

YPF

AÑO 2025 & 4T25

PRESENTACIÓN WEBCAST DE RESULTADOS

Webcast: 27 de febrero de 2026
9:00 am ET / 11:00 am BAT

Seguí la presentación de resultados vía web:

Hace click acá

YPF S.A.

**RESULTADOS
CONSOLIDADOS**



CENTRO DE 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 2025 & 4T25

	KPI	4T25	3T25	T/T Δ	4T24	A/A Δ	2025	2024	Δ
Financieros	Ingresos	4.556	4.643	-2%	4.751	-4%	18.448	19.293	-4%
	EBITDA Ajustado	1.283	1.357	-5%	839	53%	5.009	4.654	8%
	Resultado neto	(649)	(198)	228%	(284)	129%	(799)	2.393	N/A
	Inversiones	1.086	1.017	7%	1.320	-18%	4.477	5.041	-11%
	FCF	265	(759)	N/A	64	314%	(1.816)	(760)	139%
	Deuda neta	9.386	9.595	-2%	7.434	26%	9.386	7.434	26%
	Ratio de apalancamiento neto (x)	1,9	2,1	-11%	1,6	17%	1,9	1,6	17%
Upstream	Producción total (Kboe/d)	488,0	523,1	-7%	520,6	-6%	527,0	536,1	-2%
	Crudo (Kbbl/d)	264,4	239,8	10%	269,8	-2%	255,4	257,5	-1%
	Gas Natural (Mm3/d)	29,6	38,4	-23%	34,3	-14%	36,2	37,4	-3%
	NGL (Kbbl/d)	37,7	41,9	-10%	35,2	7%	43,7	43,1	1%
	Precio de crudo (US\$/bbl)	53,0	60,0	-12%	65,7	-19%	60,1	68,2	-12%
	Precio de gas natural (US\$/MBTU)	2,8	4,3	-36%	3,1	-11%	3,6	3,7	-3%
	Export. crudo (Kbbl/d)	39,3	38,3	2%	40,8	-4%	39,4	34,9	13%
	Producción Crudo Shale (Kbbl/d)	196,0	170,0	15%	138,1	42%	164,8	122,4	35%
	Costos extracción (US\$/boe)	9,6	8,8	9%	17,3	-44%	11,6	15,6	-26%
	Costos extrac. shale oil hub (US\$/boe)	4,2	4,3	-2%	4,2	-2%	4,4	4,2	4%
Midstream & Dn	Crudo procesado (Kbbl/d)	334,9	326,2	3%	304,1	10%	320,2	300,7	6%
	Utilización refineries (%)	99%	97%	3%	90%	10%	95%	89%	6%
	Venta local combustibles (Km3)	3.774	3.655	3%	3.577	5%	14.366	13.947	3%
	Precio neto local comb. (US\$/m3)	638	608	5%	685	-7%	645	701	-8%
	Combustible importado (Km3)	36	50	-27%	44	-18%	258	309	-16%
	EBITDA Ajustado R&M (US\$/bbl)	18,6	6,1	207%	11,5	62%	12,9	13,9	-7%

En US\$ millones, salvo que se indique lo contrario. EBITDA = Resultado operativo + Depreciación de propiedad, planta y equipo + Depreciación por derecho 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. R&M es el negocio de refino y marketing, excluye petroquímica y productos agros.

El **EBITDA Aj.** fue US\$5.009 millones (+8% a/a), a pesar de la caída del precio del Brent, principalmente por la mayor producción de petróleo shale (+35% a/a) y menores costos de extracción (-26% a/a), derivado de la estrategia combinada de salida de campos maduros y expansión de la producción shale, además de niveles récord de procesamiento en nuestras refineries y sólidos *crack spreads*. En el **4T25**, el EBITDA Aj. fue US\$1.283 millones (-5% t/t), reflejando menores ventas estacionales de gas y mayores costos en términos reales, en parte compensado por mejores precios locales de combustibles y niveles récord de procesamiento.

Las **inversiones** fueron US\$4.477 millones en **2025** (-11% a/a), aproximadamente 10% por debajo de nuestras estimaciones originales, principalmente debido a nuevas mejoras operativas y menores costos medidos en dólares, de las cuales el 72% fue alocado al negocio no convencional. En el **4T25**, las inversiones siguieron esta tendencia, alcanzando US\$1.086 millones (+7% t/t y 73% alocado al negocio no convencional).

La **producción de petróleo shale** promedió 165 kbbl/d en **2025** (+35% a/a, en línea con el target), compensando completamente la desinversión del convencional. En el **4T25**, la producción promedió 196 kbbl/d (+42% a/a y +15% t/t). En dic-25, se firmó un contrato de exportación de petróleo shale con ENAP, por alrededor de 32 kbbl/d hasta jun-33.

Las **reservas P1 de shale en Vaca Muerta** crecieron a 1.128 Mboe en 2025 (+32% a/a y 88% del total de reservas P1), con un sólido índice de reemplazo de reservas de 3,2x y vida promedio de 9.0 años: 54% petróleo, 40% gas y 6% NGL.

Los **niveles de procesamiento en nuestras refineries** alcanzaron record de 335 kbbl/d en el **4T25**, con una tasa de utilización del 99%, generando excedente de nafta y gasoil que permitió sustituir importaciones tanto de otros operadores locales como del mercado externo.

Actividades de M&A: En dic-25 vendimos la participación del 50% en Profertil por US\$635 millones (2/3 cobrados a ene-26). Además, adquirimos el 4,9% del bloque Bandurria Sur y el 15% de los bloques Bajo del Toro por US\$163 millones, sujeto al cierre.

Avances en nuestros proyectos principales:

- **Andes Fase I:** se completaron 45 de los 48 bloques involucrados.
- **Andes Fase II:** se completaron 3 de los 16 bloques involucrados, destacándose la venta del bloque Manantiales Behr por US\$410 millones y un *earn out* de US\$40 millones, firmado en feb-26, sujeto al cierre.
- **Argentina LNG:** en feb-26, YPF, ENI y XRG (filial de inversiones de ADNOC) firmaron un Acuerdo de Desarrollo Conjunto para el proyecto de 12 MTPA, con 2 FLNGs propios, iniciando *FEED* y actividades asociadas. En ene-26, YPF intercambié activos con Pluspetrol, para adquirir la participación total de tres bloques de gas húmedo clave para el proyecto (Meseta Buena Esperanza, Aguada Villanueva y Las Tacanas) a cambio del 20 % de los bloques La Escalonada y Rincón La Ceniza.

En el **frente financiero**, en ene-26, YPF reabrió su bono internacional 2034 por US\$550 millones a 8,1% de rendimiento, el nivel más bajo alcanzado por la Compañía en los mercados internacionales desde 2017.

Buenos Aires, 26 de febrero, 2026 – YPF (BYMA: YPF | NYSE: YPF¹). La información se basa en los EEFF, 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. ANÁLISIS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS 2025 & 4T25

Desglose Ingresos Consolidados								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						2025	2024	A/A Δ
Gasoil	1.525	1.467	1.581	4,0%	-3,5%	6.039	6.454	-6,4%
Nafta	1.055	929	1.022	13,5%	3,1%	3.944	4.013	-1,7%
Gas natural como productores (a terceros)	249	523	258	-52,3%	-3,4%	1.525	1.469	3,8%
Otros	1.072	1.067	1.117	0,5%	-4,0%	4.153	4.435	-6,4%
Total Mercado Local	3.902	3.986	3.979	-2,1%	-1,9%	15.662	16.371	-4,3%
Jet fuel	108	87	105	24,2%	3,4%	362	503	-28,1%
Granos y harinas	80	139	131	-42,1%	-38,7%	524	387	35,6%
Crudo	216	238	262	-9,1%	-17,5%	948	962	-1,5%
Petroquímicos y otros	250	193	274	29,3%	-9,0%	952	1.070	-11,0%
Total Mercado Externo	654	657	772	-0,4%	-15,3%	2.786	2.922	-4,6%
Total Ingresos	4.556	4.643	4.751	-1,9%	-4,1%	18.448	19.293	-4,4%

Los **Ingresos Netos** fueron US\$18.448 millones en **2025** (-4% a/a), principalmente por la caída del 15% en el precio del Brent, que impactó negativamente en los precios de combustibles, petróleo, petroquímicos y otros productos refinados. Este efecto fue en parte compensado por niveles récord de procesamiento, permitiendo mayores despachos de combustibles, junto a mayores ventas de productos agro no vinculados al petróleo.

