sumado a un aumento general de la actividad en todos los negocios, alineado al incremento de la producción de O&G, la demanda de combustibles y los niveles de procesamiento. Cabe destacar que, en el 4T23, los costos operativos cayeron 8% t/t, principalmente debido al impacto de la devaluación discreta a mediados de diciembre en las subsidiarias cuya moneda funcional es AR\$.

Las compras y variación de existencias fueron de US\$5.150 millones (-14% a/a), especialmente por menores compras agro (granos y harinas, además de fertilizantes), alineadas con la menor demanda mencionada previamente, menor disponibilidad de biodiesel y el impacto de la tendencia bajista de precios internacionales en combustibles importados. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores

² La información financiera de las subsidiarias con moneda funcional en AR\$ es ajustada por inflación, correspondiendo a una economía hiperinflacionaria con las directrices del NIC, y consolidadas utilizando el tipo de cambio de cierre del período.

compras de crudo, en línea con mejor nivel de procesamiento y una variación negativa de existencias como resultado de un menor costo de reposición de nuestros inventarios.

En 2023 la Compañía registró un cargo por **deterioro** no recurrente de US\$2.288 millones, principalmente por un cargo por deterioro de Propiedades, Planta y Equipos registrado en el 4T23 por US\$1.782 millones. Dicho cargo es el resultado de la revisión del valor recuperable de campos convencionales maduros, en línea con la nueva estrategia de desinversión aprobada por el Directorio el 29 de febrero de 2024, la cual requiere una reclasificación futura a "activos mantenidos para la venta", de acuerdo con la normativa aplicable (NIIF).

Desglose Resultado neto	4T22	3T23	4T23	A/A Δ	T/T Δ	2022	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Resultado operativo	442	(387)	(1.417)	N/A	266,1%	2.482	(1.248)	N/A
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	58	44	(133)	N/A	N/A	446	94	-78,9%
Resultados financieros, netos	120	206	549	357,5%	166,5%	128	897	600,8%
Resultado antes de impuestos	620	(137)	(1.001)	N/A	630,7%	3.056	(257)	N/A
Impuesto a las ganancias	(156)	-	-860	451,3%	N/A	(822)	(1.020)	24,1%
Resultado neto	464	(137)	(1.861)	N/A	1258,4%	2.234	(1.277)	N/A
Resultado neto antes de deterioro de activos	480	192	(703)	N/A	N/A	2.314	210	-90,9%

Los resultados financieros netos representaron una ganancia de US\$897 millones en 2023, en comparación con una ganancia de US\$128 millones en 2022, explicada principalmente por el impacto de la devaluación sobre la posición monetaria neta pasiva en AR\$, parcialmente compensado por mayores intereses de deuda.

El cargo por impuesto a las ganancias ascendió a US\$1.020 millones en 2023 (+24% a/a), principalmente como consecuencia de la devaluación de la moneda local por encima de la inflación acumulada del año, incrementando el pasivo por impuesto diferido.

De esta manera, el **resultado neto** registró una pérdida de US\$1.277 millones, en comparación con una ganancia de US\$2.234 millones en 2022.

3. EBITDA AJUSTADO & INVERSIONES

3.1 RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO

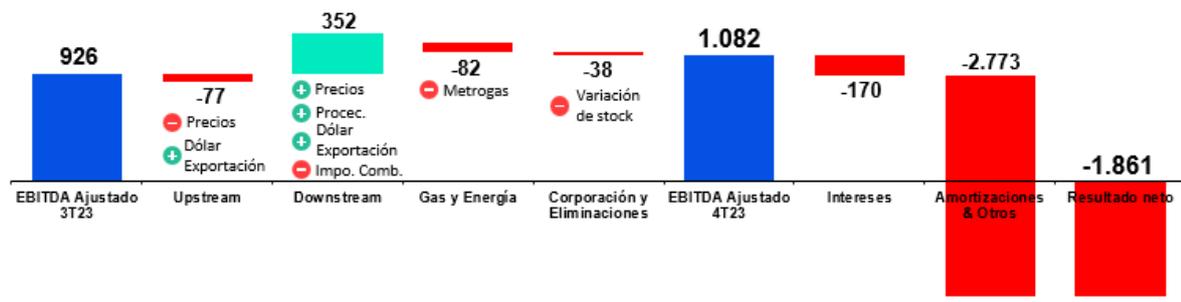
Reconciliación EBITDA Ajustado	4T22	3T23	4T23	A/A Δ	T/T Δ	2022	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Resultado neto	464	(137)	(1.861)	N/A	1258,4%	2.234	(1.277)	N/A
Resultados financieros, netos	(120)	(206)	(549)	357,5%	166,5%	(128)	(897)	600,8%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(58)	(44)	133	N/A	N/A	(446)	(94)	-78,9%
Impuesto a las ganancias	156	-	860	451,3%	N/A	822	1.020	24,1%
Perforaciones exploratorias improductivas	12	9	6	-50,0%	-33,3%	26	21	-19,2%
Depreciaciones y amortizaciones	744	864	780	4,8%	-9,7%	2.808	3.273	16,6%
Deterioro de activos	25	506	1.782	7028,0%	252,2%	123	2.288	1760,2%
EBITDA	1.223	992	1.151	-5,9%	16,0%	5.439	4.334	-20,3%
Arrendamientos	(72)	(66)	(69)	-3,4%	5,6%	(274)	(276)	0,9%
Otros ajustes	(218)	-	-	N/A	N/A	(218)	-	N/A
EBITDA Ajustado	933	926	1.082	15,9%	16,8%	4.947	4.058	-18,0%

