

YPF

2T25

PRESENTACIÓN WEBCAST DE RESULTADOS

Webcast: 8 de agosto de 2025

9:00 am ET / 10:00 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

EQUIPO RI

MARGARITA CHUN – GERENTE RI

VALENTINA LÓPEZ – RI

CHRISTIAN GONZÁLEZ – RI

PRINCIPALES HITOS DEL 2T25

	KPI	2T25	1T25	T/T Δ	2T24	A/A Δ	1S25	1S24	Δ
Financieros	Ingresos	4.641	4.608	1%	4.935	-6%	9.249	9.245	0%
	EBITDA Ajustado	1.124	1.245	-10%	1.204	-7%	2.369	2.449	-3%
	Resultado neto	58	(10)	N/A	535	-89%	48	1.192	-96%
	Inversiones	1.160	1.214	-5%	1.200	-3%	2.374	2.369	0%
	FCF	(365)	(957)	-62%	(257)	42%	(1.322)	(651)	103%
	Deuda neta	8.833	8.336	6%	7.457	18%	8.833	7.457	18%
	Ratio de apalancamiento neto (x)	1,9	1,8	8%	1,7	15%	1,9	1,7	15%
Upstream	Producción total (Kboe/d)	545,7	552,1	-1%	539,0	1%	548,9	532,5	3%
	Crudo (Kbbl/d)	247,9	269,9	-8%	248,8	0%	258,8	252,1	3%
	Gas Natural (Mm3/d)	39,7	37,3	6%	38,8	2%	38,5	37,6	3%
	NGL (Kbbl/d)	48,0	47,3	2%	46,1	4%	47,7	43,9	8%
	Precio de crudo (US\$/bbl)	59,5	67,9	-12%	70,8	-16%	63,9	69,5	-8%
	Precio de gas natural (US\$/MBTU)	4,1	3,0	38%	4,0	2%	3,5	3,5	0%
	Export. crudo mediano (Kbbl/d)	43,6	36,4	20%	30,4	43%	40,0	28,8	39%
	Producción Crudo Shale (Kbbl/d)	145,1	147,3	-1%	113,3	28%	146,2	112,8	30%
	Costos extracción (US\$/boe)	12,3	15,3	-19%	16,2	-24%	13,8	14,6	-5%
	Costos extrac. core hub (US\$/boe)	4,9	4,6	7%	4,7	5%	4,8	4,0	20%
Midstream & Dn	Crudo procesado (Kbbl/d)	301,4	318,0	-5%	299,2	1%	309,6	300,1	3%
	Utilización refinarias (%)	89%	94%	-5%	89%	1%	92%	89%	3%
	Venta local combustibles (Km3)	3.532	3.405	4%	3.431	3%	6.937	6.920	0%
	Precio neto local comb. (US\$/m3)	641	697	-8%	711	-10%	697	701	-1%
	Combustible importado (Km3)	95	78	22%	-	N/A	173	142	22%
	EBITDA Ajustado R&M (US\$/bbl)	11,9	14,3	-17%	11,4	4%	14,3	14,9	-4%

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\$1.124 millones (-10 % t/t), principalmente por contracción del Brent, que afectó a los precios de combustibles y otros refinados, además del valor de inventarios (pero también bajaron costos unitarios de compras de petróleo a terceros), y en menor medida, menor participación en el bloque Aguada del Chañar (shale oil, 100%→51%) desde Abr-25. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por menor costo de extracción debido a menor exposición a campos maduros, y mayores ventas estacionales de gas.

El -7% a/a en EBITDA Aj. fue principalmente por menores precios de combustibles, compensados parcialmente por expansión del shale y costos de extracción convencional aún mejores. Además, 2T24 fue afectado por condiciones climáticas adversas en la Patagonia.

Excluyendo campos maduros, el EBITDA ajustado del 2T25 hubiera ascendido a US\$1.250 millones.

Las **inversiones** fueron US\$1.160 millones (-5% t/t y -3% a/a). El 71 % del CAPEX fue no convencional (principalmente shale), lo cual acentúa una vez más nuestro foco en el desarrollo de Vaca Muerta.

La **producción de petróleo shale** promedió 145 kbbl/d (-1% t/t y +28% a/a), representando 59 % del total de petróleo (1T25: 55% y 2T24: 46%). Incluso luego de reducir la participación en Aguada del Chañar, el nivel de producción fue estable t/t por el crecimiento en La Angostura Sur I (Hub-Sur). Además, en línea con nuestro Plan 4x4, firmamos recientemente un acuerdo vinculante para **adquirir 45% de los bloques La Escalonada y Rincón La Ceniza** (ubicados en el área con mayor potencial en las ventanas de petróleo y condensado del Norte de Vaca Muerta) de Total Austral S.A. por US\$500 millones, sujeto a ciertas condiciones y ajustes.