En **4T25**, los ingresos netos disminuyeron 2% t/t, impulsados por menores ventas estacionales de gas natural y por el menor precio del petróleo. Esto fue parcialmente compensado por mejores precios locales de combustibles —que se recuperaron frente a sus paridades de importación—, junto a una suba en el volumen de naftas, gasoil, *jet fuel* y petroquímicos en el mercado local, sumado a mayores exportaciones de petróleo.

Desglose Costos Consolidados								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						2025	2024	A/A Δ
Costo de extracción	(433)	(426)	(828)	1,7%	-47,7%	(2.228)	(3.066)	-27,3%
Otros Upstream	(164)	(184)	(200)	-10,7%	-18,0%	(653)	(673)	-2,9%
Costos Downstream	(553)	(518)	(558)	6,9%	-0,8%	(2.128)	(2.104)	1,2%
Otros Midstream & Downstream	(143)	(82)	(146)	73,8%	-1,7%	(357)	(338)	5,6%
LNG & GI, NNEE, Corpo y Otros	(236)	(146)	(305)	61,7%	-22,4%	(793)	(1.039)	-23,7%
Total Costos Operativos	(1.530)	(1.356)	(2.036)	12,8%	-24,9%	(6.159)	(7.220)	-14,7%
Depreciaciones y Amortizaciones	(774)	(836)	(795)	-7,4%	-2,6%	(3.204)	(2.759)	16,1%
Regalías	(207)	(238)	(261)	-13,1%	-20,6%	(953)	(1.095)	-12,9%
Otros	(309)	(284)	(392)	8,9%	-21,3%	(1.224)	(1.385)	-11,7%
Total Otros Costos	(1.290)	(1.358)	(1.448)	-5,0%	-10,9%	(5.381)	(5.239)	2,7%
Importación de combustibles (incluye jet fuel)	(25)	(35)	(28)	-29,7%	-10,1%	(172)	(225)	-23,4%
Compras de crudo a terceros	(545)	(688)	(440)	-20,8%	23,9%	(2.161)	(1.755)	23,1%
Compras de biocombustibles	(231)	(208)	(212)	11,3%	9,2%	(909)	(910)	-0,1%
Compras de productos agro	(156)	(226)	(133)	-31,0%	16,9%	(723)	(602)	20,2%
Otras compras	(177)	(221)	(206)	-19,9%	-14,1%	(783)	(1.038)	-24,6%
Variación de existencias	(85)	54	(157)	N/A	-45,9%	(94)	(127)	-26,0%
Total de Compras y Variación de existencias	(1.219)	(1.324)	(1.176)	-7,9%	3,7%	(4.842)	(4.657)	4,0%
Otros resultados operativos, netos	67	(48)	(559)	N/A	N/A	(330)	(609)	-45,8%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	-	(5)	(61)	N/A	N/A	4	(87)	N/A
Total Costos Operativos + Compras + Deterioro de Activos	(3.972)	(4.091)	(5.280)	-2,9%	-24,8%	(16.708)	(17.812)	-6,2%

La variación de existencias incluye el efecto precio por (US\$ 77) millones en el 4T25, (US\$ 4) millones en el 3T25, (US\$ 47) millones en el 4T24, (US\$173) millones en el 2025 y (US\$111) Millones en el 2024

Los **costos operativos** fueron US\$ 6.159 millones en **2025** (-15% a/a), particularmente debido a una baja significativa en los costos de extracción, impulsada por la desinversión de campos maduros y a menor provisión por incobrabilidad asociada a ventas de gas. En el **4T25**, los costos operativos aumentaron un 13% t/t, principalmente por una provisión ambiental extraordinaria en el segmento Midstream & Downstream y mayores costos de transporte, en parte compensado por ahorro derivado de menor exposición a campos maduros.

Otros Costos alcanzaron US\$5.381 millones en **2025** (+3% a/a), principalmente por mayores depreciaciones y amortizaciones derivadas de mayor actividad shale, en parte compensado por menores regalías (contracción en precios de petróleo y gas), sumado a menores perforaciones exploratorias no productivas. En el **4T25**, Otros Costos cayeron 5%, dado mayormente por menores depreciaciones y amortizaciones asociadas a reevaluación de abandono de pozos, y por menores regalías (baja en precio de gas por estacionalidad y menores precios de petróleo), parcialmente compensado por mayores costos extraordinarios vinculados a campos maduros.

Las **Compras y Variaciones de Existencias** totalizaron US\$4.842 millones en **2025** (+4% a/a), explicado especialmente por mayores compras de crudo a terceros (menor exposición de campos maduros y mayor nivel de procesamiento) y por mayores compras de productos agro, impulsadas por recortes de los derechos de

¹ 1 ADR = 1 acción. El capital social emitido ascendió a 393.312.793 acciones a Dic-2025 (51% Gobierno Argentino; 25% NYSE y 24% ByMA).

exportación, mayor producción de granos y reposición de existencias de fertilizantes. Esto fue en parte compensado por menores precios de crudo y combustibles importados, alineado a la tendencia bajista de precios internacionales, y menores compras de *jet fuel*, dado el cese del negocio de aviación en YPF Chile.

En el **4T25**, las Compras y Variaciones de Existencias cayeron 8% t/t, principalmente por menores costos unitarios de petróleo y por el crecimiento de la producción shale, sumado a una menor estacionalidad en productos agro. Esto fue parcialmente compensado por variaciones de existencias, por (-US\$85) millones en el 4T25 vs. US\$54 millones en el 3T25, explicado principalmente por precios internacionales de referencia más bajos —que redujeron el valor de las existencias— junto con el consumo de existencias de productos agro.

Otros resultados operativos, netos fueron (-US\$330 millones) en **2025** vs. (-US\$609 millones en 2024), principalmente por el resultado positivo de la desinversión del 50% en Profertil, parcialmente compensado por el resultado negativo de la venta del bloque Manantiales Behr y por costos de salida de campos maduros. En el **4T25**, los otros resultados operativos netos fueron ganancia de US\$67 millones (vs. pérdida de -US\$48 millones en el 3T25), también impulsados por la desinversión en Profertil, en parte compensado por costos vinculados a campos maduros.

Desglose Resultado neto	4T25	3T25	4T24	T/T Δ	A/A Δ	2025	2024	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Resultado operativo	584	552	(530)	5,8%	N/A	1.740	1.480	17,6%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	15	32	133	-53,1%	-88,7%	122	396	-69,2%
Resultados financieros, netos	(206)	(245)	(103)	-15,9%	100,1%	(952)	(856)	11,3%
Resultado antes de impuestos	393	339	(500)	15,9%	N/A	910	1.020	-10,8%
Impuesto a las ganancias	-1042	(537)	216	94,0%	N/A	(1.709)	1.373	N/A
Resultado neto	(649)	(198)	(284)	228,0%	128,5%	(799)	2.393	N/A
Resultado neto antes de deterioro de activos	(649)	(195)	(244)	233,5%	165,6%	(802)	2.450	N/A

Los **resultados financieros, netos** registraron (-US\$952) millones en **2025** (vs. -US\$856 millones en 2024), dado mayormente por la contracción en la valuación a precio de mercado de los bonos soberanos incluidos en la liquidez de YPF respecto a 2024, parcialmente compensados por una menor provisión por abandono tras las desinversiones en campos maduros. En el **4T25**, los resultados financieros netos mejoraron t/t, registrando una pérdida de (-US\$206) millones, principalmente dado por el recupero en el precio de los bonos soberanos.

El **impuesto a las ganancias** alcanzó (-US\$1.709) millones en **2025**, particularmente por la adhesión al Plan de Facilidades de Pagos de ARCA, Resolución 5684/2025. Bajo este régimen, la Compañía ingresó a un plan por alrededor de US\$1.000 millones, en 120 cuotas mensuales en pesos para cancelar obligaciones derivadas de la revaluación de quebrantos impositivos acumulados. Así, YPF resolvió una contingencia fiscal relevante. En el **4T25**, el impuesto a las ganancias registró (-US\$1.042) millones, reflejando el impacto de dicha adhesión y una caída en el valor fiscal de los activos de la compañía, aumentando el impuesto a pagar en el futuro.

En consecuencia, el **resultado neto** fue una pérdida de (-US\$799) millones, comparado con una ganancia de US\$2.393 millones en 2024. En **4T25**, el resultado neto fue una pérdida de (-US\$649) millones, comparado con una pérdida de (-US\$198) millones en 3T25.

