

YPF

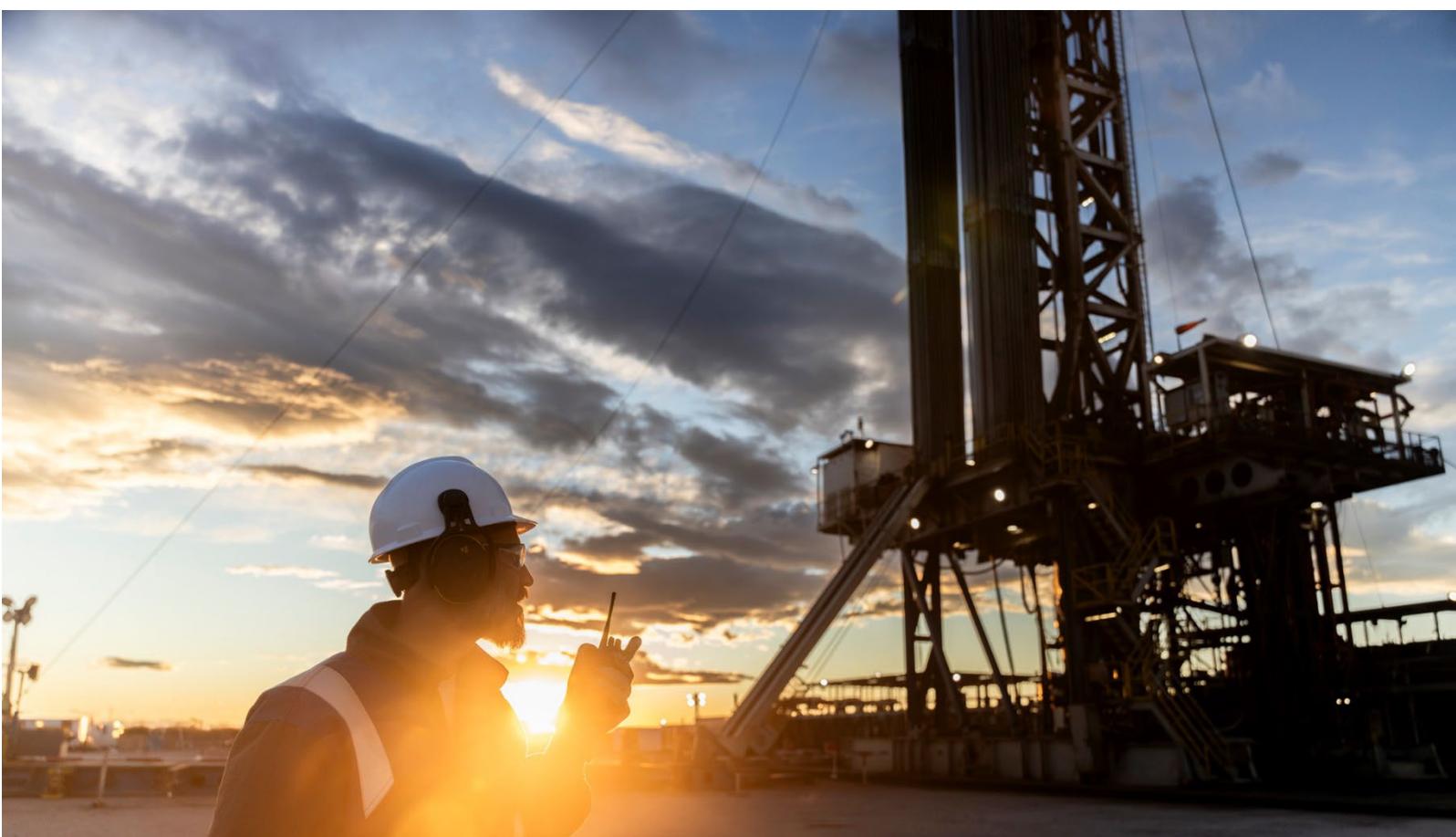
2024 & 4T24

Presentación Webcast: 7 de Marzo de 2025
9:00 am ET / 11:00 am BAT

Seguí la presentación de resultados vía web:

Hace click acá

YPF S.A.
RESULTADOS
CONSOLIDADOS



CONTACTO DE RELACIÓN CON INVERSORES

<https://investors.ypf.com>

Inversoresypf@ypf.com

Margarita.chun@ypf.com

EQUIPO RI

MARGARITA CHUN – GERENTE RI

VALENTINA LÓPEZ – RI

CHRISTIAN GONZÁLEZ – RI

PRINCIPALES HITOS DEL 2024 & 4T24

	KPI	4T24	3T24	T/T Δ	4T23	A/A Δ	2024	2023	Δ
Financieros	Ingresos	4.751	5.297	-10%	4.194	13%	19.293	17.311	11%
	EBITDA Ajustado	839	1.366	-39%	1.082	-22%	4.654	4.058	15%
	Resultado neto	(284)	1.485	N/A	(1.861)	-85%	2.393	(1.277)	N/A
	Inversiones	1.320	1.353	-2%	1.368	-4%	5.041	5.299	-5%
	FCF	64	(173)	N/A	(60)	N/A	(760)	(740)	3%
	Deuda neta	7.434	7.506	-1%	6.803	9%	7.434	6.803	9%
	Ratio de apalancamiento neto (x)	1,6	1,5	4%	1,7	-5%	1,6	1,7	-5%
Upstream	Producción total (Kboe/d)	520,6	558,7	-7%	510,7	2%	536,1	513,6	4%
	Crudo (Kbbl/d)	269,8	255,8	5%	255,1	6%	257,5	242,9	6%
	Gas Natural (Mm3/d)	34,3	40,3	-15%	34,4	0%	37,4	36,2	3%
	NGL (Kbbl/d)	35,2	49,5	-29%	39,6	-11%	43,1	42,9	0%
	Precio de crudo (US\$/bbl)	65,7	68,3	-4%	59,3	11%	68,2	62,5	9%
	Precio de gas natural (US\$/MBTU)	3,1	4,5	-30%	2,9	6%	3,7	3,6	4%
	Export. crudo medanita (Kbbl/d)	40,8	41,3	-1%	20,7	97%	34,9	12,7	174%
	Producción Crudo Shale (Kbbl/d)	138,1	125,7	10%	109,4	26%	122,4	97,2	26%
	Costos extracción (US\$/boe)	17,3	16,1	7%	15,3	13%	15,6	15,4	2%
	Costos extrac. core hub (US\$/boe)	4,2	4,6	-8%	4,0	6%	4,2	4,1	3%
Downstream	Crudo procesado (Kbbl/d)	304,1	298,3	2%	289,8	5%	300,7	294,4	2%
	Utilización refinarias (%)	90%	88%	2%	88%	2%	89%	90%	-1%
	Venta local combustibles (Km3)	3.577	3.449	4%	3.929	-9%	13.947	14.926	-7%
	Precio neto local comb. (US\$/m3)	685	716	-4%	620	10%	701	621	13%
	Combustible importado (Km3)	44	123	-64%	711	-94%	309	1.629	-81%
	EBITDA Ajustado R&M (US\$/bbl)	11,3	13,3	-15%	16,8	-33%	13,7	11,0	24%

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.

El EBITDA aj. fue US\$4.654 millones en **2024** (+15% a/a), principalmente por la recuperación del precio local de combustibles, la creciente exportación de petróleo y expansión del petróleo *shale*, junto con menores importaciones de combustibles (volumen y costo unitario) y mejores tarifas en Metrogas; parcialmente compensados por contracción en demanda local de combustibles (especialmente gasoil) y mayor costo unitario de petróleo comprado a terceros en las refineras. Además, el desempeño del '24 incluye ~(-US\$300 millones) de campos maduros y ~(-US\$85 millones) de clima adverso en la producción convencional en Patagonia. En el **4T24**, el EBITDA aj. fue US\$839 millones (-39% t/t), principalmente por menores ventas estacionales de gas y menores precios de venta y valor de nuestros inventarios de combustibles, en línea con paridades internacionales, y marginalmente, provisión medioambiental en Downstream; parcialmente compensados por la creciente producción de petróleo *shale* y la recuperación del convencional en Patagonia.