Las **exportaciones de petróleo** fueron 44 kbbl/d, siendo +20% t/t por exportaciones extraordinarias del petróleo pesado Escalante (dado que la refinería La Plata estuvo en mantenimiento programado), mientras que a/a crecieron un +43%, impulsado también por la expansión del petróleo shale.

Avances en nuestros proyectos principales:

- **Programa Salida de Campos Maduros**, desde la publicación de resultados 1T25, hubo avances notables:

- ✓ **Andes Fase I:** (28 bloques: 24 transferidos y 4 en etapa final) transferimos 6 bloques en el Clúster Mendoza Sur, 4 en Neuquén Norte y 3 en Neuquén Sur. Además, pasamos a etapa final en 4 bloques: 3 en Clúster Chubut No Operado y 1 en Señal Picada – Punta Barda.
- ✓ **Reversión de Campos Maduros:** (20 bloques: 11 revertidos y 9 en progreso) revertimos 10 bloques en el Clúster Santa Cruz y 1 bloque en Restinga Alí (provincia de Chubut)
- ✓ **Andes Fase II: (nuevo)** se lanzó añadiendo 16 bloques convencionales de calidad, 6 en Salta, 8 en Mendoza, 1 en Río negro y 1 en Chubut. Es importante destacar la excelente producción terciaria en los Clústeres Manantiales Behr (Chubut) y Chachahuen (Mendoza).

- **VMOS, oleoducto para exportación** (~550 kbb/d en 1S27, ~US\$3 mil millones de CAPEX, participación de YPF: ~25%): el vehículo (SPV) firmó un préstamo sindicado por US\$2 mil millones a SOFR+5,5% en Jul-25 para financiar ~70% del CAPEX, reabriendo *Project Finance* en Argentina. Avance en la construcción: 23% (Jul-25), se completaron los trabajos de soldadura para ~120 km (Allen – 1° estación de bombeo).
- **Argentina LNG**: Fase 3 (~12 MTPA), en Jun-25 se firmó un acuerdo con Eni (nuestro socio estratégico) un acuerdo de términos generales “*Heads of Agreement*”. Asimismo, en Ago-25, SESA (participación accionaria YPF: 25%), la SPV de Argentina LNG 1, obtuvo la aprobación de la Decisión Final de Inversión (FID) para el *Bareboat Charter Agreement* por 20 años del segundo buque FLNG MK II (3.5 MTPA, habilitación estimada en 2028), y considerando el primer buque (2.45 MTPA, habilitación estimada en 2027), la capacidad total ascienda a 5.95 MTPA.

Buenos Aires, 7 de Agosto, 2025 – YPF (BYMA: YPFD | NYSE: YPF¹). 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 DEL 2T25

Desglose Ingresos Consolidados								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						1S25	1S24	A/A Δ
Gasoil	1.526	1.521	1.672	0,4%	-8,7%	3.047	3.227	-5,6%
Nafta	923	1.037	946	-10,9%	-2,4%	1.960	1.968	-0,4%
Gas natural como productores (a terceros)	447	306	419	45,9%	6,6%	753	697	8,0%
Otros	1.025	988	1.160	3,8%	-11,6%	2.014	1.951	3,2%
Total Mercado Local	3.922	3.852	4.197	1,8%	-6,6%	7.774	7.844	-0,9%
Jet fuel	73	94	120	-22,7%	-39,3%	167	274	-39,1%
Granos y harinas	172	133	130	28,6%	32,4%	305	157	94,4%
Crudo	254	240	226	5,7%	12,1%	494	415	18,9%
Petroquímicos y otros	221	289	262	-23,4%	-15,6%	510	556	-8,3%
Total Mercado Externo	719	756	738	-4,9%	-2,5%	1.475	1.401	5,2%
Total Ingresos	4.641	4.608	4.935	0,7%	-6,0%	9.249	9.245	0,0%

Los ingresos netos fueron US\$4.641 millones (+1% t/t), principalmente por mayor demanda estacional de gas y gasoil, además del aumento de exportaciones de petróleo (especialmente Escalante) y granos y harinas (impulsado por menores aranceles de exportación). Dichos efectos fueron parcialmente compensados por el impacto de la contracción del Brent en nuestros productos refinados, en particular combustibles locales, así como por la menor demanda estacional de nafta.