3.2 EBITDA AJUSTADO E INVERSIONES POR SEGMENTO

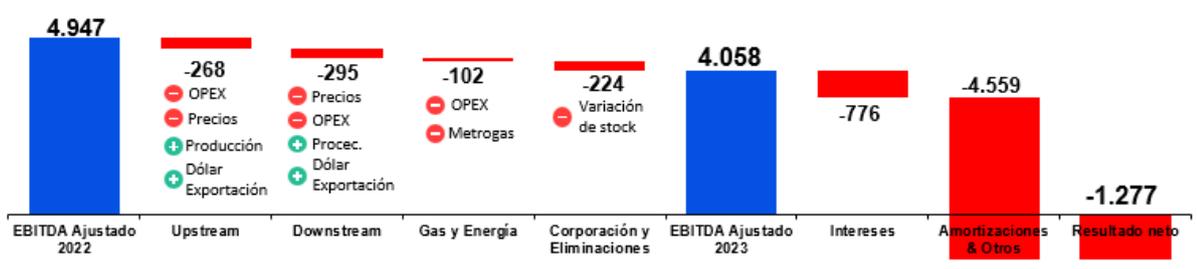
Por segmento		4T23	3T23	4T22	2023	2022
EBITDA Aj.	Upstream	658	735	658	2.807	3.076
	Downstream	575	109	325	1.367	2.012
	Gas y energía	(38)	44	11	43	145
	Corporación	(13)	(79)	(84)	(214)	(244)
	Eliminaciones	(100)	118	24	55	(41)
	EBITDA ajustado	1.082	926	933	4.058	4.947
Inversiones	Upstream	1.084	1.150	1.007	4.266	3.150
	Downstream	324	321	347	1.140	837
	Gas y energía	41	40	34	178	78
	Corporación	17	35	34	100	127
	Eliminaciones	-	-	-	-	-
	Inversiones totales	1.466	1.546	1.421	5.684	4.192

Nota: EBITDA aj. de Downstream incluye efecto precio de productos oil en inventario: US\$(-73) millones [4T22]; US\$(-71) millones [3T23]; US\$37 millones [4T23]; US\$247 millones [2022]; y US\$(-164) millones [2023].

3.3 EVOLUCIÓN DEL EBITDA AJUSTADO: T/T & A/A



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



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

4. ANALISIS DE RESULTADOS POR SEGMENTO

4.1 UPSTREAM

Resultados Upstream								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						2022	2023	A/A Δ
	4T22	3T23	4T23	A/A Δ	T/T Δ			
Crudo	1.391	1.299	1.332	-4,2%	2,5%	5.243	5.399	3,0%
Gas natural	359	550	353	-1,6%	-35,7%	1.797	1.734	-3,5%
Otros	63	71	53	-16,4%	-26,0%	268	249	-7,2%
Ingresos	1.813	1.920	1.738	-4,1%	-9,5%	7.308	7.382	1,0%
Depreciaciones y amortizaciones	(558)	(693)	(620)	11,0%	-10,5%	(2.087)	(2.583)	23,7%
Costo de extracción	(668)	(746)	(719)	7,6%	-3,7%	(2.442)	(2.882)	18,0%
Regalías	(247)	(245)	(224)	-9,1%	-8,7%	(956)	(946)	-1,1%
Gastos de exploración	(23)	(16)	(19)	-17,4%	18,8%	(65)	(61)	-6,2%
Otros	117	(149)	(84)	N/A	-43,8%	(324)	(549)	69,7%
Rdo operativo antes de deterioro de activos	434	70	72	-83,4%	2,9%	1.433	361	-74,8%
Deterioro de activos	(25)	(506)	(1.782)	7028,0%	252,2%	(123)	(2.288)	1760,2%
Resultado operativo	409	(436)	(1.710)	N/A	292,2%	1.310	(1.927)	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	558	693	620	11,0%	-10,5%	2.087	2.583	23,7%
Perforaciones exploratorias improductivas	12	9	6	-50,0%	-33,3%	26	21	-19,2%
Deterioro de activos	25	506	1.782	7028,0%	252,2%	123	2.288	1760,2%
EBITDA	1.004	772	698	-30,5%	-9,6%	3.546	2.965	-16,4%
Arrendamientos	(49)	(37)	(40)	-18,3%	6,9%	(173)	(158)	-8,8%
Otros ajustes	(298)	-	-	N/A	N/A	(298)	-	N/A
EBITDA Ajustado	658	735	658	0,1%	-10,4%	3.076	2.807	-8,7%
Inversiones	1.007	1.150	1.084	7,7%	-5,8%	3.150	4.266	35,4%

Cash Costs unitarios								
Cifras no auditadas, en US\$/boe						2022	2023	A/A Δ
	4T22	3T23	4T23	A/A Δ	T/T Δ			
Costo de extracción	14,5	15,6	15,3	5,2%	-2,0%	13,3	15,4	15,6%
Regalías y otros impuestos	6,7	6,5	6,0	-10,6%	-7,7%	6,6	6,4	-2,4%
Otros costos	3,5	2,6	3,3	-5,4%	28,0%	2,8	2,9	4,4%
Total Cash Costs (US\$/boe)	24,8	24,7	24,6	-0,6%	-0,4%	22,6	24,6	9,0%

Los **ingresos** ascendieron a US\$7.382 millones en 2023 (similares a 2022), impulsados principalmente por mayor volumen vendido de petróleo (+6%), compensado en su mayoría por la contracción en su precio (-3%), que se vio especialmente afectado por el acuerdo entre refinadoras locales, empresas upstream y la Secretaría de Energía durante el 2° semestre del año, y en menor medida, por el declino en la demanda de gas natural (-3%).

El **costo de extracción** alcanzó US\$15,4/BOE en 2023 (+16% a/a), debido principalmente a la presión de costos en moneda local, dado que la inflación superó la devaluación, como también una mayor actividad en nuestras áreas no convencionales y costos de mantenimiento, compensadas en parte por la suba en la producción de petróleo. En nuestros bloques convencionales, el costo de extracción promedió US\$25,0/BOE (+20% a/a), mientras que en los no convencionales fue US\$5,3/BOE (+33% a/a). Con foco en nuestro *shale core hub* al 100%, el costo de extracción promedió US\$4,1/BOE (+13% a/a), un nivel muy competitivo a pesar del contexto macro.

Las **regalías** y otros impuestos promediaron US\$6,4/BOE en 2023 (-2% a/a), como consecuencia del mencionado descenso en la demanda de gas y en los precios de realización de hidrocarburos, parcialmente compensados por la creciente producción de petróleo.