YPF es el mayor productor de shale oil en Vaca Muerta (VM): promediamos 122 kbbl/d en **2024** (+26% a/a & 31% de VM), en línea con el target (>120 kbbl/d). En el **4T24** fue 138 kbbl/d (+10% t/t & 32% de VM).

Las exportaciones de petróleo (mayoría a Chile) fueron 35 kbbl/d en **2024** (+174% a/a) y 41 kbbl/d en el **4T24** (estable t/t).

Las reservas P1 de shale en Vaca Muerta fueron 854 Mboe en 2024 (+13% a/a & 78% del total) con un índice de reemplazo de reservas de 1,9x y 8,3 años de vida promedio: 50% petróleo, 43% gas y 7% NGL.

Avances en nuestros principales proyectos:

- **Programa de Salida de Campos Maduros¹** (50 bloques): cobramos US\$136 millones en 2024 por la transferencia de 3 bloques (Prov. Mendoza & Chubut), más anticipos de otros bloques. Posterior al 2024, transferimos 2 bloques más (Prov. Chubut & Río Negro). Actualmente, 21 bloques se encuentran en etapa final (principalmente Prov. Mendoza & Neuquén) y 24 bloques están en negociación avanzada en curso (principalmente Prov. Santa Cruz & Tierra del Fuego).
- **Oleoducto de exportación VMOS** (~550 kbbl/d en 2S27, ~US\$3 mil millones de CAPEX): YPF tiene la mayor participación del 27% entre los cargadores iniciales (445 kbbl/d): YPF (120 kbbl/d). La construcción comenzó en ene-25, con objetivo de hacerlo *Project Finance* (70% deuda y 30% capital).

Por último, además de los dos bonos internacionales emitidos en 2024 (Ene: US\$800 millones garantizado con exportaciones y rendimiento del 9,75% a 7 años & Sep: US\$540 millones no garantizado y rendimiento del 8,75% a 7 años), en Ene-25 emitimos **US\$1.100 millones en bono internacional no garantizado**

¹ Costo de extracción del 2023 (US\$/BOE): convencional ~25 vs. shale ~5. Inversiones en campos maduros convencionales '23: ~US\$800 millones.

(rendimiento del 8,5% a 9 años) para refinanciar US\$757 millones de ON Jul-25 (pagado anticipadamente US\$315 millones en una oferta de compra en efectivo, y el resto ejerciendo una opción de rescate *make-whole* en Feb-25) y adquirir 54% de Sierra Chata (bloque *shale gas* de VM).

Buenos Aires, 6 de marzo de 2025 – YPF (BYMA: YPF | NYSE: YPF²). Información se basa en los EEEF, preparados según las NIIF vigentes en Argentina. La suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo. La moneda funcional de la Compañía es US\$.

1. ANALISIS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS DEL 2024 & 4T24

Desglose Ingresos Consolidados	4T24	3T24	4T23	T/T Δ	A/A Δ	2024	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Gasoil	1.581	1.646	1.672	-4,0%	-5,4%	6.454	6.493	-0,6%
Nafta	1.022	1.023	943	0,0%	8,4%	4.013	3.493	14,9%
Gas natural como productores (a terceros)	258	514	279	-49,8%	-7,6%	1.469	1.399	5,0%
Otros	1.117	1.366	738	-18,2%	51,3%	4.435	4.013	10,5%
Total Mercado Local	3.979	4.549	3.632	-12,5%	9,5%	16.371	15.399	6,3%
Jet fuel	105	125	152	-16,4%	-31,1%	503	547	-8,0%
Granos y harinas	131	99	0	33,2%	N/A	387	77	401,8%
Crudo	262	285	151	-7,9%	73,3%	962	362	166,1%
Petroquímicos y otros	274	240	258	14,5%	6,1%	1.070	927	15,4%
Total Mercado Externo	772	748	562	3,3%	37,5%	2.922	1.912	52,8%
Total Ingresos	4.751	5.297	4.194	-10,3%	13,3%	19.293	17.311	11,4%

Los Ingresos Netos fueron US\$19.293 millones en **2024** (+11% a/a), principalmente por la recuperación de precios locales de combustibles (a pesar de la significativa devaluación en Dic-23), mayor exportación de petróleo y actividad *shale*, aumentos de tarifas en Metrogas (subsidiaria con moneda funcional en AR\$, también afectada por la devaluación en Dic-23), y mayores exportaciones de granos y harinas ('23 afectado por sequía), parcialmente compensados por la contracción de la demanda de combustibles, principalmente gasoil (2023 hubo demanda extraordinaria con precio reducido).

En el **4T24**, los ingresos netos bajaron 10% t/t, principalmente por menor venta estacional del gas y caída de precios locales de combustibles, alineados con paridades internacionales, parcialmente compensadas por recuperación gradual de demanda local de combustibles, además de mayor demanda estacional de naftas.

Desglose Costos Consolidados	4T24	3T24	4T23	T/T Δ	A/A Δ	2024	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Costo de extracción	(828)	(827)	(719)	0,1%	15,2%	(3.066)	(2.882)	6,4%
Otros Upstream	(200)	(199)	(115)	0,5%	73,4%	(673)	(368)	82,8%
Costos de refinación y logística	(419)	(428)	(409)	-2,1%	2,4%	(1.588)	(1.597)	-0,6%
Otros Downstream	(247)	(178)	(185)	38,9%	33,7%	(735)	(652)	12,8%
GyE, Corpo y Otros	(342)	(330)	(39)	3,6%	782,2%	(1.158)	(548)	111,2%
Total Costos Operativos	(2.036)	(1.962)	(1.467)	3,8%	38,8%	(7.220)	(6.047)	19,4%
Depreciaciones y Amortizaciones	(795)	(674)	(780)	18,0%	1,9%	(2.759)	(3.273)	-15,7%
Regalías	(261)	(294)	(227)	-11,5%	14,7%	(1.095)	(958)	14,2%
Otros	(392)	(338)	(205)	16,2%	91,5%	(1.385)	(995)	39,3%
Total Otros Costos	(1.448)	(1.306)	(1.212)	10,9%	19,5%	(5.239)	(5.226)	0,2%
Importación de combustibles (incluye jet fuel)	(28)	(98)	(588)	-71,9%	-95,3%	(225)	(1.303)	-82,8%
Compras de crudo a terceros	(440)	(471)	(308)	-6,5%	42,7%	(1.755)	(1.326)	32,3%
Compras de biocombustibles	(212)	(233)	(153)	-9,2%	38,7%	(910)	(819)	11,1%
Compras productos agro	(133)	(208)	(73)	-36,1%	83,0%	(602)	(634)	-5,1%
Otras compras	(206)	(352)	(112)	-41,6%	83,3%	(1.038)	(1.024)	1,4%
Variación de existencias	(157)	157	(68)	N/A	130,9%	(127)	(44)	188,6%
Total de Compras y Variación de existencias	(1.176)	(1.206)	(1.302)	-2,5%	-9,7%	(4.657)	(5.150)	-9,6%
Otros resultados operativos, netos	(559)	(48)	152	1064,6%	N/A	(609)	152	N/A
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	(61)	(21)	(1.782)	190,5%	-96,6%	(87)	(2.288)	-96,2%
Total Costos Operativos + Compras + Deterioro de Activos	(5.280)	(4.543)	(5.611)	16,2%	-5,9%	(17.812)	(18.559)	-4,0%

La variación de existencias incluye el efecto precio por (US\$ 47) millones en el 4T24, US\$ 94 millones en el 3T24, (US\$ 29) millones en el 4T23, (US\$ 111) millones en el 2024 y (US\$ 62) millones en el 2023.

Los costos operativos fueron US\$7.220 millones en **2024** (+19% a/a), principalmente por el impacto de la devaluación de Dic-23 en Metrogas y AESA (moneda funcional AR\$), junto con una mayor actividad *shale* y el impacto negativo de campos maduros. En el **4T24**, el OPEX subió 4% t/t, mayoritariamente por una provisión medioambiental extraordinaria en Downstream, parcialmente compensada por eficiencias obtenidas en ese mismo segmento gracias a reorganizaciones logísticas.