Desglose Costos Consolidados								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						1S25	1S24	A/A Δ
Costo de extracción	(611)	(758)	(793)	-19,3%	-22,9%	(1.369)	(1.410)	-2,9%
Otros Upstream	(157)	(147)	(162)	6,9%	-2,9%	(304)	(274)	11,2%
Costos Downstream	(527)	(535)	(559)	-1,4%	-5,6%	(1.062)	(997)	6,5%
Otros Midstream & Downstream	(71)	(55)	(57)	28,3%	24,3%	(126)	(105)	20,3%
LNG & GI, NNEE, Corpo y Otros	(162)	(249)	(271)	-34,9%	-40,1%	(411)	(435)	-5,5%
Total Costos Operativos	(1.529)	(1.744)	(1.842)	-12,3%	-17,0%	(3.273)	(3.222)	1,6%
Depreciaciones y Amortizaciones	(788)	(806)	(638)	-2,2%	23,5%	(1.594)	(1.290)	23,6%
Regalías	(243)	(265)	(282)	-8,5%	-13,8%	(508)	(540)	-5,8%
Otros	(312)	(319)	(383)	-2,0%	-18,5%	(631)	(655)	-3,7%
Total Otros Costos	(1.343)	(1.390)	(1.303)	-3,4%	3,1%	(2.733)	(2.485)	10,0%
Importación de combustibles (incluye jet fuel)	(53)	(59)	0	-10,1%	N/A	(112)	(99)	13,2%
Compras de crudo a terceros	(442)	(485)	(469)	-9,0%	-5,9%	(927)	(844)	9,9%
Compras de biocombustibles	(244)	(226)	(224)	8,2%	9,2%	(470)	(465)	1,0%
Compras productos agro	(224)	(119)	(190)	88,4%	17,6%	(342)	(261)	31,3%
Otras compras	(246)	(139)	(302)	76,2%	-18,7%	(385)	(480)	-19,7%
Variación de existencias	(132)	69	(2)	N/A	6500,0%	(63)	(127)	-50,4%
Total de Compras y Variación de existencias	(1.340)	(959)	(1.187)	39,7%	12,9%	(2.299)	(2.275)	1,1%
Otros resultados operativos, netos	(26)	(323)	(8)	-92,0%	225,0%	(349)	(2)	17350,0%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	9	-	(5)	N/A	N/A	9	(5)	N/A
Total Costos Operativos + Compras + Deterioro de Activos	(4.229)	(4.416)	(4.345)	-4,2%	-2,7%	(8.645)	(7.989)	8,2%

La variación de existencias incluye el efecto precio por (US\$ 96) millones en el 2T25, US\$ 5 millones en el 1T25, US\$ 12 millones en el 2T24, (US\$91) millones en el 1S25 y (US\$157) Millones en el 1S24

Los costos operativos fueron US\$1.529 millones (-12% t/t), principalmente por ahorros asociados a menor exposición a campos maduros y reducción de OPEX de bloques restantes. El **Total de Otros Costos** fue US\$1.343 millones (-3 % t/t), principalmente por menores regalías (precio de petróleo bajo y menor producción convencional, parcialmente compensado por mayores ventas estacionales de gas), como también por la disminución de depreciaciones y amortizaciones en el segmento upstream.

Las **compras y variaciones de existencias** fueron US\$1.340 millones (+40% t/t). Las **compras** aumentaron t/t, impulsadas por compras estacionales de productos agrícolas y gas natural, compensadas en parte por la disminución de compras de petróleo a terceros (como resultado de un menor costo unitario por la contracción

¹ 1 ADR = 1 acción. El capital social emitido ascendió a 393.312.793 acciones a Jun-2025 (51% Gobierno Argentino; 29% NYSE y 20% ByMA).

en Brent). Las **variaciones de existencias** fueron un valor negativo de US\$132 millones en 2T25 (frente a un valor positivo de US\$69 millones en 1T25), principalmente por la reducción de precios, que dio lugar a un menor costo de reposición de nuestras existencias.

Otros resultados operativos netos fueron una pérdida de US\$26 millones (frente a una pérdida de US\$323 millones en 1T25), principalmente por costos extraordinarios de campos maduros en 1T25, y en menor medida, resultados positivos por revaluación de empresas y venta del 49% de Aguada del Chañar en 2T25.

Desglose Resultado neto	2T25	1T25	2T24	T/T Δ	A/A Δ	1S25	1S24	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Resultado operativo	412	192	590	114,6%	-30,2%	604	1.256	-51,9%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(6)	81	27	N/A	N/A	75	156	-51,9%
Resultados financieros, netos	(287)	(256)	(161)	12,1%	78,3%	(543)	(420)	29,3%
Resultado antes de impuestos	119	17	456	600,0%	-73,9%	136	992	-86,3%
Impuesto a las ganancias	-51	(27)	79	125,9%	N/A	(85)	200	N/A
Resultado neto	58	(10)	535	N/A	-89,2%	48	1.192	-96,0%
Resultado neto antes de deterioro de activos	52	(10)	538	N/A	-90,3%	42	1.195	-96,5%

Los **resultados financieros netos** fueron pérdida de US\$287 millones (frente a pérdida de US\$256 millones en 1T25), principalmente por la actualización de pasivos y menores tasas de intereses locales. El **impuesto a las ganancias** registró un cargo de US\$61 millones (frente a un cargo de US\$27 millones en 1T25), debido a un aumento de las deudas fiscales a pagar en el futuro. En consecuencia, el **resultado neto** totalizó una ganancia de US\$58 millones (frente a una pérdida de US\$10 millones en 1T25).