Por último, es importante señalar que en 2023 la Compañía registró un **cargo por deterioro** no recurrente de US\$2.288 millones: US\$1.782 millones en el 4T23 por la revisión del valor recuperable de yacimientos convencionales maduros como consecuencia de una nueva estrategia de desinversión y US\$506 millones en el 3T23 en nuestros activos de gas natural por menores precios esperados a largo plazo como consecuencia del aumento de la competencia y la potencial sobreoferta en el mercado local en los próximos años.

El **EBITDA ajustado** ascendió a US\$2.807 millones en 2023 (-9% a/a), por mayor OPEX, menor precio local de petróleo y demanda reducida de gas, parcialmente compensados por la creciente producción de petróleo y el nuevo régimen cambiario para exportadores.

Las **inversiones** ascendieron a US\$4.266 millones (+35% a/a), siendo 65% actividad de perforación y *workover*, 29% nuevas instalaciones o expansión de las ya existentes, y 6% exploración y otras actividades del upstream. El 67% de las inversiones totales se destinaron a bloques no convencionales.

Actividad de perforación y *workover* mostró una tendencia positiva, completando un total de 318 pozos nuevos en nuestros bloques operados: 161 horizontales *shale* (138 petróleo y 23 gas) y 157 convencionales, alcanzando el mayor número de pozos horizontales *shale* completados en los últimos cuatro años.

En términos de **eficiencia en nuestras operaciones *shale***, en 2023 la Compañía continuó registrando nuevos récords de desempeño en perforación y fractura, promediando 274 metros por día en perforación y más de 200 etapas por set mensual en fractura, subiendo 9% y 6%, respectivamente vs. 2022. Además, en noviembre de 2023 se alcanzó la mayor velocidad de perforación para un pozo de diseño *slim* en el bloque Aguada del Chañar, llegando a 473 metros por día para un pozo de más de 2.500 metros de longitud horizontal, que fue perforado en su totalidad en 12 días. A su vez, en noviembre de 2023 se probaron con éxito dos motores bi-fuel para bombas de fractura en el bloque Bandurria Sur, sustituyendo hasta un 60% el consumo de gasoil por gas natural, con el objetivo de optimizar el uso del gas de venteo como combustible.

Con respecto a nuestra estrategia de exploración, durante 2023, nos adjudicaron dos nuevas concesiones exploratorias *shale* en Palermo Aike y continuamos avanzando en nuestra estrategia *off-shore*, esperando perforar el primer pozo exploratorio de Argentina en aguas ultra profundas en 2024.

Upstream información operativa	4T22	3T23	4T23	A/A Δ	T/T Δ	2022	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas								
Desglose producción neta								
Producción Crudo (Kbbld)	231,8	236,9	255,1	10,0%	7,7%	226,0	242,9	7,4%
Convencional	143,5	142,0	143,1	-0,3%	0,8%	146,3	143,0	-2,2%
Shale	85,1	92,2	109,4	28,5%	18,6%	76,6	97,2	26,9%
Tight	3,1	2,7	2,5	-18,8%	-6,4%	3,1	2,7	-14,6%
Producción NGL (Kbbld)	42,6	46,6	39,6	-7,0%	-15,1%	41,6	42,9	3,2%
Convencional	13,2	12,2	9,1	-31,0%	-25,1%	15,1	11,6	-23,3%
Shale	27,9	33,1	29,3	4,8%	-11,5%	25,2	30,1	19,6%
Tight	1,4	1,3	1,1	-17,0%	-13,1%	1,3	1,2	-5,5%
Producción Gas (Mm 3d)	35,7	37,5	34,4	-3,9%	-8,5%	37,5	36,2	-3,3%
Convencional	14,1	13,4	12,4	-12,6%	-7,6%	15,0	13,5	-10,0%
Shale	16,1	18,2	17,0	5,3%	-7,0%	16,0	17,2	7,8%
Tight	5,5	5,9	5,0	-8,4%	-15,0%	6,5	5,5	-15,4%
Producción Total (Kboed)	499,2	519,7	510,7	2,3%	-1,7%	503,3	513,6	2,0%
Convencional	245,7	238,4	230,1	-6,4%	-3,5%	255,4	239,2	-6,3%
Shale	214,4	240,0	245,4	14,4%	2,2%	202,4	235,8	16,5%
Tight	39,0	41,2	35,3	-9,6%	-14,4%	45,4	38,6	-15,0%
Precios promedio de realización								
Crudo (USD/bbl)	66,7	60,7	59,3	-11,0%	-2,2%	64,6	62,5	-3,3%
Gas Natural (USD/MMBTU)	3,0	4,3	2,9	-2,5%	-31,5%	3,6	3,6	-0,9%

La **producción de petróleo** en 2023 aumentó 7% a/a, gracias al sólido crecimiento *shale* (+27%), mientras que el convencional cayó sólo 2%, ya que el declino natural de los yacimientos maduros fue compensado en su mayoría por producción terciaria, que aumentó 38% a/a. El 70% de la producción terciaria total procedió del bloque Manantiales Behr. En el 4T, la producción de petróleo registró un aumento secuencial de casi 8%, impulsado por la estabilidad de la producción convencional y a una nueva suba notable del 19% en la producción *shale*.

La **producción de gas natural** en 2023 disminuyó 3% a/a, por la menor demanda, afectando la producción convencional, parcialmente compensada por una suba del 8% en *shale*. La **producción de NGL** creció 3% a/a, debido principalmente a las nuevas instalaciones conectadas entre Tratayén y nuestra filial Mega.

RESERVAS P1

2023	Petróleo crudo y condensado (millones de barriles)	Líquidos de gas natural (millones de barriles)	Gas Natural (miles de millones de pies cúbicos)	Total (millones de barriles equivalente de petróleo)
Reservas comprobadas, desarrolladas y no desarrolladas:				
Saldos al inicio del ejercicio	606	77	2.826	1.187
Revisiones de estimaciones anteriores	(63)	5	(80)	(72)
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	92	8	257	145
Compras y Ventas	-	-	-	-
Producción del ejercicio	(89)	(16)	(467)	(187)
Saldos al cierre del ejercicio	546	74	2.536	1.072
Reservas comprobadas, desarrolladas:				
Comienzo del ejercicio	262	36	1.637	590
Cierre del ejercicio	263	41	1.656	599
Reservas comprobadas, no desarrolladas:				
Comienzo del ejercicio	344	41	1.189	596
Cierre del ejercicio	283	33	880	473

Las **reservas probadas (P1)** cerraron el año 2023 en 1.072 Mboe (-10% a/a), principalmente por una caída sustancial del 26% en los yacimientos convencionales, mientras que *shale* se mantuvo sin grandes cambios.