2. EBITDA AJUSTADO E INVERSIONES

2.1 RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO

Reconciliación EBITDA Ajustado								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						2025	2024	A/A Δ
	4T25	3T25	4T24	T/T Δ	A/A Δ			
Resultado neto	(649)	(198)	(284)	228,0%	128,5%	(799)	2.393	N/A
Resultados financieros, netos	206	245	103	-15,9%	100,1%	952	856	11,3%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(15)	(32)	(133)	-53,1%	-88,7%	(122)	(396)	-69,2%
Impuesto a las ganancias	1.042	537	(216)	94,0%	N/A	1.709	(1.373)	N/A
Perforaciones exploratorias improductivas	31	-	77	N/A	-59,7%	32	133	-75,9%
Depreciaciones y amortizaciones	774	836	795	-7,4%	-2,6%	3.204	2.759	16,1%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	-	5	61	N/A	N/A	(4)	87	N/A
EBITDA	1.389	1.393	403	-0,3%	244,7%	4.972	4.459	11,5%
Arrendamientos	(86)	(88)	(85)	-2,5%	1,8%	(341)	(326)	4,7%
Provisión por optimizaciones operativas	(3)	60	266	N/A	N/A	87	266	-67,3%
Resultado por venta de activos	(3)	(34)	(6)	-91,2%	-49,5%	(219)	(6)	3585,5%
Resultado por cambios en el VR de los activos mantenidos para la venta	178	(4)	260	N/A	-31,7%	418	260	60,5%
Provisión por indemnizaciones	17	2	-	N/A	N/A	45	-	N/A
Provisión para materiales y equipos obsoletos	7	(19)	-	N/A	N/A	247	-	N/A
Resultado por revaluación de sociedades	-	-	-	N/A	N/A	(45)	-	N/A
Resultado por venta de sociedades	(335)	-	-	N/A	N/A	(335)	-	N/A
Diversos – Campos Maduros y Otros	119	48	-	149,9%	N/A	180	-	N/A
EBITDA Ajustado	1.283	1.357	839	-5,5%	53,0%	5.009	4.654	7,6%

2.2 EBITDA AJUSTADO E INVERSIONES POR SEGMENTO

Segmentos		4T25	3T25	T/T Δ	4T24	A/A Δ	2025	2024	Δ
EBITDA Aj.	Upstream	725	1.042	-30%	597	21%	3.304	3.028	9%
	Midstream & Downstream	694	359	93%	377	84%	2.015	1.837	10%
	LNG & GI	2	(4)	N/A	(3)	N/A	(7)	(47)	-85%
	NNEE	23	52	-56%	34	-32%	139	156	-11%
	Corporación	(81)	(62)	31%	(119)	-32%	(240)	(243)	-1%
	Eliminaciones y Otros	(80)	(30)	164%	(48)	67%	(202)	(76)	165%
EBITDA ajustado		1.283	1.357	-5%	839	53%	5.009	4.654	8%
Inversiones	Upstream	774	751	3%	883	-12%	3.368	3.664	-8%
	Midstream & Downstream	256	218	17%	350	-27%	924	1.187	-22%
	LNG & GI	16	9	78%	18	-10%	42	26	62%
	NNEE	12	7	60%	15	-20%	38	40	-5%
	Corporación	28	31	-9%	54	-47%	105	124	-15%
	Inversiones totales	1.086	1.017	7%	1.320	-18%	4.477	5.041	-11%

Nota: EBITDA Aj. de Midstream & Dw excluye efecto precio de productos oil, el cual se incluye en Eliminaciones y Otros.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR SEGMENTO

3.1 UPSTREAM

Resultados Upstream								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						2025	2024	A/A Δ
Crudo	1.302	1.323	1.591	-1,6%	-18,2%	5.595	6.317	-11,4%
Gas natural	317	611	345	-48,1%	-8,1%	1.863	1.825	2,1%
Otros	27	33	33	-15,8%	-17,2%	117	133	-12,0%
Ingresos	1.646	1.967	1.969	-16,3%	-16,4%	7.575	8.275	-8,5%
Depreciaciones y amortizaciones	(544)	(615)	(566)	-11,5%	-3,9%	(2.349)	(1.963)	19,7%
Costo de extracción	(433)	(426)	(828)	1,7%	-47,7%	(2.228)	(3.066)	-27,3%
Regalías	(206)	(237)	(258)	-13,3%	-20,2%	(946)	(1.083)	-12,7%
Otros costos	(526)	(274)	(839)	91,7%	-37,4%	(1.642)	(1.570)	4,6%
Rdo operativo antes de deterioro de activos	(62)	415	(522)	N/A	-88,1%	410	594	-31,0%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	-	-	(58)	N/A	N/A	-	(79)	N/A
Resultado operativo	(62)	415	(580)	N/A	-89,3%	410	515	-20,4%
Depreciaciones y amortizaciones	544	615	566	-11,5%	-3,9%	2.349	1.963	19,7%
Perforaciones exploratorias improductivas	31	-	77	N/A	-59,7%	32	133	-75,9%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	-	-	58	N/A	N/A	-	79	N/A
EBITDA	513	1.030	121	-50,2%	324,2%	2.791	2.690	3,8%
Arrendamientos	(42)	(42)	(44)	0,0%	-6,3%	(183)	(183)	0,2%
Provisión por optimizaciones operativas	(3)	60	266	N/A	N/A	87	266	-67,3%
Resultado por venta de activos	(3)	(34)	(6)	-91,2%	N/A	(219)	(6)	3585,5%
Resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta	178	(4)	260	N/A	N/A	418	260	60,5%
Provisión por indemnizaciones	17	2	-	750,0%	N/A	45	-	N/A
Provisión para materiales y equipos obsoletos	7	(19)	-	N/A	N/A	247	-	N/A
Diversos - Campos Maduros	57	48	-	19,2%	21,4%	118	-	N/A
EBITDA Ajustado	725	1042	597	-30,4%	21,4%	3.304	3.028	9,1%
Inversiones	774	751	883	3,0%	-12,4%	3.368	3.664	-8,1%

Cash Costs unitarios								
Cifras no auditadas, en US\$/boe						2025	2024	A/A Δ
Costo de extracción	9,6	8,8	17,3	9,0%	-44,2%	11,6	15,6	-25,9%
Regalías y otros impuestos	5,8	6,0	6,7	-2,3%	-13,1%	6,1	6,9	-10,6%
Otros costos	3,9	4,0	4,3	-2,9%	-10,9%	3,7	3,6	2,0%
Total Cash Costs (US\$/boe)	19,3	18,8	28,3	2,9%	-31,6%	21,4	26,1	-18,0%

Los **ingresos** totalizaron US\$7.575 millones en **2025** (-8% a/a), principalmente por una reducción del 12% en el precio del crudo, mientras que la producción total cayó 1,7% dado que la desinversión de campos convencionales fue casi completamente compensada por la expansión de la producción shale. En menor medida, los volúmenes de gas vendidos crecieron 5% (incluyendo cierta producción de NGL), con un precio 3% menor. En el **4T25**, los ingresos cayeron 16% t/t, principalmente por menores ventas estacionales de gas natural, mientras que los menores precios de crudo se neutralizaron por el crecimiento del shale.

El **costo de extracción** bajó a US\$11,6/BOE en **2025** (-26% a/a), principalmente por la salida de campos maduros y la expansión de la producción de petróleo shale: el **costo de extracción no convencional** promedió US\$4,6/BOE (-13% a/a) y el **costo de extracción convencional** fue US\$26,0/BOE (-8% a/a). En el **4T25**, el costo de extracción subió a US\$9,6/BOE (+9% t/t), mayormente debido a servicios adicionales en bloques no convencionales, fuera del core-hub: el **no convencional** fue US\$4,8/BOE y el **convencional** fue US\$23,1/BOE.

En cuanto al costo de extracción en nuestros bloques **shale oil hub**² (al 100% de participación) se mantuvo estable en niveles competitivos de US\$4,4/BOE en **2025** y US\$4,2/BOE en el **4T25**, reflejando la eficiencia operativa y fuerte productividad alcanzada en las actividades de petróleo shale en Vaca Muerta.