2. EBITDA AJUSTADO E INVERSIONES

2.1 RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO

Reconciliación EBITDA Ajustado	2T25	1T25	2T24	T/T Δ	A/A Δ	1S25	1S24	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Resultado neto	58	(10)	535	N/A	-89,2%	48	1.192	-96,0%
Resultados financieros, netos	287	256	161	12,1%	78,3%	543	420	29,3%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	6	(81)	(27)	N/A	N/A	(75)	(156)	-51,9%
Impuesto a las ganancias	61	27	(79)	125,9%	N/A	88	(200)	N/A
Perforaciones exploratorias improductivas	1	-	49	N/A	-98,0%	1	55	-98,2%
Depreciaciones y amortizaciones	788	806	638	-2,2%	23,5%	1.594	1.290	23,6%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	(9)	-	5	N/A	N/A	(9)	5	N/A
EBITDA	1.192	998	1.282	19,4%	-7,0%	2.190	2.606	-16,0%
Arrendamientos	(82)	(85)	(78)	-4,0%	4,3%	(167)	(157)	5,8%
Provisión por optimizaciones operativas	30	-	-	N/A	N/A	30	-	N/A
Resultado por venta de activos	(168)	(14)	-	1120,3%	N/A	(182)	-	N/A
Resultado por cambios en el VR de los activos mantenidos para la venta	44	200	-	-78,0%	N/A	244	-	N/A
Provisión por indemnizaciones	0	26	-	-100,0%	N/A	26	-	N/A
Provisión para materiales y equipos obsoletos	123	136	-	-9,5%	N/A	259	-	N/A
Resultado por adquisición y revaluación de sociedades	(45)	-	-	N/A	N/A	(45)	-	N/A
Diversos – Campos Maduros	29	(16)	-	N/A	N/A	13	-	N/A
EBITDA Ajustado	1.124	1.245	1.204	-9,7%	-6,7%	2.368	2.449	-3,3%

2.2 EBITDA AJUSTADO E INVERSIONES POR SEGMENTO

Segmentos	2T25	1T25	T/T Δ	2T24	A/A Δ	1S25	1S24	Δ
EBITDA Aj.								
Upstream	770	766	1%	815	-6%	1.537	1.646	-7%
Midstream & Downstream	439	504	-13%	390	12%	943	966	-2%
LNG & GI	(0)	(5)	-99%	(22)	-100%	(5)	(54)	-91%
NNEE	26	38	-32%	45	-43%	64	31	106%
Corporación	(42)	(36)	18%	(47)	-11%	(78)	(54)	43%
Eliminaciones y Otros	(68)	(24)	187%	22	N/A	(92)	(86)	7%
EBITDA ajustado	1.124	1.245	-10%	1.204	-7%	2.369	2.449	-3%
Inversiones								
Upstream	864	979	-12%	863	0%	1.843	1.798	3%
Midstream & Downstream	246	204	20%	305	-19%	450	509	-12%
LNG & GI	14	3	367%	5	205%	17	5	240%
NNEE	8	10	-23%	7	9%	19	12	50%
Corporación	28	18	54%	20	39%	46	45	2%
Eliminaciones	-	-	N/A	-	N/A	-	-	N/A
Inversiones totales	1.160	1.214	-5%	1.200	-3%	2.374	2.369	0%

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						1S25	1S24	A/A Δ
Crudo	1.325	1.646	1.568	-19,5%	-15,5%	2.971	3.127	-5,0%
Gas natural	541	394	510	37,5%	6,0%	935	864	8,1%
Otros	29	27	35	7,1%	-15,6%	57	68	-17,5%
Ingresos	1.895	2.067	2.113	-8,3%	-10,3%	3.962	4.060	-2,4%
Depreciaciones y amortizaciones	(588)	(602)	(449)	-2,4%	30,9%	(1.190)	(922)	29,0%
Costo de extracción	(611)	(758)	(793)	-19,3%	-22,9%	(1.369)	(1.410)	-2,9%
Regalías	(241)	(262)	(279)	-8,1%	-13,5%	(503)	(534)	-5,7%
Otros costos	(279)	(564)	(230)	-50,5%	21,2%	(843)	(431)	95,3%
Rdo operativo antes de deterioro de activos	176	(119)	362	N/A	-51,4%	57	762	-92,5%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	176	(119)	362	N/A	-51,4%	57	762	-92,5%
Depreciaciones y amortizaciones	588	602	449	-2,4%	30,9%	1.190	922	29,0%
Perforaciones exploratorias improductivas	1	-	49	N/A	-98,0%	1	55	-98,2%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
EBITDA	765	483	860	58,2%	-11,1%	1.248	1.739	-28,2%
Arrendamientos	(51)	(49)	(44)	5,5%	16,1%	(100)	(93)	7,4%
Provisión por optimizaciones operativas	30	-	-	N/A	N/A	30	-	N/A
Resultado por venta de activos	(168)	(14)	-	1120,3%	N/A	(182)	-	N/A
Resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta	44	200	-	-78,0%	N/A	244	-	N/A
Provisión por indemnizaciones	-	26	-	N/A	N/A	26	-	N/A
Provisión para materiales y equipos obsoletos	123	136	-	-9,5%	N/A	259	-	N/A
Diversos – Campos Maduros	29	(16)	-	N/A	-5,5%	13	-	N/A
EBITDA Ajustado	771	766	816	0,6%	-5,5%	1.538	1.646	-6,6%
Inversiones	864	979	863	-11,7%	0,1%	1.843	1.798	2,5%