Otros Costos fueron US\$5.239 millones en **2024** (estables a/a), sobre todo porque las mayores regalías (asociadas a ventas de hidrocarburos), derechos de exportación de petróleo y perforaciones exploratorias

² 1 ADR = 1 acción. El capital social emitido ascendió a 393.312.793 acciones a Dic-2024 (51% Gobierno Argentino; 32% NYSE y 17% ByMA).

improductivas fueron parcialmente compensados por menor depreciación y amortización de campos maduros. En el **4T24**, Otros Costos subieron 11% t/t, principalmente por mayores depreciaciones en activos *shale*.

Las Compras y Variaciones de Existencias fueron US\$4.657 millones en **2024** (-10% a/a), gracias a una reducción sustancial de importaciones de combustible (contracción de la demanda local tras la recuperación de precios, combinada con menor actividad económica y la expansión de la capacidad de refino), parcialmente compensada por mayores compras de crudo a terceros (aumento de precios locales del petróleo y suba de capacidad de procesamiento), y en menor medida, mayores compras de granos y harinas.

En el **4T24**, las Compras y Variaciones de Existencias cayeron 3% t/t, primordialmente por menor estacionalidad del gas, productos agrícolas y gasoil, como también precios reducidos del petróleo. Además, las **variaciones de existencias** totalizaron (-US\$157 millones) en el 4T24, principalmente por consumos de existencias de combustibles y productos agrícolas, combinados con menores precios internacionales de referencia que redujeron el valor de las existencias. En el 3T24, se registró una ganancia de US\$157 millones, impulsada mayoritariamente por mayor costo de reposición, junto con mayores niveles de inventarios.

Otros resultados operativos, netos fueron (-US\$609 millones) en **2024** (vs. ganancia de US\$152 millones en 2023), primordialmente por costos no recurrentes relacionados con campos maduros (provisión para optimizaciones operativas e indemnizaciones por despido, así como por cambio en el valor razonable de activos mantenidos para venta), y marginalmente, menores ingresos por el régimen cambiario para exportadores. En el **4T24**, la variación secuencial de otros resultados operativos netos estuvo relacionada principalmente con campos maduros antes mencionados. El **deterioro** de PP&E y la desvalorización de inventarios fue US\$87 millones en **2024**, vs. US\$2.288 millones en 2023 (US\$1.782 millones en el 4T23 relacionados con campos maduros).

Desglose Resultado neto	4T24	3T24	4T23	T/T Δ	A/A Δ	2024	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Resultado operativo	(530)	754	(1.417)	N/A	-62,6%	1.480	(1.248)	N/A
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	133	107	(133)	24,3%	N/A	396	94	321,3%
Resultados financieros, netos	(112)	(163)	549	-31,3%	N/A	(695)	897	N/A
Resultado antes de impuestos	(509)	698	(1.001)	N/A	-49,2%	1.181	(257)	N/A
Impuesto a las ganancias	225	787	(860)	-71,4%	N/A	1.212	(1.020)	N/A
Resultado neto	(284)	1.485	(1.861)	N/A	-84,7%	2.393	(1.277)	N/A
Resultado neto antes de deterioro de activos	(244)	1.499	(703)	N/A	-65,2%	2.450	210	1065,3%

Los **resultados financieros, netos** registraron (-US\$695) millones en **2024** (vs. ganancia de US\$897 millones en 2023), principalmente por el impacto de la devaluación en la posición monetaria-pasiva en AR\$ en 2023, y marginalmente, menores ganancias de intereses. En el **4T24**, los resultados financieros netos fueron de (-US\$112 millones) (-31% t/t), mayoritariamente por mayores ganancias por tenencia de activos financieros.

El **impuesto a las ganancias** registró un importe positivo de US\$1.212 millones en **2024**, ya que la devaluación fue inferior a la inflación, generando menores deudas fiscales futuras. En el **4T24**, la variación secuencial de (-US\$562 millones) fue explicada por beneficio reducido de impuesto a ganancias diferido.

En consecuencia, el **resultado neto** totalizó una ganancia de US\$2.393 millones en **2024**, comparado con una pérdida de US\$1,277 millones en 2023. En el **4T24**, el resultado neto fue una pérdida de US\$284 millones, frente a una ganancia de US\$1.485 millones en el 3T24.

2. EBITDA AJUSTADO & INVERSIONES

2.1 RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO

Reconciliación EBITDA Ajustado	4T24	3T24	4T23	T/T Δ	A/A Δ	2024	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Resultado neto	(284)	1.485	(1.861)	N/A	-84,7%	2.393	(1.277)	N/A
Resultados financieros, netos	112	163	(549)	-31,3%	N/A	695	(897)	N/A
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(133)	(107)	133	24,3%	N/A	(396)	(94)	321,3%
Impuesto a las ganancias	(225)	(787)	860	-71,4%	N/A	(1.212)	1.020	N/A
Perforaciones exploratorias improductivas	77	1	6	7600,0%	1183,3%	133	21	533,3%
Depreciaciones y amortizaciones	795	674	780	18,0%	1,9%	2.759	3.273	-15,7%
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	61	21	1.782	190,5%	-96,6%	87	2.288	-96,2%
EBITDA	403	1.450	1.151	-72,2%	-65,0%	4.459	4.334	2,9%
Arrendamientos	(85)	(84)	(69)	1,1%	22,2%	(326)	(276)	18,0%
Provisión por optimizaciones operativas	266	-	-	N/A	N/A	266	-	N/A
Rdo por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta	260	-	-	N/A	N/A	260	-	N/A
Resultado por venta de activos	(6)	-	-	N/A	N/A	(6)	-	N/A
EBITDA Ajustado	839	1.366	1.082	-38,6%	-22,5%	4.654	4.058	14,7%

2.2 EBITDA AJUSTADO E INVERSIONES POR SEGMENTO

Segmentos		4T24	3T24	T/T Δ	4T23	A/A Δ	2024	2023	Δ
EBITDA Aj.	Upstream	597	784	-24%	659	-9%	3.028	2.804	8%
	Downstream	382	448	-15%	535	-29%	1.767	1.492	18%
	Gas y energía	35	143	-75%	(38)	N/A	207	43	378%
	Corporación	(128)	(67)	93%	(13)	881%	(273)	(211)	30%
	Eliminaciones	(48)	58	N/A	(60)	-21%	(76)	(70)	9%
EBITDA ajustado		839	1.366	-39%	1.082	-22%	4.654	4.058	15%
Inversiones	Upstream	883	983	-10%	995	-11%	3.664	3.889	-6%
	Downstream	313	298	5%	311	1%	1.107	1.076	3%
	Gas y energía	70	45	54%	42	67%	146	179	-18%
	Corporación	54	26	108%	20	166%	124	155	-20%
	Eliminaciones	-	-	N/A	-	N/A	-	-	N/A
Inversiones totales		1.320	1.353	-2%	1.368	-4%	5.041	5.299	-5%

Nota: EBITDA Aj. de Downstream excluye efecto precio de productos oil, el cual se incluye en Eliminaciones

3. ANALISIS DE RESULTADOS POR SEGMENTO

3.1 UPSTREAM

Resultados Upstream	4T24	3T24	4T23	T/T Δ	A/A Δ	2024	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Crudo	1.591	1.599	1.332	-0,5%	19,5%	6.317	5.399	17,0%
Gas natural	345	616	353	-43,9%	-2,2%	1.825	1.734	5,3%
Otros	33	31	25	4,6%	31,6%	132	110	20,3%
Ingresos	1.969	2.246	1.710	-12,3%	15,1%	8.275	7.243	14,2%
Depreciaciones y amortizaciones	(566)	(475)	(616)	19,3%	-8,1%	(1.963)	(2.568)	-23,6%
Costo de extracción	(828)	(827)	(719)	0,1%	15,2%	(3.066)	(2.882)	6,4%
Regalías	(258)	(291)	(224)	-11,5%	15,0%	(1.083)	(946)	14,5%
Otros costos	(839)	(299)	(76)	181,0%	1009,3%	(1.570)	(475)	230,5%
Rdo operativo antes de deterioro de activos	(522)	354	76	N/A	N/A	594	373	59,5%
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	(58)	(21)	(1.782)	176,2%	-96,7%	(79)	(2.288)	-96,5%
Resultado operativo	(580)	333	(1.706)	N/A	-66,0%	515	(1.915)	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	566	475	616	19,3%	-8,1%	1.963	2.568	-23,6%
Perforaciones exploratorias improductivas	77	1	6	7600,0%	1183,3%	133	21	533,3%
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	58	21	1.782	176,2%	-96,7%	79	2.288	-96,5%
EBITDA	121	830	697	-85,4%	-82,6%	2.690	2.962	-9,2%
Arrendamientos	(44)	(45)	(40)	-2,3%	11,8%	(183)	(158)	15,9%
Provisión por optimizaciones operativas	266	-	-	N/A	N/A	266	-	N/A
Rdo por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta	260	-	-	N/A	N/A	260	-	N/A
Resultado por venta de activos	(6)	-	-	N/A	N/A	(6)	-	N/A
EBITDA Ajustado	597	784	658	-23,8%	-9,2%	3.028	2.804	8,0%
Inversiones	883	983	995	-10,2%	-11,3%	3.664	3.889	-5,8%