Las **regalías** y otros impuestos promediaron US\$6,1/BOE en **2025** (-11% a/a), principalmente por la contracción del precio del crudo. En el **4T25**, estos costos alcanzaron US\$5,8/BOE (-2% t/t), explicado especialmente por menores precios estacionales del gas y, en menor medida, por la baja en el precio del crudo.

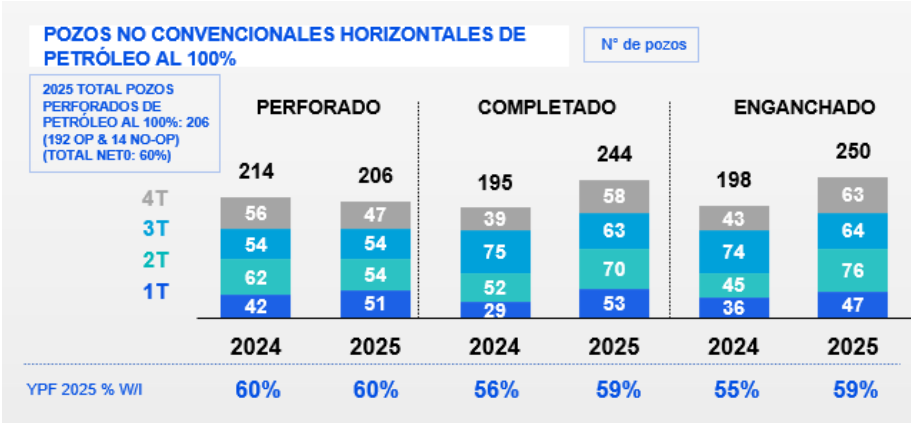
Otros costos alcanzaron US\$1.642 millones en **2025** (+5% a/a), principalmente por mayores costos extraordinarios relacionados con campos maduros, compensados en parte por menores costos de perforaciones exploratorias improductivas. En el **4T25**, otros costos ascendieron a US\$526 millones (vs. US\$274 millones en el 3T25), afectados por mayores costos extraordinarios relacionados con campos maduros y perforaciones exploratorias improductivas.

El **EBITDA Aj.** fue US\$3.304 millones en **2025** (+9% a/a), impulsado por un ahorro significativo en los costos de extracción (salida de campos maduros y expansión de shale), en parte compensado por la baja del precio del crudo. En el **4T25**, el EBITDA Aj. fue US\$725 millones (-30% t/t), debido a menores ventas estacionales de gas, mientras que la baja del precio del crudo fue totalmente compensada por la expansión de shale.

² 5 bloques de shale oil operados por YPF: La Angostura Sur I y II (100% tenencia YPF), Loma Campana (50%), La Amarga Chica (50%), Bandurria Sur (40%, en proceso de adquirir un 4,9% adicional de Equinor) y Aguada del Chañar (51%). La Angostura Sur corresponde al south-hub, mientras que los restantes forman parte del core-hub.

Las **inversiones** fueron US\$3.368 millones en **2025**, 8% inferior a los US\$3.664 millones de 2024, explicado por la desinversión en activos convencionales. En el desglose, alrededor de US\$3.200 millones fue alocado al negocio no convencional en ambos años. No obstante, los pozos de shale oil completados en 2025 crecieron 25% en términos brutos, reflejando mayores niveles de eficiencia y productividad en nuestras operaciones no convencionales. En el **4T25**, las inversiones fueron US\$774 millones, levemente por encima del 3T25.

Los **pozos de petróleo no convencionales** registraron resultados sólidos, principalmente en actividades de terminación (completados) y enganche de pozos:



En términos de **eficiencias en nuestras operaciones no convencionales**, durante el **4T25**, continuamos superando nuestros propios récords en actividades de perforación y fractura. En este sentido, la velocidad de perforación promedió 341 metros/día en los bloques del shale oil hub (+2%% t/t), mientras que la velocidad de fractura alcanzó 287 etapas por set mensual (+3% t/t).

Upstream información operativa								
Cifras no auditadas						2025	2024	A/A Δ
Desglose producción neta								
Producción Crudo (Kbbld)						255,4	257,5	-0,8%
Convencional	67,6	69,0	129,6	-1,9%	-47,8%	89,7	132,8	-32,5%
Shale	196,0	170,0	138,1	15,3%	41,9%	164,8	122,4	34,6%
Tight	0,7	0,9	2,1	-17,4%	-65,2%	1,0	2,3	-57,3%
Producción NGL (Kbbld)						43,7	43,1	1,4%
Convencional	6,9	11,3	9,0	-38,3%	-22,9%	10,9	10,5	3,3%
Shale	30,6	30,4	25,4	0,6%	20,2%	32,5	31,6	2,7%
Tight	0,2	0,3	0,8	-17,1%	-71,4%	0,4	1,0	-61,3%
Producción Gas (Mm3d)						36,2	37,4	-3,2%
Convencional	7,3	8,7	11,2	-16,6%	-35,0%	9,6	12,3	-21,9%
Shale	19,5	26,3	19,3	-25,9%	1,1%	23,3	20,4	13,7%
Tight	2,8	3,4	3,8	-17,0%	-26,5%	3,4	4,7	-28,3%
Producción Total (Kboed)						527,0	536,1	-1,7%
Convencional	120,4	135,2	209,1	-10,9%	-42,4%	161,1	220,8	-27,0%
Shale	349,2	365,6	284,8	-4,5%	22,6%	343,5	282,6	21,6%
Tight	18,4	22,2	26,7	-17,1%	-30,8%	22,5	32,7	-31,4%
Precios promedio de realización								
Crudo (USD/bbl)						60,1	68,2	-11,9%
Gas Natural (USD/MMBTU)						3,6	3,7	-2,9%

En cuanto a la **producción de petróleo shale**, en el **4T25**, alcanzamos **196 kbbld**, aumentando **42% a/a**. Cabe señalar que **La Angostura Sur** creció **cerca de 8 veces a/a**, promediando 41 kbbld en el 4T25, mientras que los bloques del core-hub aumentaron 13% a/a. Como resultado, la Compañía alcanzó su target anual de producción de petróleo shale de 165 kbbld para 2025. Además, en dic-25 se alcanzaron **204 kbbld**, superando ampliamente el target de 190 kbbld definido a comienzos del 2025.

La **producción de crudo** promedió 255 kbbld en **2025** (-1% a/a), dado que la desinversión de campos maduros fue totalmente compensada por el crecimiento de la producción de petróleo shale.

La **producción de gas natural** cayó 3% a/a en **2025**, principalmente por la menor contribución de campos maduros. En el **4T25**, descendió 23% t/t, explicado especialmente por una menor demanda estacional.

La **producción de NGL** creció levemente 1% a/a en **2025** a 43,7 kbbld. En el **4T25**, cayó 10% t/t, particularmente por una menor producción estacional de gas natural asociado.

RESERVAS P1

2025	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	548	69	2.688	1.096
Revisiones de estimaciones anteriores	(38)	6	(148)	(58)
Extensiones, descubrimientos y recuperación mejorada	291	16	899	467
Compras y Ventas	(30)	(1)	14	(29)
Producción del ejercicio	(93)	(16)	(467)	(192)
Saldos al cierre del ejercicio	678	74	2.986	1.284
Reservas comprobadas, desarrolladas:				
Comienzo del ejercicio	284	44	1.627	618
Cierre del ejercicio	315	42	1.597	642
Reservas comprobadas, no desarrolladas:				
Comienzo del ejercicio	264	25	1.061	478
Cierre del ejercicio	363	32	1.389	642

1 barril equivalente de petróleo = 5.615 pies cúbicos de gas = 1 barril de petróleo, condensado o líquidos del gas natural

Las reservas probadas (P1) cerraron en 1.284 Mboe en 2025 (+17% a/a), impulsadas por un sólido crecimiento del 32% en las reservas shale, parcialmente compensado por el declino en campos convencionales.

La adición de reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas) de hidrocarburos alcanzó 380 millones de barriles equivalentes de petróleo (según tabla en Mboe: 467 – 58 – 29), producto del desarrollo progresivo en nuestras operaciones no convencionales. Esto se dió a través de la incorporación de 244 millones de barriles de líquidos y 136 Mboe correspondientes a reservas de gas. Vale destacar los aportes en la Cuenca Neuquina: La Angostura Sur I, La Angostura Sur II, Bandurria Sur y La Amarga Chica en petróleo, y La Calera en gas.

Teniendo en cuenta que las reservas incorporadas en 2025 superaron la producción total del año (192 Mboe), el índice de reemplazo de reservas ("IRR") alcanzó 2,0x con 6,7 años de vida de reservas.