Cash Costs unitarios						1S25	1S24	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$/boe								
Costo de extracción	12,3	15,3	16,2	-19,3%	-23,9%	13,8	14,6	-5,3%
Regalías y otros impuestos	6,2	6,6	7,2	-6,8%	-14,0%	6,4	6,9	-7,6%
Otros costos	3,4	3,4	3,5	-0,8%	-3,1%	3,4	3,0	13,2%
Total Cash Costs (US\$/boe)	21,8	25,3	26,8	-13,5%	-18,5%	23,6	24,4	-3,5%

Los ingresos totalizaron US\$1.895 millones (-8% t/t), principalmente por menor precio de petróleo asociado a la contracción del Brent y disminución de producción de petróleo convencional (por más desinversión de campos maduros), compensadas en parte por mayor venta estacional de gas (impulsada también por la expansión del shale gas).

Costo de extracción disminuyó a US\$12,3/BOE (-19% t/t), principalmente por la venta de campos maduros. **Convencional** fue US\$26,8/BOE (-12% t/t) y **no convencional** de US\$4,1/BOE (-22% t/t, impulsado por la productividad en los bloques La Calera, ventana de condensado, y Lindero Atravesado, Hub-Sur). Excluyendo campos maduros, el costo de extracción total hubiera sido alrededor de US\$7,5/BOE.

En cuanto al costo de extracción en nuestros bloques **shale core hub** (al 100% de participación), a pesar del aumento secuencial (+7% t/t), registró un nivel competitivo de US\$4,9/BOE debido principalmente al incremento de los costos de *pulling* y mantenimiento.

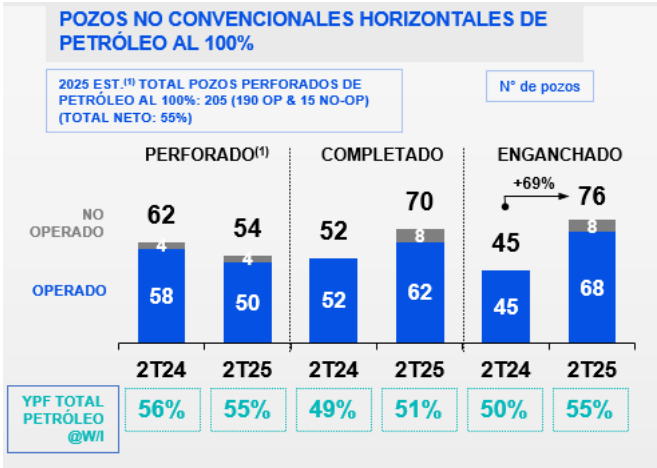
Las **regalías** y otros impuestos promediaron US\$6,2/BOE (-7 % t/t), principalmente por menores precios de petróleo, compensados en parte por mayores precios de gas.

Otros costos fueron US\$279 millones (-51% t/t), principalmente por los costos extraordinarios de campos maduros mencionados anteriormente, parcialmente compensados por el resultado positivo de la venta del 49% de Aguada del Chañar.

El **EBITDA Aj.** fue US\$771 millones (+1% t/t). A pesar de la volatilidad del Brent que redujo los precios del petróleo, se vio impulsado principalmente por mayores ventas estacionales de gas y mejor costo de extracción gracias a la exposición reducida en campos maduros.

Las **inversiones** fueron US\$864 millones (-12% t/t). A pesar de reducir nuestra participación en Aguada del Chañar en 2T25, más del 95% de las inversiones se destinaron a activos no convencionales (versus 93% en 1T25), principalmente en actividades de perforación y *workover*.

Los **pozos petrolíferos horizontales no convencionales** volvieron a registrar excelentes resultados, particularmente en actividades de enganche de pozos: (n° de pozos de petróleo)



Nota: (1) 1S25 acumulado 95 operado y 10 no operado

En términos de **eficiencia en nuestras operaciones no convencionales**, alcanzamos nuevos récords alineados con los objetivos fijados para el año 2025. En este sentido, logramos una velocidad de perforación promedio de 331 metros/día en nuestros bloques core hub (+9% t/t) y una velocidad de fractura promedio de 259 etapas por set mensual (+10% t/t).