Cash Costs unitarios	4T24	3T24	4T23	T/T Δ	A/A Δ	2024	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$/boe								
Costo de extracción	17,3	16,1	15,3	7,4%	13,0%	15,6	15,4	1,6%
Regalías y otros impuestos	6,7	7,0	6,0	-3,7%	11,6%	6,9	6,4	7,5%
Otros costos	4,3	4,1	2,7	6,9%	60,9%	3,6	2,2	62,0%
Total Cash Costs (US\$/boe)	28,3	27,1	24,0	4,3%	17,8%	26,1	24,0	8,8%

Los ingresos ascendieron a US\$8.275 millones en **2024** (+14% y/y), principalmente por mayor precio del petróleo (+9%), expansión del petróleo *shale* y mayores ventas de gas (+4% precio y +2% volumen), parcialmente compensados por el impacto climático en la producción convencional en Patagonia en 2024 (mediados de junio – principios de agosto). En el **4T24**, los ingresos cayeron 12% t/t, debido sobre todo a menores ventas estacionales de gas y, marginalmente, menor precio del petróleo (pero mayor volumen).

El costo de extracción alcanzó US\$15,6/BOE en **2024** (+2% a/a), debido principalmente a campos maduros, compensados en gran medida por la expansión del petróleo *shale*. El **convencional** fue US\$28,3/BOE (+13% a/a), pero **no convencional** fue US\$5,2/BOE (-2% a/a). Asimismo, es importante señalar que, excluyendo los campos maduros, el costo total de extracción podría haber sido inferior a US\$9/BOE en 2024. En el **4T24**, el costo de extracción fue US\$17,3/BOE (+7% t/t), principalmente por mayores costos en términos reales.

En cuanto al costo de extracción en nuestros bloques **shale core hub** (con una participación del 100%), se mantuvo estable en US\$4,2/BOE en **2024**, reflejando nuestro enfoque y esfuerzos dedicados en el petróleo *shale* de Vaca Muerta. En el **4T24**, gracias a la alta productividad y eficiencias logradas en nuestras operaciones, se contrajo un 8% t/t, cerrando en un nivel competitivo de US\$4,2/BOE.

Las regalías y otros impuestos promediaron US\$6,9/BOE (+7% a/a) en **2024**, debido principalmente a mayores precios de crudo y gas, mientras que en el **4T24** fueron US\$6,7/BOE (-4% t/t), mayoritariamente por menor precio estacional del gas y, en menor medida, al menor precio del crudo.

Otros costos fueron US\$1.570 millones en **2024** (vs. US\$475 millones en 2023), principalmente por mayores costos asociados a campos maduros (que se produjeron en el 4T24) y, en menor medida, a las perforaciones exploratorias improductivas. En el **4T24**, Otros costos fueron US\$839 millones (+US\$541 millones t/t), principalmente derivados de los mayores costos de campos maduros antes mencionados.

El EBITDA aj. ascendió a US\$3.028 millones (+8% a/a) en **2024**, primordialmente por mayores ventas de hidrocarburos (sobre todo por aceleración de producción *shale* y aumento del precio del petróleo), compensadas por campos maduros por ~(-US\$300 millones) y menor producción convencional debida al impacto climático antes mencionado por ~(-US\$85 millones). En el **4T24**, el EBITDA aj. fue US\$597 millones (-24% t/t), principalmente explicado por menores ventas estacionales de gas y mayores costos relacionados con la productividad de los campos maduros, parcialmente compensados por el aumento de la producción de petróleo *shale* y la recuperación de la producción convencional por el clima de la Patagonia.

Las inversiones fueron US\$3.664 millones (-6% a/a) en **2024**, pero en el desglose, US\$3,2 mil millones se destinaron al no convencional (vs. US\$2,5 mil millones en 2023), en línea con el foco de la Compañía sobre el crecimiento del petróleo *shale*.

Las actividades de perforación y workover en nuestros bloques operados no convencionales registraron un rendimiento excepcional en 2024, creciendo en todas las fases del ciclo de pozos horizontales: 207 pozos perforados (+14 a/a), 189 pozos terminados (+17% a/a) y 195 pozos enganchados (+29%), en su mayoría pozos de petróleo.

En términos de **eficiencia en nuestras operaciones no convencionales**, superamos los objetivos fijados para 2024, promediando 308 metros/día en perforación de nuestros bloques core-hub (target: >290), y 233 etapas por set mensual en fractura (target: >220). Cabe mencionar que logramos la mayor velocidad de perforación en longitud lateral para un pozo shale en el bloque La Angostura Sur: 1.747 metros en 24 horas.

Upstream información operativa	4T24	3T24	4T23	T/T Δ	A/A Δ	2024	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas								
Desglose producción neta								
Producción Crudo (Kbbld)	269,8	255,8	255,1	5,4%	5,8%	257,5	242,9	6,0%
Convencional	129,6	127,7	143,1	1,5%	-9,5%	132,8	143,0	-7,2%
Shale	138,1	125,7	109,4	9,9%	26,2%	122,4	97,2	25,9%
Tight	2,1	2,5	2,5	-15,4%	-16,9%	2,3	2,7	-12,9%
Producción NGL (Kbbld)	35,2	49,5	39,6	-28,8%	-11,0%	43,1	42,9	0,4%
Convencional	9,0	12,0	9,1	-25,0%	-1,5%	10,5	11,6	-9,2%
Shale	25,4	36,5	29,3	-30,3%	-13,1%	31,6	30,1	4,9%
Tight	0,8	1,0	1,1	-21,2%	-33,9%	1,0	1,2	-17,4%
Producción Gas (Mm3d)	34,3	40,3	34,4	-14,9%	-0,2%	37,4	36,2	3,4%
Convencional	11,2	12,2	12,4	-7,7%	-9,3%	12,3	13,5	-8,4%
Shale	19,3	23,4	17,0	-17,7%	13,6%	20,4	17,2	18,6%
Tight	3,8	4,7	5,0	-19,9%	-24,7%	4,7	5,5	-15,2%
Producción Total (Kboed)	520,6	558,7	510,7	-6,8%	1,9%	536,1	513,6	4,4%
Convencional	209,1	216,1	230,1	-3,2%	-9,1%	220,8	239,2	-7,7%
Shale	284,8	309,5	245,4	-8,0%	16,0%	282,6	235,8	19,9%
Tight	26,7	33,2	35,3	-19,6%	-24,5%	32,7	38,6	-15,1%
Precios promedio de realización								
Crudo (USD/bbl)	65,7	68,3	59,3	-3,8%	10,7%	68,2	62,5	9,1%
Gas Natural (USD/MMBTU)	3,1	4,5	2,9	-29,9%	6,4%	3,7	3,6	3,6%

La **producción de petróleo** en **2024** promedió 257 kbbl/d (+6% a/a), gracias al importante crecimiento del petróleo *shale* (+26% a/a), mientras que en el **4T24** alcanzó una nueva marca máxima de 138 kbbl/d (+10% t/t). Este excepcional desempeño más que compensó la contracción de producción convencional, afectada por duras condiciones invernales en Patagonia durante casi 60 días y el declive natural de campos maduros.

La **producción de gas natural** creció +3% a/a en **2024**, mayoritariamente por ampliación *midstream* del gasoducto Perito Moreno, mientras que en el **4T24**, cayó 15% t/t, principalmente por la baja temporalada.