Excluyendo los campos convencionales incluidos en el programa de desinversión Andes Fase 1 y 2, el IRR habría mejorado a 2,7x, la vida de reservas a 8,0 años, y las reservas P1 hubieran crecido 26% a/a.

Enfocándonos en las **reservas shale**, representaron 88% del total de reservas P1, promediando 9,0 años, un IRR de 3,2x y un crecimiento del 32% a/a.

3.2 MIDSTREAM & DOWNSTREAM

Resultados Midstream & Downstream	4T25	3T25	4T24	T/T Δ	A/A Δ	2025	2024	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Gasoil (3ros)	1.525	1.467	1.581	4,0%	-3,5%	6.039	6.454	-6,4%
Naftas (3ros)	1.055	929	1.022	13,5%	3,1%	3.944	4.013	-1,7%
Otros mercado local	716	715	706	0,1%	1,4%	2.706	2.790	-3,0%
Mercado externo	630	619	739	1,8%	-14,7%	2.649	2.766	-4,2%
Ingresos	3.926	3.730	4.047	5,3%	-3,0%	15.338	16.023	-4,3%
Depreciaciones y amortizaciones	(196)	(185)	(191)	6,2%	2,8%	(708)	(660)	7,3%
Costos Downstream	(553)	(518)	(558)	6,9%	-0,8%	(2.128)	(2.104)	1,2%
Importación de combustibles (incluye <i>jet fuel</i> - a terceros)	(25)	(35)	(28)	-29,7%	-10,1%	(172)	(225)	-23,4%
Compras de crudo (intersegmento + a terceros)	(1.841)	(2.012)	(2.031)	-8,5%	-9,4%	(7.749)	(8.072)	-4,0%
Compras de biocombustibles (a terceros)	(231)	(208)	(212)	11,3%	9,2%	(909)	(910)	-0,1%
Compras de productos agro (a terceros)	(156)	(226)	(133)	-31,0%	16,9%	(723)	(602)	20,2%
Variación de existencias	(137)	35	(150)	N/A	-8,5%	(112)	(25)	354,9%
Otros	(470)	(418)	(560)	12,3%	-16,1%	(1.669)	(2.066)	-19,2%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	317	163	185	94,5%	71,1%	1.167	1.359	-14,1%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	-	-	(3)	N/A	N/A	-	(3)	N/A
Resultado operativo	317	163	182	94,5%	74,0%	1.167	1.356	-13,9%
Depreciaciones y amortizaciones	196	185	191	6,2%	2,8%	708	660	7,3%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	-	-	3	N/A	N/A	-	3	N/A
EBITDA	513	348	376	47,5%	36,4%	1.875	2.019	-7,1%
Arrendamientos	(44)	(46)	(40)	-4,2%	8,9%	(154)	(143)	7,8%
Resultado por revaluación de sociedades	-	-	-	N/A	N/A	(44)	-	N/A
Diversos - Otros	62	(1)	-	N/A	N/A	61	-	N/A
EBITDA Ajustado	531	301	336	76,4%	58,1%	1.738	1.876	-7,3%
Efecto precio de inventarios de productos derivados del petróleo	(163)	(58)	(41)	179,8%	300,6%	(277)	40	N/A
EBITDA Ajustado excl. ef precio de inventarios productos oil	694	359	377	93,2%	84,3%	2.015	1.837	9,7%
Inversiones	256	218	350	17,3%	-27,0%	924	1.187	-22,2%

La variación de existencias incluye el efecto precio por (US\$ 40) millones en el 4T24, (US\$ 164) millones en el 4T25, (US\$ 48) millones en el 3T25, (US\$263) millones en 2025 y US\$45 millones en 2024.

Los **ingresos** alcanzaron US\$15.338 millones en **2025** (-4% a/a), principalmente debido a menores precios locales y de exportación, en línea con la tendencia bajista en el precio internacional de petróleo, y una reducción de las exportaciones de *jet fuel* (dado el cese de la actividad de aviación en YPF Chile). Estos efectos fueron parcialmente mitigados por una mayor demanda de granos y harinas en el mercado externo, y por el incremento de los volúmenes despachados de nafta, gasoil, *jet fuel* y otros productos refinados y mayores volúmenes de exportación de petróleo. En el **4T25**, los ingresos subieron 5% t/t, impulsados por mayores precios locales de combustibles, en línea a las paridades internacionales, y por mayor demanda de nafta y gasoil, también impulsada por estacionalidad de nafta. Esto se vio parcialmente compensado por una caída del 7% en el precio del Brent, afectando a los precios locales y de exportación de otros productos refinados y petroquímicos.

Los **Costos Downstream** registraron un leve crecimiento en **2025** (+1% a/a), alineado a los mayores niveles de actividad de refino y marketing, compensado en parte por nuevas eficiencias alcanzadas (particularmente en la optimización de contratos de transporte terrestre). En el **4T25**, aumentaron un 7% t/t, reflejando mayores costos de transporte, por el incremento de actividad, y costos en pesos más altos en términos reales.

Las **importaciones de combustibles** cayeron 23% a/a en **2025**, principalmente dado por menores volúmenes importados, impulsado por mayores niveles de procesamiento, y baja de los precios internacionales. De este modo, las importaciones representaron solo el 2% de las ventas locales de combustible en 2025, en línea con 2024. En el **4T25**, la caída fue 30% t/t, particularmente dado por la reducción del volumen de gasoil importado.

Las **Compras de petróleo** (incluido intersegmento + a terceros) bajaron 4% a/a en **2025**, dado por menores precios de crudo, parcialmente compensado por mayores volúmenes (reducida exposición a campos maduros y mayores niveles de procesamiento). En el **4T25** cayeron 9% t/t, por la misma dinámica: contracción del precio de crudo, parcialmente compensada por mayores niveles de procesamiento de crudo. Las **compras de biocombustibles** se mantuvieron estables en **2025**, al compensar la caída del 1% en biodiésel con la suba del 1% en bioetanol, alineada a las ventas de nafta. Las **compras de productos agrícolas** crecieron 20% a/a en **2025**, impulsadas por mayores volúmenes y precios, tanto de granos y harinas como fertilizantes, mientras que en **4T25** cayeron 31% t/t, por menor actividad estacional.

La **Variación de existencias** totalizó (-US\$112 millones) en **2025** vs. (-US\$25 millones) en **2024**, principalmente por la caída de los precios de referencia en la valuación de nuestro inventario. En el **4T25**, fue (-US\$137 millones) vs. US\$35 millones en 3T25, reflejando tanto los menores precios de crudo como el consumo de existencias (alineado al aumento de las ventas), mientras que el 3T25 se vio impactado por mejores precios y mayores compras de crudo para reponer existencias.

Otros costos alcanzaron (-US\$1.669 millones) en **2025** (-19% a/a), dado por costos operativos más bajos, derivados del cese de la actividad de aviación en YPF Chile, menores compras de lubricantes y menores impuestos (principalmente por la eliminación del Impuesto PAIS). En el **4T25**, crecieron 12% t/t, reflejando el resultado relacionado con la adquisición del 50% de Refinor y mayores provisiones ambientales.

El **EBITDA Aj.**, excluyendo el efecto del precio de los inventarios de productos *oil*, fue US\$2.015 millones en **2025** (+10% a/a), impulsado por niveles récord de procesamiento y mayores *crack spreads*, con precios locales de combustibles casi en línea con las paridades internacionales. En el **4T25**, subió 93 % t/t, impulsado por mayor procesamiento y el recupero de los precios locales de combustibles, en parte compensados por la provisión ambiental extraordinaria mencionada anteriormente y mayores costos de transporte.

El **EBITDA Aj. de Refino y Marketing**, en términos unitarios, alcanzó US\$12,9/bbl en **2025**, comparado con US\$13,9/bbl en 2024, mayormente explicado por menores precios locales de combustible, compensados en parte por mayores niveles de procesamiento y eficiencias ganadas. Cabe destacar que, en el **4T25**, el EBITDA Aj. de R&M aumentó a US\$18,6/bbl (casi triplicándose t/t), gracias a los niveles récord de procesamiento y el recupero de los precios locales del combustible, junto a mayores *crack spreads* de gasoil y costos más bajos en términos reales.