La adición de reservas probadas de hidrocarburos (desarrolladas y no desarrolladas) alcanzó los 72 millones de barriles equivalentes de petróleo ("Mboe"), impulsada principalmente por los desarrollos progresivos de nuestras operaciones no convencionales y al efecto de las variaciones en los precios y costos del petróleo y gas. Dicho resultado se logró mediante la incorporación de 41 millones de barriles de líquidos y 31 Mboe correspondientes a reservas de gas. Dado que las reservas incorporadas durante el año fueron inferiores a la producción total del año 2023 (187 Mboe), el índice de reemplazo de reservas ("IRR") alcanzó 0,4x (0,3x petróleo y 0,4x gas) con 5,7 años de vida de reservas. Las reservas *shale* representaron el 71% del total de las reservas P1, promediando 8,8 años y IRR de 1,0x.

A continuación, se desglosan las principales variaciones de las adiciones de reservas P1 por cuenca:

- Cuenca Neuquina: principalmente adiciones no convencionales de los bloques La Amarga Chica y Bandurria Sur para petróleo y Aguada Pichana Oeste y La Calera para gas;
- Cuenca del Golfo San Jorge: adición de petróleo, mayormente del bloque Manantiales Behr, alineado con el desarrollo de las técnicas de recuperación terciaria; y
- Cuenca Cuyana: en su mayoría en el bloque Chachahuen Sur.

4.2 DOWNSTREAM

A partir del 4T23, la Compañía ha decidido fusionar los segmentos de Industrialización y Comercialización en un único segmento de Downstream. Asimismo, las ventas de gas natural fueron reasignadas al segmento de Gas y Energía, re-expresando la información comparativa correspondiente al período 1T22 — 3T23. Dicha reclasificación está alineada con la nueva estructura del *management* y busca simplificar la información del negocio y maximizar sinergias.

Resultados Downstream	4T22	3T23	4T23	A/A Δ	T/T Δ	2022	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Gasoil	1.774	1.563	1.672	-5,8%	7,0%	6.780	6.493	-4,2%
Naftas	885	824	943	6,6%	14,4%	3.460	3.493	1,0%
Otros mercado local	957	814	771	-19,4%	-5,3%	3.688	3.204	-13,1%
Export market	498	460	534	7,3%	16,2%	2.198	1.798	-18,2%
Ingresos	4.113	3.661	3.920	-4,7%	7,1%	16.125	14.988	-7,1%
Depreciaciones y amortizaciones	(154)	(141)	(143)	-7,0%	1,7%	(565)	(565)	0,1%
Costo de refinación y logística	(397)	(406)	(409)	3,0%	0,8%	(1.408)	(1.597)	13,4%
Importación de combustibles (a terceros)	(307)	(214)	(588)	91,5%	174,1%	(1.477)	(1.303)	-11,8%
Compras de crudo (intersegmento + a terceros)	(1.759)	(1.630)	(1.663)	-5,5%	2,0%	(6.619)	(6.832)	3,2%
Compras de biocombustibles (a terceros)	(269)	(198)	(153)	-43,3%	-22,8%	(987)	(810)	-17,9%
Productos agro (a terceros)	(142)	(194)	(73)	-48,8%	-62,5%	(1.222)	(634)	-48,1%
Variación de existencias	(298)	(265)	5	N/A	N/A	238	(148)	N/A
Otros	(597)	(623)	(442)	-26,0%	-29,1%	(2.563)	(2.203)	-14,0%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	189	(10)	455	140,7%	N/A	1.523	896	-41,2%
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	189	(10)	455	140,7%	N/A	1.523	896	-41,2%
Depreciaciones y amortizaciones	154	141	143	-7,0%	1,7%	565	565	0,1%
EBITDA	343	131	598	74,6%	358,2%	2.088	1.461	-30,0%
Arrendamientos	(18)	(22)	(24)	33,1%	8,4%	(76)	(94)	24,6%
EBITDA Ajustado	325	109	575	76,9%	427,8%	2.012	1.367	-32,1%
Efecto precio de inventarios de productos derivados del petróleo	(74)	(75)	40	N/A	N/A	226	(125)	N/A
EBITDA Ajustado excl. ef precio de inventarios productos oil	399	184	535	34,1%	191,5%	1.786	1.491	-16,5%
Inversiones	347	321	324	-6,6%	0,9%	837	1.140	36,2%

Las variaciones de existencias incluyen efecto precio por US\$ (73) millones en el 4T22, US\$ (71) millones en el 3T23, US\$ 37 millones en el 4T23, US\$ 247 millones en 2022 y US\$ (164) millones en 2023.

Los **ingresos** ascendieron a US\$14.988 millones en 2023 (-7% a/a), principalmente debido a la caída en los precios locales de combustibles, otros productos refinados, petroquímicos y fertilizantes, además de menores volúmenes exportados de granos y harinas (afectados por la sequía severa ocurrida en Argentina durante el primer semestre del año), parcialmente compensados por la reanudación de exportación de crudo Medanita a Chile y el aumento de la demanda local de combustibles, en particular, nafta.

Los **costos de refinación y logística** subieron 13% a/a en 2023, impulsados mayormente por el incremento de los costos de transporte, materiales y salarios, en línea con la evolución de las variables macro locales, como también el aumento en la demanda y niveles de procesamiento de crudo.

Las **importaciones de combustibles** bajaron 12% a/a en 2023, como consecuencia de menores precios internacionales (-18% vs. 2022), parcialmente compensados por la suba del 8% en volúmenes importados. Cabe destacar que en el 4T23 los volúmenes importados de combustibles subieron 173% t/t para abastecer la demanda local récord de combustibles y compensar la parada programada de una unidad de *topping* en la refinería La Plata. Sin embargo, los volúmenes anuales de combustibles importados se mantuvieron estables en niveles ordinarios, representando 11% de nuestra demanda local de combustibles.