La **producción de NGLs** se mantuvo estable a/a en **2024** en 43 kbbl/d. En el **4T24**, cayó 29% t/t, debido principalmente al mantenimiento en las instalaciones de Mega.

RESERVAS P1

2024	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	546	74	2.536	1.072
Revisiones de estimaciones anteriores	10	(1)	(144)	(17)
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	97	12	781	248
Compras y Ventas	(11)	-	(1)	(12)
Producción del ejercicio	(94)	(16)	(484)	(196)
Saldos al cierre del ejercicio	548	69	2.688	1.096
Reservas comprobadas, desarrolladas:				
Comienzo del ejercicio	263	41	1.656	599
Cierre del ejercicio	284	44	1.627	618
Reservas comprobadas, no desarrolladas:				
Comienzo del ejercicio	283	33	880	473
Cierre del ejercicio	264	25	1.061	478

Las **reservas probadas (P1)** cerraron en 2024 en 1.096 Mboe (+2% a/a), impulsadas en su mayoría por un sólido crecimiento del 13% en reservas *shale*, compensado en parte por caída en campos convencionales.

La adición de reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas) de hidrocarburos ascendió a 220 millones de barriles equivalentes de petróleo (de la tabla en Mboe: 248 - 17 - 12) gracias a los desarrollos progresivos de nuestras operaciones no convencionales. Este resultado fue logrado gracias a la incorporación de 107 millones de barriles de líquidos y 113 Mboe correspondientes a reservas de gas. Teniendo en cuenta que las reservas incorporadas en 2024 superaron la producción total del año (196 MBoe), el índice de reemplazo de reservas («IRR») alcanzó 1,1x con 5,6 años de vida de reservas. Excluyendo campos maduros, el IRR habría mejorado a 1,5x, la vida de reservas a 6,8 años y el total de reservas P1 hubiese crecido un 7% a/a. Enfocándonos en las **reservas de shale**, escalaron al 78% del total de reservas P1, promediando 8,3 años y un IRR de 1,9x.

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

- Cuenca Neuquina: principalmente adiciones no convencionales de Loma La Lata Norte y Aguada del Chañar para bloques de petróleo y Aguada Pichana Oeste y La Calera para bloques de gas
- Cuenca Golfo San Jorge: incorporación de petróleo, principalmente del bloque Manantiales Behr, alineados con el desarrollo de técnicas de recuperación terciaria

3.2 DOWNSTREAM

Resultados Downstream	4T24	3T24	4T23	T/T Δ	A/A Δ	2024	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Gasoil (3ros)	1.581	1.646	1.672	-4,0%	-5,4%	6.454	6.493	-0,6%
Naftas (3ros)	1.022	1.023	943	0,0%	8,4%	4.013	3.493	14,9%
Otros mercado local	683	753	771	-9,4%	-11,4%	2.657	3.204	-17,1%
Mercado externo	739	705	534	4,7%	38,2%	2.766	1.798	53,9%
Ingresos	4.024	4.127	3.920	-2,5%	2,7%	15.890	14.988	6,0%
Depreciaciones y amortizaciones	(178)	(148)	(143)	20,2%	24,5%	(605)	(565)	7,1%
Costo de refinación y logística	(419)	(428)	(409)	-2,1%	2,4%	(1.588)	(1.597)	-0,6%
Importación de combustibles (incluye jet fuel - a terceros)	(28)	(98)	(588)	-71,9%	-95,3%	(225)	(1.303)	-82,8%
Compras de crudo (intersegmento + a terceros)	(2.058)	(2.097)	(1.663)	-1,9%	23,7%	(8.187)	(6.832)	19,8%
Compras de biocombustibles (a terceros)	(212)	(233)	(153)	-9,2%	38,7%	(910)	(819)	11,1%
Productos agro (a terceros)	(133)	(208)	(73)	-36,1%	83,0%	(602)	(634)	-5,1%
Variación de existencias	(147)	20	6	N/A	N/A	(17)	(147)	-88,7%
Otros	(658)	(661)	(443)	-0,5%	48,5%	(2.448)	(2.195)	11,5%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	193	274	455	-29,5%	-57,5%	1.309	896	46,1%
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	(3)	-	-	N/A	N/A	(3)	-	N/A
Resultado operativo	190	274	455	-30,6%	-58,2%	1.306	896	45,8%
Depreciaciones y amortizaciones	178	148	143	20,2%	24,5%	605	565	7,1%
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	3	-	-	N/A	N/A	3	-	N/A
EBITDA	371	422	598	-12,2%	-38,0%	1.914	1.461	31,0%
Arrendamientos	(30)	(29)	(24)	2,0%	26,3%	(106)	(94)	13,1%
Otros ajustes	-	-	-	N/A	0,0%	-	-	0,0%
EBITDA Ajustado	341	393	574	-13,2%	-40,6%	1.808	1.367	32,2%
Efecto precio de inventarios de productos derivados del petróleo	(41)	(55)	40	-26,2%	N/A	40	(125)	N/A
EBITDA Ajustado excl. ef precio de inventarios productos oil	382	448	535	-14,8%	-28,6%	1.767	1.492	18,5%
Inversiones	313	298	311	5,1%	0,7%	1.107	1.076	2,9%

Las variaciones de existencias incluyen efecto precio por US\$ (41) millones en el 4T24, (US\$ 54) millones en el 3T24, US\$ 37 millones en el 4T23, US\$ 38 millones en el 2024 y US\$ (164) millones en el 2023.

Los ingresos fueron US\$15.890 millones en **2024** (+6% a/a), principalmente por la recuperación del precio local de combustibles, mayores exportaciones de crudo y la recuperación del flujo de exportaciones de granos y harinas (2023 estuvo afectado por sequía), parcialmente compensadas por contracción en demanda local de combustibles, en particular de gasoil, menores ventas locales de fertilizantes, jet fuel y asfaltos (reducción de volúmenes vendidos y precios). En el **4T24**, los ingresos disminuyeron ligeramente (-2% t/t), mayoritariamente por la tendencia bajista de precios internacionales de referencia, que afectó a los precios locales de combustibles (en particular de gasoil) y a las exportaciones de crudo, parcialmente compensadas por una recuperación gradual de la demanda local de combustibles.

Los costos de refinación y logística se mantuvieron estables en **2024** (-1% a/a), mientras que disminuyeron 2% t/t en el **4T24**. Ambas evoluciones se beneficiaron de las eficiencias alcanzadas en Logística y en nuestros Complejos Industriales (principalmente por optimizaciones en mantenimiento y energía), parcialmente compensadas por costos más elevados en términos reales.

Las importaciones de combustibles cayeron un 83% a/a en **2024**, por un descenso de demanda local de combustibles, en línea con la recuperación de precios de combustibles locales, mientras que en 2023 fue un año de demanda extraordinariamente alta y con una brecha negativa del 20% respecto a las paridades internacionales. Como resultado, el volumen total importado representó el 2% de nuestra demanda local de combustibles en 2024 (vs. 11% en 2023). En el **4T24**, la reducción de las importaciones del 72% t/t estuvo relacionada en su mayoría con un menor volumen y costo unitario de gasoil.

Las compras de petróleo (incluido intersegmento) aumentaron un 20% a/a en **2024**, impulsadas por un incremento de volúmenes comprados (aumento de exportaciones de petróleo con la aceleración del shale y mayor capacidad de procesamiento en nuestras refinerías), como también mayor precio del petróleo. **Las compras de biocombustibles** subieron 11% a/a en **2024**, impulsadas por un incremento del 32% en biodiésel (+64% de mayor volumen pero -19% de menor precio), compensado en parte por una disminución del 5% en bioetanol (-6% de menor volumen pero con precios ligeramente mayores). **Las compras de productos agrícolas** cayeron 5% a/a en **2024**, ya que el mayor volumen de compras de granos y harina se vio

parcialmente compensado por menor volumen de compras de fertilizantes, en línea con las ventas. Además, en el **4T24** las compras de productos agrícolas cayeron 36% t/t debido principalmente a la estacionalidad.