Upstream información operativa	2T25	1T25	2T24	T/T Δ	A/A Δ	1S25	1S24	A/A Δ
Cifras no auditadas								
Desglose producción neta								
Producción Crudo (Kbbld)	247,9	269,9	248,8	-8,2%	-0,4%	258,8	252,1	2,7%
Convencional	101,7	121,2	133,1	-16,1%	-23,6%	111,4	137,0	-18,7%
Shale	145,1	147,3	113,3	-1,5%	28,1%	146,2	112,8	29,6%
Tight	1,0	1,4	2,4	-26,4%	-58,5%	1,2	2,3	-49,8%
Producción NGL (Kbbld)	48,0	47,3	46,1	1,5%	4,2%	47,7	43,9	8,5%
Convencional	12,5	12,8	10,4	-2,4%	20,1%	12,7	10,5	20,3%
Shale	35,1	33,8	34,5	3,9%	1,8%	34,5	32,2	6,9%
Tight	0,4	0,7	1,2	-39,9%	-64,2%	0,6	1,2	-53,3%
Producción Gas (Mm3d)	39,7	37,3	38,8	6,4%	2,3%	38,5	37,6	2,5%
Convencional	11,1	11,4	12,8	-3,2%	-13,7%	11,3	13,0	-13,2%
Shale	25,0	22,2	21,0	12,7%	19,0%	23,6	19,5	21,0%
Tight	3,6	3,7	4,9	-1,9%	-27,0%	3,6	5,1	-28,5%
Producción Total (Kboed)	545,7	552,1	539,0	-1,2%	1,2%	548,9	532,5	3,1%
Convencional	183,9	206,0	224,2	-10,7%	-18,0%	194,9	229,0	-14,9%
Shale	337,7	320,9	280,1	5,2%	20,6%	329,4	267,9	22,9%
Tight	24,1	25,2	34,6	-4,3%	-30,4%	24,6	35,6	-30,8%
Precios promedio de realización								
Crudo (USD/bbl)	59,5	67,9	70,8	-12,4%	-16,0%	63,9	69,5	-8,2%
Gas Natural (USD/MMBTU)	4,1	3,0	4,0	37,8%	1,9%	3,5	3,5	0,5%

La **producción de petróleo** promedió 248 kbbld (-8% t/t), principalmente por menor producción convencional (-16% t/t), a medida que avanzamos con el cierre de transacciones de campos maduros, y producción de petróleo shale ligeramente inferior (-1,5% t/t), ocasionada por una menor participación en Aguada del Chañar.

La **producción de gas natural** creció +6% t/t, principalmente por mayor demanda estacional en el invierno (impulsada por el aumento de la producción de shale gas en los bloques Rincón del Mangrullo y Aguada de la Arena). La **producción de NGL** aumentó +1,5% t/t, respaldada por el aumento de la producción de gas asociado de determinados bloques de petróleo shale.

3.2 MIDSTREAM & DOWNSTREAM

Resultados Midstream & Downstream	2T25	1T25	2T24	T/T Δ	A/A Δ	1S25	1S24	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Gasoil (3ros)	1.526	1.521	1.672	0,4%	-8,7%	3.047	3.227	-5,6%
Naftas (3ros)	923	1.037	946	-10,9%	-2,4%	1.960	1.968	-0,4%
Otros mercado local	611	641	686	-4,6%	-10,9%	1.252	1.267	-1,2%
Mercado externo	680	720	690	-5,6%	-1,5%	1.399	1.322	5,8%
Ingresos	3.741	3.918	3.994	-4,5%	-6,3%	7.659	7.784	-1,6%
Depreciaciones y amortizaciones	(162)	(165)	(156)	-1,6%	3,7%	(327)	(305)	7,1%
Costos Downstream	(527)	(535)	(559)	-1,4%	-5,6%	(1.062)	(997)	6,5%
Importación de combustibles (incluye jet fuel - a terceros)	(53)	(59)	0	-10,1%	N/A	(112)	(99)	13,2%
Compras de crudo (intersegmento + a terceros)	(1.765)	(2.131)	(2.037)	-17,2%	-13,4%	(3.896)	(3.971)	-1,9%
Compras de biocombustibles (a terceros)	(244)	(226)	(224)	8,2%	9,2%	(470)	(465)	1,0%
Productos agro (a terceros)	(224)	(119)	(190)	88,4%	17,6%	(342)	(261)	31,3%
Variación de existencias	(114)	104	(8)	N/A	1244,1%	(10)	108	N/A
Otros	(366)	(406)	(519)	-9,8%	-29,4%	(772)	(933)	-17,3%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	286	382	301	-25,2%	-5,1%	668	861	-22,4%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	286	382	301	-25,2%	-5,1%	668	861	-22,4%
Depreciaciones y amortizaciones	162	165	156	-1,6%	3,7%	327	305	7,1%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
EBITDA	448	547	457	-18,1%	-2,1%	995	1.166	-14,7%
Arrendamientos	(29)	(36)	(34)	-19,3%	-15,6%	(64)	(64)	0,4%
Resultado por revaluación de sociedades	(44)	-	-	N/A	N/A	(44)	-	N/A
EBITDA Ajustado	376	511	423	-26,5%	-11,2%	887	1.102	-19,5%
Efecto precio de inventarios de productos derivados del petróleo	(63)	7	34	N/A	N/A	(56)	136	N/A
EBITDA Ajustado excl. ef precio de inventarios productos oil	439	504	390	-13,0%	12,6%	943	966	-2,4%
Inversiones	246	204	305	20,4%	-19,3%	450	509	-11,6%