Las **compras de crudo** (incluyendo intersegmento) crecieron 3% a/a en 2023, impulsadas principalmente por un aumento del 6% en los volúmenes (mayor nivel de procesamiento), compensado en parte por una contracción del 3% en los precios del crudo. Las **compras de biocombustibles** cayeron 18% a/a en 2023, derivado de una caída del 34% en biodiesel, afectada por las restricciones de suministro local, parcialmente compensadas por un aumento del 1% en bioetanol en línea con mayores volúmenes comprados.

El **EBITDA ajustado**, excluyendo el efecto precio de inventarios de productos oil, totalizó US\$1.491 millones en 2023 (-17% a/a), primordialmente debido a menores precios de combustibles y otros productos refinados y petroquímicos, sumados a la presión en los costos en un contexto inflacionario, parcialmente compensados por mayor nivel de procesamiento, además del nuevo régimen cambiario que benefició a las exportaciones de refinados y petroquímicos. Cabe mencionar que el EBITDA ajustado en el 4T23 creció significativamente, impulsado por la fuerte recuperación de los precios locales de combustibles, mayor nivel de procesamiento, el impacto de la devaluación en OPEX y los resultados positivos no recurrentes, tales como las devoluciones de impuestos sobre combustibles y el nuevo régimen cambiario para los exportadores, parcialmente compensados por mayores importaciones de combustibles.

El **EBITDA ajustado de Refino & Marketing**, en términos unitarios, alcanzó US\$11,0/bbl en 2023, en línea con los márgenes históricos de R&M de YPF de los últimos años, aunque por debajo de US\$14,6/bbl de 2022.

Las **inversiones** fueron US\$1.140 millones (+36% a/a): 60% refino, 20% midstream, 13% logística y 7% otros.

En nuestras **refinerías**, en 2023 las inversiones fueron alocadas principalmente en los siguientes proyectos:

- Nuevas especificaciones de combustibles, incluyendo la construcción de una nueva unidad de hidrotreatmento de gasoil en la refinería Luján de Cuyo y planta de hidrotreatmento de nafta y la renovación de unidades existentes de nafta en la refinería La Plata, estimando que estén en operativas en el 2T de 2024 y 4T de 2025, respectivamente.
- Renovación de una unidad de *topping* en la refinería La Plata, finalizada con éxito a fines del año y estimando una suba en la capacidad total de procesamiento de YPF en torno al 5%, con mayor nivel de procesamiento de crudo *shale*.
- Remodelación de las unidades de *topping* de las refinerías Luján de Cuyo y Plaza Huinul.

En cuanto a las inversiones en **midstream oil**, durante 2023 la Compañía continuó avanzando en los principales proyectos destinados a incrementar la capacidad de evacuación en la cuenca Neuquina:

- Ampliación del sistema existente hacia el Atlántico: nuestra filial **Oldelval** añadió 20 Kbb/d al sistema, alcanzando una capacidad de evacuación total de 300 Kbb/d. Además, **OTE** continuó con la construcción de dos nuevas instalaciones de almacenamiento de 50 Km³ cada una y la modernización de la terminal de exportación en Puerto Rosales.
- Evacuación al Pacífico: en mayo, se reanudó exitosamente el oleoducto transandino del sistema OTA/OTC tras 18 años de inactividad, permitiéndonos reiniciar las exportaciones estructurales de crudo Medanita. Además, en noviembre entró en funcionamiento el oleoducto **Vaca Muerta Norte**. Sin embargo, dado que el crudo *shale* que se exporta a Chile es aún más liviano, se espera que el crecimiento de las exportaciones a través de este nuevo oleoducto sea gradual, y que comience a aumentar durante 2024.
- Nueva Evacuación al Atlántico: con respecto al proyecto **Vaca Muerta Sur**, hemos logrado avances sólidos en el proceso de ingeniería de este nuevo oleoducto y terminal de exportación, obteniendo los permisos de construcción para el primer tramo de 127 km que conectará Loma Campana con Allen, así como los permisos ambientales para el proyecto completo. Asimismo, iniciamos el proceso de concurso de diseño tanto para el oleoducto como para la terminal de exportación.

Información Operativa Downstream	4T22	3T23	4T23	A/A Δ	T/T Δ	2022	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas								
Crudo procesado (Kbbld)	293,4	276,1	289,8	-1,2%	4,9%	285,5	294,4	3,1%
Utilización refinarias (%)	89,4%	84,1%	88,3%	-110bps	416bps	87,0%	89,7%	273bps

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

Volumenes vendidos a terceros (YPF Individual)								
Venta de productos refinados (Km3)	4.912	4.936	5.152	4,9%	4,4%	19.243	19.751	2,6%
Mercado local	4.431	4.581	4.675	5,5%	2,0%	17.719	18.085	2,1%
por nafta	1.487	1.500	1.618	8,8%	7,9%	5.680	6.063	6,7%
por gasoil	2.181	2.272	2.312	6,0%	1,7%	8.783	8.863	0,9%
Mercado externo	482	355	477	-1,0%	34,4%	1.524	1.666	9,3%
Venta de productos petroquímicos (Ktn)	116	151	126	9,0%	-16,2%	498	540	8,3%
Mercado local	95	86	57	-40,2%	-34,0%	396	296	-25,1%
Mercado externo	21	65	70	234,0%	7,6%	103	243	137,1%
Venta de fertilizantes, granos y harinas (Ktn)	498	431	252	-49,5%	-41,5%	2.248	1.346	-40,1%
Mercado local	406	365	252	-38,1%	-31,0%	1.015	1.168	15,1%
Mercado externo	92	66	0	N/A	N/A	1.232	178	-85,6%

Precios promedio netos								
Nafta (USD/m3) (mercado local)	544	499	532	-2,2%	6,7%	557	523	-6,1%
Gasoil (USD/m3) (mercado local)	770	640	683	-11,3%	6,6%	732	688	-5,9%
Petroquímicos y Otros prod. refinados (USD/bbl)	90	73	78	-13,5%	5,9%	96	78	-18,4%

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

El **crudo procesado** se ubicó en 294 Kbbld/d en 2023 (+3% a/a), registrando una utilización de la refinaría del 90%, gracias a la renovación de 2 unidades de *topping* en la refinaría La Plata, finalizadas a principios y fines del año, eliminando cuellos de botella en el procesamiento de crudo liviano, sumado a la optimización operativa de logística y mayor disponibilidad de crudo. Es importante mencionar que en 2023 alcanzamos el mayor nivel de procesamiento de crudo de los últimos 7 años y los mayores niveles de producción de nafta y destilados medios (gasoil y *jet fuel*) de los últimos 16 años.