La variación de existencias fue de (-US\$17 millones) en **2024** vs. (-US\$147 millones) en 2023, en su mayoría por la evolución del precio de crudo: mientras que el 2023 fue impactado por una caída más pronunciada del precio local de crudo, en 2024 se recuperó durante el 1S24 y disminuyó gradualmente durante el 2S24. En el **4T24** fue (-US\$147 millones) vs. US\$20 millones en el 3T24, explicado principalmente por el impacto de la baja de precios internacionales de referencia en el valor de nuestros inventarios. Adicionalmente, la línea **Otros** fue de (-US\$2.448 millones) en 2024 (+12% a/a), mayoritariamente por mayores impuestos relacionados con exportaciones, y en menor medida, a (-US\$58 millones) de provisión ambiental extraordinaria.

El **EBITDA aj.**, excluyendo el efecto del precio de inventarios de productos derivados del petróleo, fue US\$1.767 millones en **2024** (+18% a/a), primordialmente por la recuperación de los precios de combustibles, junto a menores importaciones de combustibles con una brecha negativa con paridades internacionales, parcialmente compensadas por la contracción en la demanda local de combustibles y mayores compras de crudo. En el **4T24**, el EBITDA aj. cayó 15% t/t, principalmente por la caída de precios internacionales de referencia, que afectaron a nuestros precios de combustible, como también la provisión medioambiental extraordinaria mencionada anteriormente. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una recuperación de la demanda de combustibles.

El **EBITDA aj. de Refino y Marketing**, en términos unitarios, fue US\$13,7/bbl en **2024**, impulsado principalmente por la recuperación de precios locales de combustibles como también las eficiencias alcanzadas, frente a US\$11,0/bbl registrados en 2023. En el **4T24**, fue de US\$11,3/bbl (-15% q/q), explicado en su mayoría por menores precios de los combustibles, siguiendo las paridades internacionales.

Las **inversiones** fueron US\$1.107 millones en **2024** (+3% a/a): 59% refino, 19% *midstream oil*, 17% logística y 5% otros.

En nuestras **refinerías**, durante **2024** las inversiones estuvieron enfocadas en los siguientes proyectos:

- **Proyecto de nuevas especificaciones de combustibles**, que incluye la construcción de una planta de hidrotreatmento de nafta y la modernización de las unidades de nafta existentes en la refinería de La Plata, finalizada en el 2T24, así como la construcción de una nueva unidad de hidrotreatmento de gasoil en la refinería de Luján de Cuyo, prevista para el 4T25
- **Modernización de las unidades de topping** de las refinerías de Luján de Cuyo y Plaza Huincul

En nuestra unidad de negocio de **midstream oil**, continuamos avanzando en nuestros principales proyectos:

- **VMOS** (Allen – Punta Colorada, oleoducto dedicado a la exportación ~440 km): anunciamos nuestra participación inicial de 120 kbb/d de capacidad de transporte. A la fecha, el compromiso total de los cargadores iniciales asciende a 445 kbb/d e YPF posee la mayor participación (27%). La capacidad total alcanzará ~550 kbb/d en el 2S27, ampliable a 700 kbb/d a partir de 2028, si fuera necesario.
- **Evacuación al Atlántico**: nuestra afiliada **Oldelval** añadió 30 kbb/d a fin de año, alcanzando una capacidad total de evacuación de 330 kbb/d, y espera aumentar a 540 kbb/d en marzo de 2025
- **Oleoducto Loma Campana – Allen** (~130 km): alcanzamos 90% de progreso en la construcción del ducto que actualmente se utiliza como punto de conexión con OldelVal y espera estar operativo en 2T25
- **Conexión de nuevas áreas y ampliación de la capacidad de almacenamiento**: completamos el oleoducto La Amarga Chica – Puesto Hernández en 4T24, con una capacidad de evacuación total de aproximadamente 160 kbb/d. Asimismo, continuamos con las obras de modernización del oleoducto Puesto Hernández – Luján de Cuyo, con el objetivo de incrementar la capacidad de transporte desde Cuenca Neuquina hacia la refinería Luján de Cuyo, estimando su completación para 1T25

Información Operativa Downstream	4T24	3T24	4T23	T/T Δ	A/A Δ	2024	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas								
Crudo procesado (Kbbl/d)	304,1	298,3	289,8	1,9%	4,9%	300,7	294,4	2,1%
Utilización refinarias (%)	90,0%	88,3%	88,3%	170bps	165bps	89,0%	89,8%	-78bps

Capacidad nominal de 337,94 Kbbl/d desde 1T24.

Volumenes vendidos a terceros (YPF Individual)								
Venta de productos refinados (Km3)	4.936	4.772	5.152	3,4%	-4,2%	19.033	19.751	-3,6%
Mercado local	4.387	4.294	4.675	2,2%	-6,2%	16.987	18.085	-6,1%
por nafta	1.500	1.421	1.618	5,6%	-7,2%	5.782	6.063	-4,6%
por gasoil	2.077	2.029	2.312	2,4%	-10,2%	8.165	8.863	-7,9%
Mercado externo	549	478	477	15,0%	15,1%	2.046	1.666	22,8%
Venta de productos petroquímicos (Ktn)	145	168	126	-13,7%	15,0%	616	540	14,1%
Mercado local	64	91	57	-28,9%	13,3%	295	296	-0,5%
Mercado externo	81	78	70	4,1%	16,3%	321	243	31,8%
Venta de fertilizantes, granos y harinas (Ktn)	483	535	252	-9,7%	91,8%	1.696	1.346	26,1%
Mercado local	203	327	252	-37,8%	-19,2%	868	1.168	-25,7%
Mercado externo	279	208	0	34,4%	N/A	829	178	366,8%
Precios promedio netos								
Nafta (USD/m3) (mercado local)	637	657	532	-3,0%	19,7%	638	523	22,0%
Gasoil (USD/m3) (mercado local)	720	758	683	-5,1%	5,4%	746	688	8,3%
Petroquímicos y Otros prod. refinados (USD/bbl)	68	70	78	-1,5%	-11,9%	71	78	-8,9%

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

El **crudo procesado** promedió 301 kbbl/d en **2024** (+2% a/a), registrando una utilización de refinarias de 89%, impulsada principalmente por la modernización del Topping D de la Refinería La Plata finalizada en el 4T23, que permitió incrementar la capacidad de procesamiento, junto con la finalización de obras adicionales en 2024, en el marco del Proyecto de Nuevas Especificaciones de Combustibles, así como un incremento en la capacidad de bombeo de crudo desde Puesto Hernández al Complejo Luján de Cuyo en 2024.

El **volumen de ventas locales de combustibles** cayó 7% a/a en **2024**, debido a la recuperación de los precios de combustibles y al hecho de que 2023 se vio afectado por una demanda extraordinaria por precios más bajos. Durante el 2S24, la demanda de combustibles empezó a recuperarse ligeramente, aumentando un 4% t/t en el **4T24**, principalmente impulsada por demanda de naftas. En este contexto, logramos mantener nuestra participación de mercado de venta de combustibles en niveles sólidos, un 56% en **2024**.

Los **volúmenes petroquímicos** crecieron 14% a/a en **2024**, debido a mayor demanda foránea, liderada por las exportaciones de metanol, parcialmente compensadas por una menor demanda local.

Los **volúmenes vendidos de fertilizantes, granos y harinas** subieron 26% a/a en **2024**, como resultado de la recuperación de las ventas de granos y harinas en el mercado externo, considerando que 2023 se vio fuertemente impactado por la sequía en Argentina. Dicho crecimiento fue parcialmente compensado por menores ventas de fertilizantes y productos agroquímicos en el mercado local.

Los **precios promedio netos de combustibles en el mercado local medidos en dólares** subieron 13% a/a en **2024**, gracias a un ajuste activo de precios con el fin de converger con paridades internacionales. Como resultado, la brecha con las paridades de importación se redujo significativamente, del 20% en 2023 a tan sólo 2% en 2024, a pesar de la significativa devaluación de diciembre de 2023.

Los **precios de los productos petroquímicos y otros productos refinados** cayeron 9% a/a en **2024**, en línea con una tendencia bajista de los precios internacionales de productos petroquímicos y de ciertos productos refinados, tales como *jet fuel*, *fuel oil* y carbón.