La variación de existencias incluye el efecto precio por US\$ 6 millones en el 2T24, (US\$ 1) millones en el 1T25, (US\$ 83) millones en el 2T25, (US\$91) en el 1S25 y (US\$127) millones en 1S24.

Los **Ingresos** fueron US\$3.741 millones (-5 % t/t), principalmente por el impacto de caída de Brent en productos refinados, en particular en precios locales de combustibles, compensado en parte por ventas estacionales de productos agrícolas (exportaciones de granos y harinas, impulsadas por la reducción de derechos de exportación) y la demanda local de gasoil, y en menor medida, aumento de exportaciones de petróleo.

Los **Costos Downstream** fueron US\$527 millones (-1% t/t), principalmente por menores costos de transporte de combustible, compensada en parte por mayores costos de mantenimiento de refinerías en el 2T25.

Las **importaciones de combustible** fueron US\$53 millones (-10% t/t), principalmente por menor costo unitario relacionado con la tendencia bajista de precios de referencia internacionales. Por ende, el total de importaciones de combustible se mantuvieron en niveles bajos, representando solo el 3% de las ventas totales de combustible, en comparación con 2% en el 1T25 y 0% en 2T24.

Las **compras de crudo** (intersegmento + terceros) totalizaron US\$1.765 millones (-17% t/t), principalmente por la caída de precios del petróleo, en línea con la volatilidad del Brent, y menores niveles de procesamiento por la parada en la refinería La Plata en mayo. Las **compras de biocombustibles** subieron 8% t/t, principalmente por crecimiento del 22% en biodiésel (+19% volumen y +2% precio), en su mayoría para satisfacer la demanda estacional de gasoil, ligeramente compensado por una disminución del 5% en bioetanol (-4% volumen y -1% precio), en línea con la demanda de nafta. Las **compras de productos agrícolas** crecieron 88% t/t, principalmente en línea con la mayor demanda estacional de granos y fertilizantes.

La **variación de existencias** fue negativa por US\$114 millones (frente a US\$104 millones positivos del 1T25), principalmente por consumo de existencias en 2T25 para satisfacer la demanda durante la parada de mantenimiento programada en mayo. Dicho efecto también fue afectado por menor precio de petróleo en 2T25.

Otros costos bajaron 10% t/t, principalmente por la revaluación del oleoducto Loma Campana-Lago Pellegrini, compensada ligeramente por el aumento de los costos de Midstream Oil asociados a la nueva capacidad adicional en Oldelval.

El **EBITDA Aj.**, excluyendo el efecto del precio de los inventarios de productos oil, fue de US\$439 millones (-13% t/t), principalmente por menores precios internacionales, que afectaron a nuestros combustibles locales y otros productos refinados, como también la contracción de la demanda estacional de naftas. Dichos efectos

fueron parcialmente compensados por menores costos en las compras de petróleo, mayor demanda local de gasoil y el incremento de las exportaciones de petróleo.

El **EBITDA Aj. de Refino y Marketing**, en términos unitarios, fue US\$11,9/bbl (-17% t/t), principalmente por la contracción de precio local de los combustibles (tendencia bajista de precios internacionales), combinado con mayores costos relacionados con mantenimientos en refinerías, ligeramente compensados por el menor costo del petróleo y eficiencias logradas en costos operativos.

Las **inversiones** fueron US\$246 millones (+20% t/t): 57% refino, 25% midstream (O&G), 14% logística y 4% otros.

En nuestras **refinerías**, las inversiones se alocaron a los siguientes proyectos principales:

- **Nuevas especificaciones de combustibles**, para dar cumplimiento a la Resolución N° 492/2023 de la Secretaría de Energía. En ese sentido, se continuó 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** en la refinería Luján de Cuyo, continuamos logrando avances en el reacondicionamiento de la refinería para procesar petróleo de Vaca Muerta. Se espera que esté operativa en 3T25.