Las **inversiones** fueron US\$924 millones en **2025** (-22% a/a, principalmente debido a la finalización del oleoducto VMOC) y la composición es: 59% refino, 19% midstream (O&G), 16% logística y 6% otros.

En nuestras **refinerías**, durante **2025** las inversiones se allocaron en los siguientes proyectos:

- **Nuevas especificaciones de combustibles**, para dar cumplimiento a la Resolución N° 492/2023 de la Secretaría de Energía. Continuamos avanzando en la construcción de una nueva unidad de hidrotratamiento de gasoil en la refinería de Luján de Cuyo, que se espera esté operativa en el 1S26.
- **Modernización de unidades de toppings**, completamos los trabajos de reacondicionamiento en la refinería de Plaza Huincul en el 2T25, incrementando el procesamiento de *shale oil* a ~80% del total de crudo procesado. Además, continuamos con la modernización de las unidades de topping de la refinería de Luján de Cuyo, esperando que esté operativa en el 2T26, y alcance un procesamiento 100% *shale oil*.

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

- **VMOS** (Allen – Punta Colorada, ~440 km, oleoducto dedicado a exportación): ~50% de progreso de construcción, estimando el *First Oil* para enero de 2027 (~180 kbb/d). La capacidad alcanzará ~550 kbb/d en 2027, ampliable a +700 kbb/d, si fuera necesario. Al 31 de diciembre de 2025, los compromisos de los cargadores iniciales alcanzaron 490 kbb/d (YPF con 120 kbb/d, y la mayor participación con ~25%)

En nuestra unidad de negocio **midstream gas**, también continuamos avanzando en los principales proyectos:

- Modernización completa de la **planta de tratamiento de gas natural de Loma La Lata**, aumentando la capacidad actual y mejorando el tratamiento del gas asociado. Se espera que esté operativa en 1T26.
- **Proyecto de captación Hub Sur** para ampliar la capacidad de procesamiento de gas en las plantas de tratamiento de Sierra Barrosa. La fase 1 se completó en 2024, la fase 2 se lanzó en 1T25 y se espera completar en 2027.
- **Proyecto de captación Hub Norte**: construcción de un gasoducto conectando los bloques Narambuena y Bajo del Toro con el Complejo Industrial El Portón, esperando quede operativa en 3T26.

Información Operativa Midstream & Downstream						2025	2024	A/A Δ
Cifras no auditadas						320,2	300,7	6,5%
Crudo procesado (Kbbld)	334,9	326,2	304,1	2,7%	10,1%	94,7%	89,0%	576bps
Utilización refinarias (%)	99,1%	96,5%	90,0%	257bps	912bps			
Capacidad nominal de 337,96 Kbbld desde 1T25.								
Volumenes vendidos a terceros (YPF Individual)						19.923	18.988	4,9%
Venta de productos refinados (Km3)	5.475	4.930	4.891	11,1%	11,9%	17.930	16.930	5,9%
Mercado local	4.877	4.513	4.330	8,1%	12,6%	6.012	5.782	4,0%
por nafta	1.618	1.501	1.500	7,8%	7,8%	8.354	8.165	2,3%
por gasoil	2.156	2.154	2.077	0,1%	3,8%	1.993	2.058	-3,2%
Mercado externo	598	417	561	43,5%	6,6%	548	616	-11,1%
Venta de productos petroquimicos (Ktn)	163	131	145	24,5%	12,1%	227	295	-23,0%
Mercado local	51	65	64	-22,3%	-21,2%	321	321	-0,1%
Mercado externo	112	65	81	71,2%	38,7%	1.954	1.696	15,2%
Venta de fertilizantes, granos y harinas (Ktn)	465	535	483	-13,1%	-3,7%	665	868	-23,4%
Mercado local	262	196	203	33,4%	28,8%	1.289	829	55,6%
Mercado externo	203	339	279	-40,1%	-27,4%			
Precios promedio netos						601	638	-5,8%
Nafta (USD/m3) (mercado local)	603	567	637	6,3%	-5,3%	677	746	-9,2%
Gasoil (USD/m3) (mercado local)	663	637	720	4,1%	-7,9%			
Los precios promedio netos locales de nafta y gasoil son netos de impuestos, comisiones, bonificaciones comerciales y fletes.								

El **crudo procesado** promedió 320 kbbld/d en **2025** (+6% a/a), con una tasa de utilización del 95%. Esta suba fue impulsada por la refinería La Plata (+10% a/a), que operó con plena disponibilidad de crudo en el año, sin eventos externos que condicionaran los niveles de procesamiento, permitiendo la plena utilización de sus unidades. Además, durante el 1S25, se optimizó el mix de productos tras la eliminación de cuellos de botella en el despacho, minimizando las importaciones. En el **4T25**, el crudo procesado registró un nuevo récord, promediando 335 Kbbld/d (+3% t/t), el nivel más alto de los últimos 15 años, con una utilización del 99%.

El **volumen de ventas locales de combustibles** alcanzó 14,4 millones m3, creciendo 3% a/a en **2025** (nafta +4% y gasoil +2%), principalmente por una mayor demanda de combustibles en todos los segmentos comerciales. En el **4T25**, la variación de 3% t/t reflejó la mayor demanda estacional de combustibles, principalmente nafta. En este contexto, durante 2025 YPF mantuvo su posición histórica de liderazgo, con una participación de mercado del 56%.

Los **volúmenes vendidos de petroquímicos** cayeron 11% a/a en 2025, principalmente por una menor demanda local de metanol.

Los **volúmenes de ventas de fertilizantes, granos y harinas** subieron 15% a/a en **2025**, explicado por un aumento significativo de las exportaciones de granos y harinas, donde la dinámica de precios entre el mercado local e internacional se fue normalizando a lo largo del año, impulsando las ventas en el mercado externo.

Los **precios promedio netos locales de combustibles medidos en dólares** cayeron 8% a/a en **2025**, en línea con las paridades internacionales, promediando un descuento anual del 3% (vs. un descuento del 2% en 2024).

3.3 LNG & GAS INTEGRADO

Resultados LNG & Gas Integrado						2025	2024	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones						1.871	1.851	1,1%
Ventas de gas natural (IS + a terceros)	315	634	341	-50,3%	-7,6%	94	76	23,8%
Otros	23	28	21	-18,3%	9,5%	1.965	1.927	2,0%
Ingresos	338	662	362	-48,9%	-6,6%	(2)	(2)	-0,1%
Depreciaciones y amortizaciones	1	(2)	(1)	N/A	N/A	(1.875)	(1.838)	2,0%
Compras de gas natural (intersegmentos + a terceros)	(314)	(624)	(344)	-49,7%	-8,8%	(96)	(136)	-29,2%
Costos operativos y Otros	(22)	(42)	(20)	-46,3%	13,6%	(8)	(49)	-83,6%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	3	(6)	(3)	N/A	N/A	-	-	N/A
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	-	-	-	N/A	N/A	(8)	(49)	-83,6%
Resultado operativo	3	(6)	(3)	N/A	N/A	2	2	-0,1%
Depreciaciones y amortizaciones	(1)	2	1	N/A	N/A	(6)	(47)	-87,2%
EBITDA	2	(4)	(2)	N/A	N/A	(1)	-	N/A
Arrendamientos	-	(0)	-	N/A	N/A	(7)	(47)	-84,5%
EBITDA Ajustado	2	(4)	(2)	N/A	N/A	42	26	61,5%
Inversiones	16	9	18	77,8%	-9,5%			

El **EBITDA Aj.** fue negativo por US\$7 millones en **2025**, frente a un negativo de US\$47 millones en 2024, principalmente por un menor cargo por ventas de dudoso cobro (en 2024 habíamos reconocido un cargo extraordinario de US\$51 millones, principalmente asociado a CAMMESA). En el **4T25**, las ventas de gas natural disminuyeron t/t reflejando una menor demanda estacional, en línea con la caída en las compras de gas natural. No obstante, los costos operativos cayeron secuencialmente, impulsado principalmente por menores gastos de transporte y una reducción en la provisión por incobrables.

Las **inversiones** fueron US\$42 millones en **2025** (+62% a/a), mayormente alocadas al proyecto Argentina LNG para las actividades de ingeniería **FEED** y estudios iniciales de viabilidad, los cuales continuaron avanzando a lo largo del año.