Los **volúmenes de venta local de combustibles**, en 2023 registraron el nivel más alto despachado en todos los años, creciendo 3% a/a, con una participación de mercado promedio de 56,8%, levemente superior a la del año anterior (55,5%). Cabe destacar que en el 4T23 la demanda de combustibles continuó creciendo, registrando una expansión interanual del 9% y 6% en nafta y gasoil, respectivamente.

Los **volúmenes de petroquímicos** crecieron 8% en 2023, debido a mayor demanda foránea, liderada principalmente por las exportaciones de metanol, parcialmente compensada por una menor demanda local.

Los **volúmenes de venta de fertilizantes, granos y harinas** cayeron 40% a/a en 2023, como consecuencia de la sequía severa que ocurrió en Argentina en el primer semestre de 2023, parcialmente compensada por una mayor demanda de fertilizantes en el mercado local.

Los **precios promedios netos locales de combustibles medidos en dólares** bajaron 6% a/a, ya que los ajustes en los combustibles locales se mantuvieron por debajo de la devaluación de la moneda local, especialmente afectados por la discreta devaluación que tuvo lugar entre mediados de agosto y diciembre. Sin embargo, desde noviembre, la Compañía ajustó los precios en varias oportunidades, lo cual llevó en el 4T a una suba promedio en dólares del 6% t/t, reduciendo la brecha frente a la paridad de importación a 20%.

Los **precios de petroquímicos y otros productos refinados** disminuyeron 18% a/a, en línea con la tendencia bajista de los precios internacionales de petroquímicos y ciertos productos refinados, tales como *jet fuel* y GLP.

4.3 GAS Y ENERGIA

Resultados Gas y Energía	4T22	3T23	4T23	A/A Δ	T/T Δ	2022	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ventas como productores de gas natural (IS + a terceros)	332	516	329	-1,0%	-36,3%	1.677	1.615	-3,7%
Ventas de gas natural retail (a terceros)	93	171	(16)	N/A	N/A	551	388	-29,6%
Ingresos de Midstream Gas (intersegmentos + a terceros)	55	48	44	-18,9%	-7,3%	210	194	-7,6%
Otros	62	87	(39)	N/A	N/A	257	177	-31,2%
Ingresos	542	822	318	-41,3%	-61,3%	2.695	2.374	-11,9%
Depreciaciones y amortizaciones	(17)	(16)	(8)	-54,3%	-50,0%	(80)	(70)	-13,0%
Compras de gas natural retail (intersegmentos + a terceros)	(391)	(640)	(317)	-18,9%	-50,5%	(2.026)	(1.899)	-6,2%
Compras de Midstream Gas (intersegmentos)	(16)	(15)	(15)	-8,4%	-0,3%	(61)	(62)	1,3%
Costos operativos y Otros	(118)	(117)	(18)	-84,7%	-84,5%	(437)	(345)	-21,0%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	(1)	34	(40)	3881,9%	N/A	90	(3)	N/A
Deterioro de activos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	(1)	34	(40)	3881,9%	N/A	90	(3)	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	17	16	8	-54,3%	-50,0%	80	70	-13,0%
EBITDA	16	50	(32)	N/A	N/A	170	67	-60,7%
Arrendamientos	(6)	(6)	(6)	-0,2%	-4,2%	(25)	(24)	-7,2%
EBITDA Ajustado	11	44	(38)	N/A	N/A	145	43	-70,1%
Inversiones	34	40	41	20,6%	2,5%	78	178	128,2%

Los **ingresos** ascendieron a US\$2.374 millones (-12% a/a), debido principalmente a una caída del 30% en el precio en dólares en nuestra subsidiaria Metrogas (particularmente afectada por la devaluación a fin de año), ligeramente compensada por una suba del 1% en el volumen vendido. Otras ventas en moneda local y la contracción en la demanda de gas como productor también influyeron en la caída de los ingresos.

Las **compras de gas natural** disminuyeron 6% a/a, en línea con el descenso de las ventas de gas natural, mientras que los **costos operativos y otros** bajaron 21% a/a, principalmente por la citada devaluación.

El **EBITDA ajustado** alcanzó US\$43 millones (-70% a/a), explicado por menor precio de gas minorista en dólares en nuestra subsidiaria Metrogas, y la menor demanda de gas como productor, compensados en parte por el nuevo régimen cambiario para los exportadores.

Las **inversiones** totalizaron US\$178 millones (+128% a/a), las cuales continuaron enfocadas en la construcción de nuevas instalaciones de midstream de gas para descomprimir los cuellos de botella considerando el potencial de la formación Vaca Muerta. En este sentido, a fines de 2023 alcanzamos un avance del 93% en la modernización de la planta de NGL "Tex Loma La Lata", cuya primera fase se puso en marcha en septiembre de 2023 y se espera que esté en pleno funcionamiento en abril de 2024, añadiendo una capacidad de procesamiento de hasta 6 Mm3/d de gas natural y 600 toneladas/d de NGL en nuestros bloques *Core Hub*. Además, continuamos con el proyecto de ampliación del gasoducto Rincón del Mangrullo, alcanzando un avance del 94% y cuya finalización está prevista para fines de marzo de 2024.

Además, YPF y Petronas completaron el estudio de viabilidad y la ingeniería básica de la primera fase del proyecto de GNL durante 2023. Asimismo, Mega puso en marcha la primera etapa del proyecto de expansión del negocio de líquidos en Bahía Blanca, para subir 20% la capacidad de producción de propano para 2025.

5. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

5.1 RESUMEN ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Resumen consolidado Flujo de Efectivo	4T22	3T23	4T23	A/A Δ	T/T Δ	2022	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Efectivo al inicio del ejercicio	834	1.167	1.296	55,4%	11,1%	611	773	26,5%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	1.331	1.399	1.708	28,3%	22,1%	5.693	5.913	3,9%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(1.130)	(1.321)	(1.563)	38,3%	18,3%	(4.016)	(5.332)	32,8%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(155)	158	(111)	-28,4%	N/A	(1.227)	278	N/A
Ajustes de conversión & otros	(107)	(107)	(207)	93,5%	93,5%	(288)	(509)	76,7%
Efectivo al cierre del periodo	773	1.296	1.123	45,3%	-13,3%	773	1.123	45,3%
Inversiones en activos financieros	319	182	264	-17,2%	45,1%	319	264	-17,2%
Caja + inversiones corrientes al cierre	1.092	1.478	1.387	27,0%	-6,2%	1.092	1.387	27,0%
FCF	(188)	(379)	(60)	-68,1%	-84,2%	755	(740)	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).

El **flujo neto de efectivo de las actividades operativas** alcanzó US\$5.913 millones en 2023 (+4% a/a), a pesar de la contracción del EBITDA ajustado y del pago del acuerdo firmado con Maxus (US\$287 millones), debido principalmente al mayor cobro de dividendos de nuestras filiales, así como a otras variaciones positivas del capital de trabajo, como créditos fiscales consumidos a lo largo del año generados por un pago anticipado extraordinario del impuesto a las ganancias en 2022, el diferimiento temporal del pago de importaciones de materias primas y servicios, el diferimiento del pago de contribuciones sociales de empleados y derechos de exportación a 2024, según el acuerdo de precios de combustibles implementado por el Gobierno anterior en el 3T, y el régimen diferencial de tipo de cambio para exportadores y financiación externa, vigente hasta diciembre de 2023, además de una variación negativa de existencias no monetaria en 2023.

El **flujo de efectivo neto de las actividades de inversión** fue negativo en US\$5.332 millones en 2023, comparado con US\$4.016 millones negativos de 2022. Dicho aumento del 33% se debió principalmente a la expansión de nuestro plan de inversiones, casi un 36% superior a las del año 2022.

El **flujo de efectivo neto de las actividades de financiamiento** ascendió a US\$278 millones positivos en 2023, frente a los US\$1.227 millones negativos del año anterior, ya que la Compañía continuó avanzando en su plan financiero mediante la obtención de préstamos comerciales, tanto locales como *cross-border*, y recurriendo al mercado de capital local.

En consecuencia, el **flujo de fondos** del periodo fue negativo en US\$740 millones, ya que la ejecución continua de nuestro ambicioso plan de inversiones, sumado a nuestros pagos regulares de intereses y otros gastos, no pudo ser compensados totalmente por el flujo de las actividades operativas.

En términos de liquidez, nuestro **efectivo e inversiones a corto plazo** alcanzó US\$1.387 millones a fines de 2023, subiendo 27% vs. 2022. Continuamos con una estrategia activa en el manejo de la liquidez para minimizar la exposición cambiaria, sin registra una exposición cambiaria en el 4T23, frente al 8% en el 4T22 y 2% en el 3T23.

5.2 DEUDA NETA

Desglose Deuda Neta	4T22	3T23	4T23	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Deuda corto plazo	1.140	1.546	1.508	-2,5%
Deuda largo plazo	5.948	6.607	6.682	1,1%
Deuda Total	7.088	8.153	8.190	0,5%
Tasa de interés promedio para deuda AR\$	69,8%	109,2%	104,8%	
Tasa de interés promedio para deuda US\$	7,9%	6,2%	6,5%	
% deuda en AR\$	3,0%	2,5%	1,7%	
Caja y equivalente de caja	1.092	1.478	1.387	-6,2%
% de liquidez dolarizada	92%	98%	103%	
Deuda neta	5.996	6.675	6.803	1,9%

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

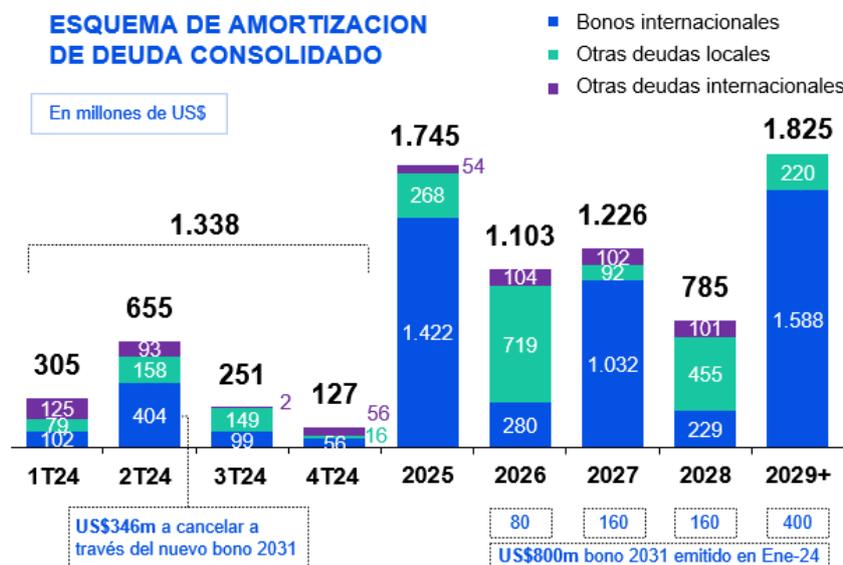
Al 31 de diciembre de 2023, la **deuda neta consolidada** de YPF ascendía a US\$6.803 millones, subiendo US\$128 millones t/t y US\$807 millones a/a. A pesar de la mayor deuda neta en comparación con el trimestre anterior, la Compañía logró mantener el ratio de apalancamiento neto en torno a 1,7x.

En términos de **financiamiento**, la Compañía completó su plan financiero del año refinanciando todas sus financiaciones comerciales que vencían durante el 4T23, además de acudir al mercado de capitales local mediante la emisión de un bono *dollar-linked* a 3 años a tasa 0% por US\$128 millones, con un precio de US\$135,3 por cada US\$100 de valor nominal, implicando un rendimiento negativo al vencimiento.