3.3 GAS & ENERGÍA

Resultados Gas y Energía	4T24	3T24	4T23	T/T Δ	A/A Δ	2024	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ventas como productores de gas natural (IS + a terceros)	312	583	329	-46,5%	-5,2%	1.691	1.615	4,7%
Ventas de gas natural retail (a terceros)	178	319	(16)	-44,2%	N/A	827	388	113,2%
Ingresos de Midstream Gas (intersegmentos + a terceros)	56	57	44	-1,6%	26,2%	222	194	14,3%
Otros	68	98	(39)	-30,6%	N/A	275	177	55,5%
Ingresos	614	1.057	318	-41,9%	93,1%	3.015	2.374	27,0%
Depreciaciones y amortizaciones	(24)	(28)	(8)	-14,2%	200,1%	(98)	(70)	40,0%
Compras de gas natural (intersegmentos + a terceros)	(403)	(741)	(317)	-45,6%	27,1%	(2.124)	(1.899)	11,8%
Compras de Midstream Gas (intersegmentos)	(18)	(16)	(15)	8,7%	19,7%	(66)	(62)	5,8%
Costos operativos y Otros	(147)	(148)	(18)	-0,2%	711,3%	(581)	(345)	68,2%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	22	124	(40)	N/A	N/A	146	(3)	N/A
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	22	124	(40)	N/A	N/A	146	(3)	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	24	28	8	-14,2%	200,1%	98	70	40,0%
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
EBITDA	46	152	(32)	-69,7%	N/A	244	67	264,2%
Arrendamientos	(11)	(9)	(6)	14,1%	80,3%	(37)	(24)	54,8%
EBITDA Ajustado	35	143	(38)	-75,1%	N/A	207	43	378,2%
Inversiones	70	45	42	54,0%	66,7%	146	179	-18,4%

Los ingresos totalizaron US\$3.015 millones en 2024 (+27% a/a), mayoritariamente por suba en las ventas de nuestra subsidiaria Metrogas, como distribuidora, que se vio afectada por la fuerte devaluación en Dic-23 (ya que su moneda funcional es en AR\$), mayores volúmenes vendidos y ajustes tarifarios durante 2024. Esto también se combinó con mayores ventas de gas natural, como productor y el aumento de ingresos de *midstream* de gas.

Las compras de gas natural aumentaron 12% a/a en 2024, principalmente por mayores compras de Metrogas, en línea con el aumento de ventas de gas natural (mayores volúmenes y precios), mientras que los costos operativos y otros aumentaron 68% a/a, en su mayoría debido al impacto de la devaluación de la moneda local en nuestra subsidiaria Metrogas mencionado anteriormente. Además, se reconoció un cargo por ventas de dudoso cobro por US\$51 millones en 2024³, principalmente adeudados por CAMMESA.

Como resultado, el EBITDA Ajustado alcanzó US\$207 millones en 2024 (vs. US\$43 millones en 2023). En el 4T24, disminuyó 75% t/t, debido principalmente a menores ventas estacionales de gas natural.

Las inversiones ascendieron a US\$146 millones (-18% vs. 2023) en 2024. Durante el 4T24, se centraron en:

- **Modernización Completa** de la planta de tratamiento de gas natural en Loma Negra, con el objetivo de aumentar la capacidad de procesamiento actual
- **Proyecto Argentina GNL:** en dic-24 firmamos un Acuerdo de Desarrollo de Proyecto con Shell, que se incorporó al proyecto como nuevo socio estratégico
- **Proyecto de captación Hub Sur:** primordialmente para ampliar la capacidad de procesamiento de gas en las plantas de tratamiento de Sierra Barrosa; la primera fase se completó en 2024, y se prevé poner en marcha una segunda fase en 2025
- **Proyecto de captación Hub Norte:** construcción de un gasoducto que conectará los bloques Narambuena y Bajo del Toro con el Complejo Industrial El Portón, estimando estar operativa en 2027

³ De acuerdo con la Resolución N° 58/24 de la Secretaría de Energía, publicada el 8 de mayo de 2024, la Compañía reconoció un cargo por ventas de dudoso cobro dentro de los costos operativos por US\$22 millones en 2T24 y US\$29 millones en 1T24, principalmente adeudados por CAMMESA.

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

4.1 RESUMEN DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Resumen consolidado Flujo de Efectivo	4T24	3T24	4T23	T/T Δ	A/A Δ	2024	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Efectivo al inicio del ejercicio	877	1.041	1.296	-15,8%	-32,3%	1.123	773	45,3%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	1.663	1.695	1.708	-1,9%	-2,6%	5.869	5.913	-0,7%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(1.400)	(1.439)	(1.563)	-2,7%	-10,4%	(5.511)	(5.332)	3,4%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(1)	(398)	(111)	-99,7%	-99,1%	(293)	278	N/A
Ajustes de conversión & otros	(21)	(22)	(207)	-4,5%	-89,9%	(70)	(509)	-86,2%
Efectivo al cierre del periodo	1.118	877	1.123	27,5%	-0,4%	1.118	1.123	-0,4%
Inversiones en activos financieros	390	318	264	22,6%	47,7%	390	264	47,7%
Caja + inversiones corrientes al cierre	1.508	1.195	1.387	26,2%	8,7%	1.508	1.387	8,7%
FCF	64	(173)	(60)	N/A	N/A	(760)	(740)	2,7%

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 de efectivo libre** para **2024** fue negativo por US\$760 millones, principalmente por (-US\$433 millones) de campos maduros: (1) ~(-US\$300 millones) en EBITDA ajustado; (2) (-US\$269 millones) de altas de activos mantenidos para la venta, en flujo neto de efectivo de actividades de inversión; y (3) US\$136 millones en concepto de cobranza por transferencia de ciertos bloques y anticipos recibidos. Asimismo, 2024 se vio impactado por la contingencia climática en Patagonia (-US\$85 millones), sumado a deudas por importaciones, cuyo pago fue diferido temporalmente de 2023 a 2024 (-US\$166 millones), menores cobros de dividendos a afiliadas y mayores servicios de deuda.

En el **4T24**, el flujo de efectivo libre volvió al terreno positivo, totalizando US\$64 millones. Si bien las inversiones no fueron totalmente compensadas por el EBITDA Ajustado, **4T24** se vio afectado positivamente por el cobro de créditos vencidos de gas natural y por transferencia de ciertos campos maduros, además de menor pago de servicio de deuda.

En términos de liquidez, **nuestro efectivo e inversiones a corto plazo** aumentaron a US\$1.508 millones a finales de diciembre de 2024, creciendo 9% vs. 2023.

4.2 DEUDA NETA

Desglose Deuda Neta	4T24	3T24	4T23	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Deuda corto plazo	1.907	1.832	1.508	4,1%
Deuda largo plazo	7.035	6.869	6.682	2,4%
Deuda Total	8.942	8.701	8.190	2,8%
Tasa de interés promedio para deuda AR\$	32,9%	37,9%	104,8%	
Tasa de interés promedio para deuda US\$	6,5%	6,5%	6,5%	
% deuda en AR\$	0,6%	0,7%	1,7%	
Caja y equivalente de caja	1.508	1.195	1.387	26,2%
% de liquidez dolarizada	70%	82%	103%	
Deuda neta	7.434	7.506	6.803	-1,0%

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

Al 31 de diciembre de 2024, la **deuda neta consolidada** de YPF ascendió a US\$7.434 millones, similar t/t, pero con un incremento del 9% a/a, mientras que el EBITDA Ajustado registró un sólido crecimiento en 2024 (+15% vs. 2023), reduciendo el **ratio de apalancamiento neto** de 1,7x en 2023 a 1,6x en 2024.

En términos de **financiamiento**, en el 4T24 emitimos dos nuevos bonos locales a 4 años denominados en dólares por un total de US\$150 millones: US\$125 millones MEP y US\$25 millones CCL, con un rendimiento del 6,5% y el 7,0%, respectivamente. Además, reabrimos el préstamo sindicado a 3 años (garantizado en el 3T24) con bancos locales, por US\$100 millones adicionales y obtuvimos unos US\$60 millones en líneas de financiación comercial a corto plazo.