3.4 NUEVAS ENERGÍAS

Resultados Nuevas Energías								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						2025	2024	A/A Δ
Ventas de gas natural retail (a terceros)	141	201	169	-30,1%	-17,0%	676	760	-11,0%
Otros	47	33	38	44,3%	25,7%	167	144	15,8%
Ingresos	188	234	207	-19,7%	-9,2%	843	904	-6,7%
Depreciaciones y amortizaciones	(12)	(9)	(11)	33,3%	8,9%	(46)	(45)	2,1%
Compras de gas natural (intersegmentos + a terceros)	(76)	(106)	(77)	-28,5%	-1,3%	(341)	(397)	-14,1%
Costos operativos y Otros	246	(76)	(96)	N/A	N/A	(28)	(351)	-92,0%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	346	43	23	704,7%	1404,3%	428	111	285,6%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	-	(5)	-	N/A	N/A	4	(5)	N/A
Resultado operativo	346	38	23	810,5%	1404,3%	432	106	307,5%
Depreciaciones y amortizaciones	12	9	11	33,3%	8,9%	46	45	2,1%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	-	5	-	N/A	N/A	(4)	5	N/A
EBITDA	358	52	34	588,4%	952,3%	474	156	203,8%
Arrendamientos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado por venta de Compañías	(335)	-	-	N/A	N/A	(335)	-	N/A
EBITDA Ajustado	23	52	34	-55,8%	-32,4%	139	156	-10,9%
Inversiones	12	7	15	60,0%	-19,6%	38	40	-4,5%

El **EBITDA Aj.** alcanzó US\$139 millones en **2025** (-11% a/a), atribuible casi en su totalidad a nuestra subsidiaria Metrogas (EBITDA Aj. 2025: US\$135 millones), dado por precios en dólares más bajos y, en menor medida, una reducción de la demanda de gas. En el **4T25**, el EBITDA Aj. disminuyó 56% t/t, principalmente dado por la menor venta estacional de gas natural. El EBITDA Aj. excluye US\$335 millones correspondientes al resultado de la venta del 50% de Profertil, que se encuentra incluido en la línea Costos operativos y otros.

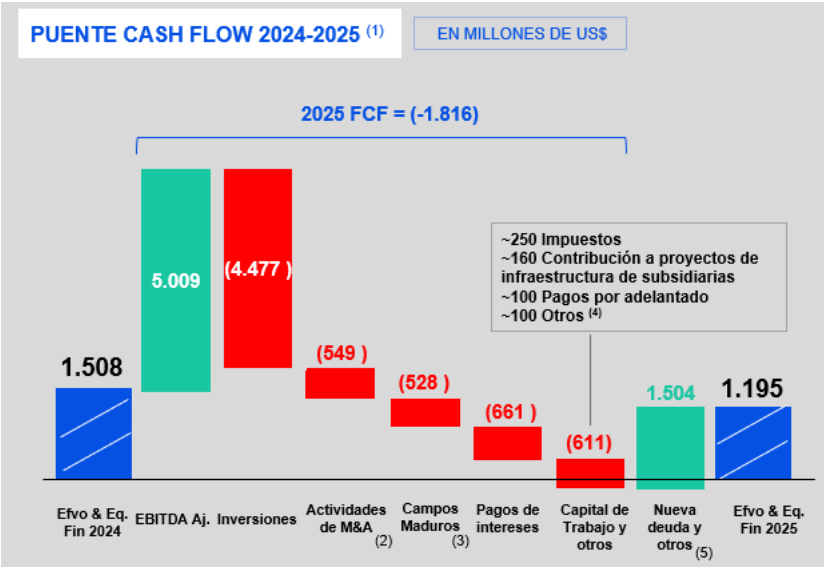
4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

4.1 RESUMEN DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

El **flujo de caja libre** para 2025 fue negativo por US\$1.816 millones, a pesar de que el EBITDA Aj. (US\$5.009 millones) compensó en gran medida las inversiones (US\$4.477 millones) y el pago regular de intereses (US\$661 millones). Este resultado es principalmente dado por actividades extraordinarias de M&A (-US\$549 millones), asociadas a la adquisición de tres activos shale *tier-one*, neto de las cobranzas parciales obtenidas por la desinversión del 50% en Profertil y 49% del bloque Aguada del Chañar. Asimismo, los resultados se vieron afectados por partidas extraordinarias vinculadas a campos maduros (-US\$528 millones), aportes a proyectos de infraestructura (principalmente VMOS, Oldelval y SESA) y prepago de costos en dólares para 2026, en línea con nuestra estrategia proactiva de cobertura, así como diversos pagos de impuestos (incluido el impuesto a las ganancias de Metrogas y AESA y el nuevo Plan de Facilidades de pago para YPF SA), entre otros factores.

En el **4T25**, el flujo de efectivo libre retomó a terreno positivo, totalizando US\$265 millones, dado que el EBITDA Aj. (US\$1.283 millones) superó las inversiones (US\$1.086 millones) y los pagos de intereses (US\$123 millones), además de la cobranza parcial asociada a la desinversión en Profertil (US\$200 millones).

En términos de liquidez, nuestro **efectivo e inversiones a corto plazo** totalizaron US\$1.195 millones al cierre de diciembre de 2025.



Notas:
(1) Aproximación de la evolución del flujo, resaltando números principales. Efvo y equivalentes incluye bonos soberanos argentinos y bonos del Tesoro. (2) Incluye (en MUS\$): adquisición del 45% de La Escalonada y Rincón de la Ceniza (-531), así como la adquisición de 54,45% de Sierra Chata, neta de la desinversión del 49% de Aguada del Chañar (-211), cobranza parcial por la venta del 50% de Profertil (+200), entre otros (-7). (3) Incluye (en MUS\$): optimizaciones operativas (-318), acuerdo de Santa Cruz (-142), indemnizaciones por despido (-58), altas de activos mantenidos para la venta (-46), cobranzas por venta de activos (+61), entre otros (-25). (4) Otros considera pagos de leasing, cobranza de dividendos de afiliadas, entre otros. (5) Otros incluye principalmente diferencias de tipo de cambio y cobranzas netas por ventas de activos financieros.

4.2 DEUDA NETA

Desglose Deuda Neta	4T25	3T25	4T24	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Deuda corto plazo	2.355	2.653	1.907	-11,2%
Deuda largo plazo	8.226	7.958	7.035	3,4%
Deuda Total	10.581	10.611	8.942	-0,3%
Tasa de interés promedio para deuda US\$	6,8%	6,7%	6,5%	
% deuda en USD	99,2%	98,7%	99,4%	
Caja y equivalente de caja	1.195	1.016	1.508	17,6%
% de liquidez dolarizada	68,4%	70,5%	69,5%	
Deuda neta	9.386	9.595	7.434	-2,2%

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

Al 31 de diciembre de 2025, la **deuda neta consolidada** de YPF fue US\$9.386 millones, disminuyó un 2% t/t pero aumentó un 26% a/a, principalmente por el flujo de caja libre negativo mencionado previamente. El flujo de caja libre positivo del 4T25, junto con el mayor EBITDA, permitió cerrar el año con una ratio de apalancamiento neto de 1,9x, por debajo del 2,1x registrado en el 3T25.

En términos de **financiamiento**, en el mercado internacional, durante el 4T25, reabrimos el bono 2031 no garantizado por US\$500 millones con un rendimiento de 8,25%. Los fondos se destinaron a la cancelación del préstamo puente utilizado para la adquisición de los activos shale de Total Austral y al financiamiento del plan de inversiones de YPF. Asimismo, en el 4T25, obtuvimos un préstamo sindicado internacional garantizado por exportaciones por US\$700 millones, con un plazo de tres años, del cual sólo se desembolsaron US\$50 millones, manteniéndose un compromiso no utilizado por US\$650 millones, disponible hasta abril de 2026. Además, pagamos por adelantado en su totalidad la Clase XVI garantizada 2026 por US\$60 millones, con vencimiento original en febrero 2026.

En el mercado local, durante el 4T25 emitimos dos bonos US\$-MEP: (1) Clase XLI por US\$99 millones con un plazo de 1,25 años y una tasa del 6%; y (2) Clase XLII por US\$195 millones con un plazo de 3,25 años y una tasa del 7%.