En cuanto a nuestro **perfil de vencimientos**, la Compañía enfrenta vencimientos de deuda en 2024 por US\$1.338 millones, concentrados principalmente en bonos internacionales, incluyendo la amortización final de las Obligaciones Negociables ("ON") 2024 por US\$346 millones y financiamientos comerciales a corto plazo por más de US\$500 millones.

El 10 de enero de 2024, la Compañía regresó al mercado de capital internacional mediante la emisión de un bono garantizado con exportaciones por un valor nominal de US\$800 millones. El nuevo bono tiene una tasa fija de 9,50%, venciendo en julio de 2031 y amortizando en 10 cuotas semestrales a partir de julio de 2026. Simultáneamente, se lanzó una oferta pública de adquisición en efectivo de las ON 2024, la cual resultó en el pago por adelantado de aproximadamente el 40% del monto en circulación.

El siguiente gráfico muestra el perfil de vencimientos del capital de la Compañía a diciembre de 2023:



6. TABLAS

6.1 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

Balance General Consolidado	En US\$ millones	
	2022-12-31	2023-12-31
Cifras no auditadas		
Activo No Corriente		
Activos intangibles	384	367
Propiedades, planta y equipo	17.510	17.712
Activos por derecho de uso	541	631
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1.905	1.676
Activos por impuesto diferido, netos	17	18
Otros créditos	205	158
Créditos por ventas	6	31
Inversiones en activos financieros	201	8
Total del Activo No Corriente	20.769	20.601
Activo Corriente		
Inventarios	1.738	1.683
Activos de contratos	1	10
Otros créditos	808	381
Créditos por ventas	1.504	973
Inversiones en activos financieros	319	264
Efectivo y equivalentes de efectivo	773	1.123
Total del Activo Corriente	5.143	4.434
Total del Activo	25.912	25.035
Total Patrimonio Neto	10.552	9.051
Pasivo No Corriente		
Provisiones	2.571	2.660
Pasivos por impuesto diferido, netos	1.733	1.242
Pasivos de contratos	0	34
Impuesto a las ganancias a pagar	26	4
Cargas fiscales	1	0
Remuneraciones y cargas sociales	1	0
Pasivos por arrendamientos	272	325
Préstamos	5.948	6.682
Otros pasivos	19	112
Cuentas por pagar	6	5
Total del Pasivo No Corriente	10.577	11.064
Pasivo Corriente		
Provisiones	199	181
Pasivos de contratos	77	69
Impuesto a las ganancias a pagar	27	31
Cargas fiscales	173	139
Remuneraciones y cargas sociales	297	210
Pasivos por arrendamientos	294	341
Préstamos	1.140	1.508
Otros pasivos	12	122
Cuentas por pagar	2.564	2.319
Total del Pasivo Corriente	4.783	4.920
Total del Pasivo	15.360	15.984
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	25.912	25.035

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

6.2 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados	4T22	3T23	4T23	A/A Δ	T/T Δ	2022	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ingresos	4.645	4.504	4.194	-9,7%	-6,9%	18.757	17.311	-7,7%
Costos	(3.701)	(3.689)	(3.356)	-9,3%	-9,0%	(13.684)	(13.853)	1,2%
Resultado bruto	944	815	838	-11,2%	2,8%	5.073	3.458	-31,8%
Gastos de comercialización	(452)	(483)	(419)	-7,3%	-13,3%	(1.896)	(1.804)	-4,9%
Gastos de administración	(198)	(194)	(187)	-5,6%	-3,6%	(657)	(705)	7,3%
Gastos de exploración	(23)	(16)	(19)	-17,4%	18,8%	(65)	(61)	-6,2%
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(25)	(506)	(1.782)	7028,0%	252,2%	(123)	(2.288)	1760,2%
Otros resultados operativos, netos	196	(3)	152	-22,4%	N/A	150	152	1,3%
Resultado operativo	442	(387)	(1.417)	N/A	266,1%	2.482	(1.248)	N/A
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	58	44	(133)	N/A	N/A	446	94	-78,9%
<i>Ingresos financieros</i>	804	1.042	2.054	155,5%	97,1%	2.188	4.489	105,2%
<i>Costos financieros</i>	(773)	(930)	(1.497)	93,7%	61,0%	(2.315)	(3.979)	71,9%
<i>Otros resultados financieros</i>	89	94	(8)	N/A	N/A	255	387	51,8%
Resultados financieros, netos	120	206	549	357,5%	166,5%	128	897	600,8%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	620	(137)	(1.001)	N/A	630,7%	3.056	(257)	N/A
Impuesto a las ganancias	(156)	-	(860)	451,3%	N/A	(822)	(1.020)	24,1%
Resultado neto del período	464	(137)	(1.861)	N/A	1258,4%	2.234	(1.277)	N/A
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	465	(128)	(1.860)	N/A	1353,1%	2.228	(1.312)	N/A
Resultado neto atribuible al interés no controlante	(1)	(9)	(1)	0,0%	-88,9%	6	35	483,3%
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	1,19	(0,33)	(4,75)	N/A	1339,4%	5,67	(3,35)	N/A

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

7. ACERCA DE YPF

YPF es la empresa energética más grande de Argentina, integrada en la cadena de valor del petróleo y el gas en su totalidad. Nuestros principales negocios son: (i) en el upstream, producimos aproximadamente 35% y 30% del crudo y gas natural del país, respectivamente; (ii) en el downstream, operamos 3 refinerías que representan aproximadamente el 50% de la capacidad de refinación de Argentina y lideramos las ventas locales de gasoil y nafta con una participación de mercado superior al 55%; y (iii) en gas y energía, Metrogas, nuestra subsidiaria, distribuye alrededor del 25% del gas natural del país, mientras que YPF Luz, nuestra filial, es la tercera empresa de generación eléctrica de Argentina. El Gobierno es el accionista mayoritario, con una participación del 51%, e YPF cotiza en NYSE y ByMA.

8. DISCLAIMER

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 período. 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.