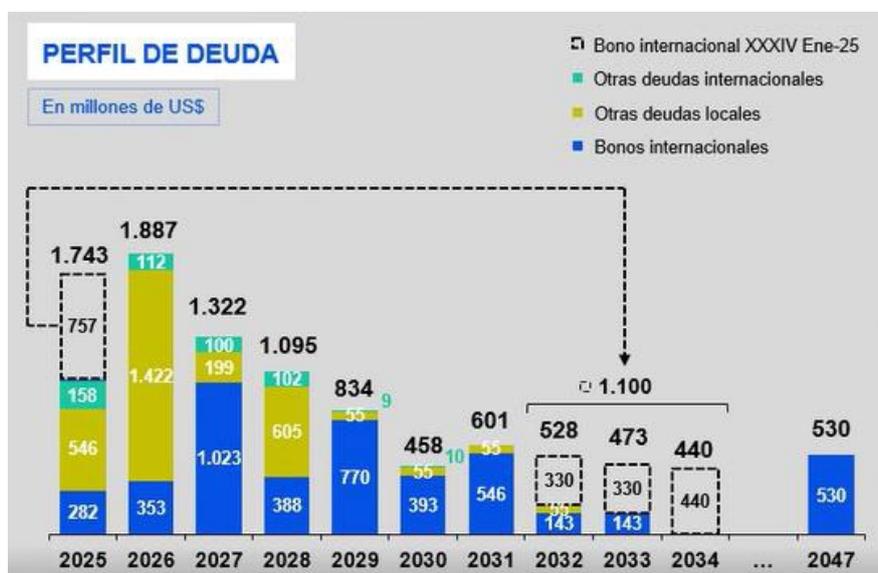
A principios de 2025, emitimos un bono internacional no garantizado a 9 años por US\$1.100 millones, con un rendimiento del 8,50%. Dichos fondos fueron desembolsados para refinanciar el bono con vencimiento en julio 2025 (US\$757 millones) y adquirir el 54,45% del bloque de shale gas Sierra Chata ubicado en Vaca Muerta. En cuanto al bono 2025, realizamos una oferta de compra en efectivo, pagando por adelantado US\$315 millones en Ene-25, y el resto con una opción de rescate *make-whole* en Feb-25.

Por último, posterior al 4T24, emitimos dos bonos locales denominados en Dólar MEP por US\$200 millones:

- US\$140 millones a 2 años al 6,25%.
- US\$60 millones a 6 meses al 3,5%.

Adicionalmente, posterior al 2024, tras la mejora en la calificación soberana, la calificación crediticia de YPF fue mejorada en dos agencias: Moody's (de Caa3 a Caa1 con perspectiva estable) y S&P (de CCC a B+).

En cuanto a nuestro [perfil de vencimientos](#), la Compañía enfrenta vencimientos de deuda para los 12 meses de 2025 por menos de US\$1.000 millones, concentrados principalmente en: US\$400 millones (financiamientos de comercio exterior de corto plazo locales e internacionales), US\$282 millones por amortizaciones de bonos internacionales, US\$147 millones de amortizaciones de bonos locales y US\$51 millones con CAF. El siguiente cuadro muestra nuestro perfil consolidado de vencimientos de deuda principal al 31 de diciembre de 2024:



5. TABLAS

5.1 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

Balance General Consolidado		
Cifras no auditadas	31-Dec-24	31-Dec-23
Activo No Corriente		
Activos intangibles	491	367
Propiedades, planta y equipo	18.736	17.712
Activos por derecho de uso	743	631
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1.960	1.676
Activos por impuesto diferido, netos	330	18
Otros créditos	337	158
Créditos por ventas	1	31
Inversiones en activos financieros	0	8
Total del Activo No Corriente	22.598	20.601
Activo Corriente		
Activos mantenidos para su disposición	1.537	0
Inventarios	1.546	1.683
Activos de contratos	30	10
Otros créditos	552	381
Créditos por ventas	1.620	973
Inversiones en activos financieros	390	264
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.118	1.123
Total del Activo Corriente	6.793	4.434
Total del Activo	29.391	25.035
Total Patrimonio Neto		
	11.870	9.051
Pasivo No Corriente		
Provisiones	1.084	2.660
Pasivos por impuesto diferido, netos	90	1.242
Pasivos de contratos	114	34
Impuesto a las ganancias a pagar	2	4
Cargas fiscales	0	0
Remuneraciones y cargas sociales	34	0
Pasivos por arrendamientos	406	325
Préstamos	7.035	6.682
Otros pasivos	74	112
Cuentas por pagar	6	5
Total del Pasivo No Corriente	8.845	11.064
Pasivo Corriente		
Pasivos asociados con activos mantenidos para su disposición	2.136	0
Provisiones	116	181
Pasivos de contratos	73	69
Impuesto a las ganancias a pagar	126	31
Cargas fiscales	247	139
Remuneraciones y cargas sociales	412	210
Pasivos por arrendamientos	370	341
Préstamos	1.907	1.508
Otros pasivos	410	122
Cuentas por pagar	2.879	2.319
Total del Pasivo Corriente	8.676	4.920
Total del Pasivo	17.521	15.984
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	29.391	25.035

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

5.2 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados	4T24	3T24	4T23	T/T Δ	A/A Δ	2024	2023	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ingresos	4.751	5.297	4.194	-10,3%	13,3%	19.293	17.311	11,4%
Costos	(3.756)	(3.678)	(3.356)	2,1%	11,9%	(13.910)	(13.853)	0,4%
Resultado bruto	995	1.619	838	-38,5%	18,7%	5.383	3.458	55,7%
Gastos de comercialización	(536)	(552)	(419)	-2,9%	27,9%	(2.132)	(1.804)	18,2%
Gastos de administración	(261)	(224)	(187)	16,5%	39,6%	(836)	(705)	18,6%
Gastos de exploración	(108)	(20)	(19)	440,0%	468,4%	(239)	(61)	291,8%
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	(61)	(21)	(1.782)	190,5%	-96,6%	(87)	(2.288)	-96,2%
Otros resultados operativos, netos	(559)	(48)	152	1064,6%	N/A	(609)	152	N/A
Resultado operativo	(530)	754	(1.417)	N/A	-62,6%	1.480	(1.248)	N/A
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	133	107	(133)	24,3%	N/A	396	94	321,3%
Ingresos financieros	47	19	2.054	147,4%	-97,7%	134	4.489	-97,0%
Costos financieros	(258)	(267)	(1.497)	-3,4%	-82,8%	(1.169)	(3.979)	-70,6%
Otros resultados financieros	99	85	(8)	16,5%	N/A	340	387	-12,1%
Resultados financieros, netos	(112)	(163)	549	-31,3%	N/A	(695)	897	N/A
Resultado antes de impuesto a las ganancias	(509)	698	(1.001)	N/A	-49,2%	1.181	(257)	N/A
Impuesto a las ganancias	225	787	(860)	-71,4%	N/A	1.212	(1.020)	N/A
Resultado neto del periodo	(284)	1.485	(1.861)	N/A	-84,7%	2.393	(1.277)	N/A
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	(290)	1.470	(1.860)	N/A	-84,4%	2.348	(1.312)	N/A
Resultado neto atribuible al interés no controlante	6	15	(1)	-60,0%	N/A	45	35	28,6%
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	(0,74)	3,75	(4,75)	N/A	-84,4%	5,99	(3,35)	N/A

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

6. ACERCA DE YPF

YPF es la empresa energética más grande de Argentina, integrada en la cadena de valor del petróleo y el gas. Nuestros principales negocios son: (i) en el upstream, producimos ~40% y ~30% del petróleo y gas del país, respectivamente, y somos el mayor productor de shale en Vaca Muerta, en proceso de desinversión de campos maduros convencionales; (ii) en el downstream, operamos 3 refinерías (~50% de la capacidad de refinación de Argentina) y lideramos las ventas locales de gasóleo y gasolina (participación de mercado >55%); y (iii) en gas y energía, Metrogas, nuestra subsidiaria, distribuye ~25% del gas natural del país, mientras que YPF Luz, nuestra afiliada, es la tercera empresa de generación eléctrica de Argentina. El Gobierno es el accionista mayoritario, con una participación del 51%, e YPF cotiza en la Bolsa de Nueva York y en ByMA.

7. 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 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 depositarse 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.