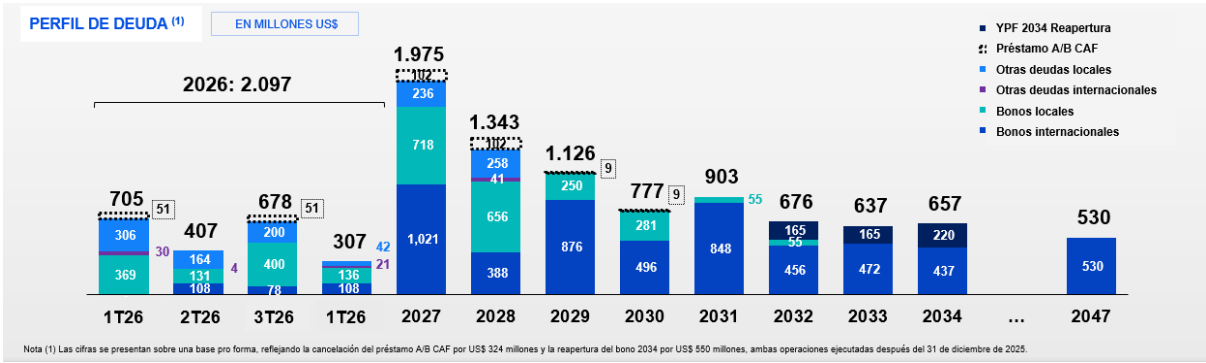
Luego del 4T25, en enero 2026, reabrimos el bono no garantizado internacional 2034 por US\$550 millones, con un rendimiento de 8,1%, el menor rendimiento obtenido por la Compañía en los mercados internacionales en los últimos nueve años. Los fondos se aplicaron principalmente al pago por adelantado del préstamo A/B

con CAF por US\$324 millones, originado en 2023. Asimismo, se destinó al pago por la adquisición de los activos de Equinor (4,9% de Bandurria Sur y 15% de Bajo del Toro y Bajo del Toro Norte) por US\$163 millones, y otros usos corporativos generales

En el mercado local, en febrero 2026, reabrimos un bono US\$-MEP por US\$161 millones, con un plazo de 3 años y con un rendimiento de 6,5%. Los fondos se destinarán principalmente para refinanciar el bono US\$-MEP Clase XXIX por US\$131 millones, neto de recompras, con vencimiento en mayo de 2026.

En cuanto a nuestro **perfil de vencimientos**, la Compañía enfrenta vencimientos de deuda para los 12 meses de 2026 por US\$2,1 mil millones, concentrados principalmente en: US\$1,0 mil millones por bonos locales; US\$294 millones por amortizaciones de bonos internacionales; US\$215 millones por financiamientos de comercio exterior de corto plazo con bancos locales e internacionales; y el resto en otras deudas locales. Gracias a una posición financiera sólida, respaldada por fuentes de financiamiento diversificadas y líneas bancarias prácticamente disponibles en su totalidad, la Compañía se encuentra preparada para cumplir sus obligaciones de deuda durante los próximos doce meses.

El siguiente cuadro muestra nuestro perfil consolidado de vencimientos de deuda principal al 31 de diciembre de 2025:



4. TABLAS

5.1 BALANCE CONSOLIDADO

Balance General Consolidado		
Cifras no auditadas	31-Dec-25	31-Dec-24
Activo No Corriente		
Activos intangibles	1.068	491
Propiedades, planta y equipo	19.085	18.736
Activos por derecho de uso	537	743
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1.610	1.960
Activos por impuesto diferido, netos	9	330
Otros créditos	648	337
Créditos por ventas	5	1
Total del Activo No Corriente	22.962	22.598
Activo Corriente		
Activos mantenidos para la venta	1.019	1.537
Inventarios	1.447	1.546
Activos de contratos	3	30
Otros créditos	1.159	552
Créditos por ventas	1.654	1.620
Inversiones en activos financieros	262	390
Efectivo y equivalentes de efectivo	933	1.118
Total del Activo Corriente	6.477	6.793
Total del Activo	29.439	29.391
Total Patrimonio Neto	11.044	11.870
Pasivo No Corriente		
Provisiones	610	1.084
Pasivos por impuesto diferido, netos	373	90
Pasivos de contratos	180	114
Impuesto a las ganancias a pagar	830	2
Cargas fiscales	18	0
Remuneraciones y cargas sociales	63	34
Pasivos por arrendamientos	273	406
Préstamos	8.226	7.035
Otros pasivos	373	74
Cuentas por pagar	6	6
Total del Pasivo No Corriente	10.952	8.845
Pasivo Corriente		
Pasivos asociados con activos mantenidos para la venta	1.181	2.136
Provisiones	229	116
Pasivos de contratos	117	73
Impuesto a las ganancias a pagar	73	126
Cargas fiscales	217	247
Remuneraciones y cargas sociales	336	412
Pasivos por arrendamientos	298	370
Préstamos	2.355	1.907
Otros pasivos	399	410
Cuentas por pagar	2.238	2.879
Total del Pasivo Corriente	7.443	8.676
Total del Pasivo	18.395	17.521
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	29.439	29.391

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

5.2 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados	4T25	3T25	4T24	T/T Δ	A/A Δ	2025	2024	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ingresos	4.556	4.643	4.751	-1,9%	-4,1%	18.448	19.293	-4,4%
Costos	(3.232)	(3.319)	(3.756)	-2,6%	-14,0%	(13.348)	(13.910)	-4,0%
Resultado bruto	1.324	1.324	995	0,0%	33,1%	5.100	5.383	-5,3%
Gastos de comercialización	(530)	(495)	(536)	7,1%	-1,1%	(2.088)	(2.132)	-2,1%
Gastos de administración	(229)	(207)	(261)	10,6%	-12,3%	(830)	(836)	-0,7%
Gastos de exploración	(48)	(17)	(108)	182,4%	-55,6%	(116)	(239)	-51,5%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E y desvalorización de inventarios	-	(5)	(61)	N/A	N/A	4	(87)	N/A
Otros resultados operativos, netos	67	(48)	(559)	N/A	N/A	(330)	(609)	-45,8%
Resultado operativo	584	552	(530)	5,8%	N/A	1.740	1.480	17,6%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	15	32	133	-53,1%	-88,7%	122	396	-69,2%
Ingresos financieros	33	28	47	17,9%	-29,8%	105	134	-21,6%
Costos financieros	(266)	(257)	(258)	3,5%	3,1%	(1.087)	(1.169)	-7,0%
Otros resultados financieros	27	(16)	108	N/A	-75,0%	30	179	-83,3%
Resultados financieros, netos	(206)	(245)	(103)	-15,9%	100,1%	(952)	(856)	11,3%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	393	339	(500)	15,9%	N/A	910	1.020	-10,8%
Impuesto a las ganancias	(1.042)	(537)	216	94,0%	N/A	(1.709)	1.373	N/A
Resultado neto del periodo	(649)	(198)	(284)	228,0%	128,5%	(799)	2.393	N/A
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	(654)	(206)	(290)	217,5%	125,5%	(826)	2.348	N/A
Resultado neto atribuible al interés no controlante	5	8	6	-37,5%	-16,7%	27	45	-40,0%
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	(1,67)	(0,53)	(0,74)	215,1%	125,7%	(2,11)	5,99	N/A

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

5.3 RESUMEN DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Resumen consolidado Flujo de Efectivo	4T25	3T25	4T24	T/T Δ	A/A Δ	2025	2024	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Efectivo al inicio del ejercicio	799	774	877	3,2%	-8,9%	1.118	1.123	-0,4%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	1.738	1.225	1.663	41,9%	4,5%	4.959	5.869	-15,5%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(1.224)	(1.662)	(1.400)	-26,4%	-12,6%	(5.527)	(5.511)	0,3%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(354)	497	(1)	N/A	35300,0%	517	(293)	N/A
Ajustes de conversión & otros	(26)	(35)	(21)	-25,7%	24,0%	(134)	(70)	92,5%
Efectivo al cierre del periodo	933	799	1.118	16,8%	-16,5%	933	1.118	-16,5%
Inversiones en activos financieros	262	217	390	20,7%	-32,8%	262	390	-32,8%
Caja + inversiones corrientes al cierre	1.195	1.016	1.508	17,6%	-20,8%	1.195	1.508	-20,8%
FCF	265	(759)	64	N/A	314,1%	(1.816)	(760)	138,9%

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).

5. 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 ~30% y ~30% del petróleo y gas del país, y somos el mayor productor de shale en Vaca Muerta, en proceso de desinversión de campos maduros convencionales; (ii) en el downstream, operamos 4 refinerías (+50% de la capacidad de refinación de Argentina) y lideramos las ventas locales de gasoil y naftas (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.

6. 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 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.