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

- **VMOS, oleoducto para exportación** (~550 kbb/d en 1S27, ~US\$3 mil millones de CAPEX, participación de YPF: ~25%): el vehículo (SPV) firmó un préstamo sindicado por US\$2 mil millones a SOFR+5,5% en Jul-25 para financiar ~70% del CAPEX, reabriendo *Project Finance* en Argentina. Avance en la construcción: 23% (Jul-25), se completaron los trabajos de soldadura para ~120 km (Allen – 1° estación de bombeo).
- **VMOC** (Loma Campana – Allen, ~130 km): en funcionamiento desde 2T25, sirviendo como punto de conexión con el Sistema Oldelval y para cumplir con el suministro de VMOS (oleoducto dedicado a exportación) una vez que se encuentre operativo.
- **OldelVal Duplicar Plus**: en Abr-25 expandió su capacidad por 210 kbb/d, alcanzando una capacidad de evacuación total de 540 kbb/d.
- **OldelVal Duplicar Norte** (Puesto Hernandez – Allen): capacidad de expansión por ~185 kbb/d en dos fases (1° Ene-27 y 2° Jun-27), con un CAPEX estimado de ~US\$380 millones. YPF estima no formar parte.
- **Conexión de nuevas áreas y ampliación de capacidad de almacenamiento**: en May-25 se completaron las obras de modernización en el oleoducto Puesto Hernández – Luján de Cuyo, incrementando la capacidad de transporte desde la cuenca Neuquina hasta la refinería Luján de Cuyo.

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

- **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. Ya completamos la primera fase en 2024, y lanzamos la segunda etapa en 1T25, esperando completar el proyecto 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, que se espera esté operativo en 2027.

Información Operativa Midstream & Downstream								
Cifras no auditadas						1S25	1S24	A/A Δ
Crudo procesado (Kbbld)	301,4	318,0	299,2	-5,2%	0,7%	309,6	300,1	3,2%
Utilización refinarias (%)	89,2%	94,1%	88,5%	-491bps	65bps	91,6%	88,8%	281bps
Capacidad nominal de 337,94 Kbbld/d desde 1T24.								
Volumenes vendidos a terceros (YPF Individual)								
Venta de productos refinados (Km3)	4.876	4.791	4.633	1,8%	5,2%	9.667	9.325	3,7%
Mercado local	4.477	4.212	4.166	6,3%	7,5%	8.689	8.306	4,6%
por nafta	1.413	1.480	1.350	-4,5%	4,7%	2.893	2.861	1,1%
por gasoil	2.119	1.925	2.082	10,1%	1,8%	4.044	4.059	-0,4%
Mercado externo	398	579	468	-31,2%	-14,8%	978	1.019	-4,1%
Venta de productos petroquimicos (Ktn)	145	109	150	32,7%	-3,3%	254	302	-15,9%
Mercado local	52	58	75	-10,3%	-29,8%	111	140	-20,7%
Mercado externo	92	51	75	82,4%	22,9%	143	162	-11,8%
Venta de fertilizantes, granos y harinas (Ktn)	559	396	476	41,1%	17,3%	954	679	40,6%
Mercado local	124	82	197	50,4%	-37,0%	206	337	-38,7%
Mercado externo	434	313	279	38,7%	55,5%	748	341	119,0%
Precios promedio netos								
Nafta (USD/m3) (mercado local)	596	640	640	-6,9%	-6,9%	618	630	-1,9%
Gasoil (USD/m3) (mercado local)	672	743	760	-9,5%	-11,5%	743	753	-1,4%
Petroquimicos y Otros prod. refinados (USD/bbl)	72	74	73	-2,0%	-1,4%	73	71	3,5%

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

El **crudo procesado** promedió 301 kbbld/d (-5% t/t), alcanzando casi el 90% de utilización de la refinería, debido principalmente a la disponibilidad limitada en la refinería La Plata (mantenimiento programado en Mayo).

El **volumen de ventas locales de combustibles** fueron 3.532 km3 (+4% t/t), impulsado por mayor demanda estacional de gasoil, ligeramente compensada por menor demanda estacional de nafta.

Los **volúmenes vendidos de petroquímicos** crecieron 33% t/t, principalmente por la mayor demanda de metanol en el mercado externo.

Las **ventas de fertilizantes, granos y harinas** aumentaron 41% t/t, explicado principalmente por el aumento de la demanda estacional, especialmente de granos, impulsado por menores retenciones a exportaciones.

Los **precios promedio netos locales de combustibles medidos en dólares** disminuyeron 8% t/t, debido principalmente a la baja en los precios de referencias internacionales, compensada en parte por los ajustes de precios aplicados. Como resultado, la brecha con las paridades de importación se ubicó en -1% (frente a +1% en 1T25 y -5% en 2T24).

Los **precios de productos petroquímicos y otros productos refinados** disminuyeron 2% t/t, en línea con la tendencia bajista de precios internacionales de productos petroquímicos y ciertos refinados, principalmente jet fuel, carbón y GLP.

3.3 LNG & GAS INTEGRADO

Resultados LNG & Gas Integrado								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						1S25	1S24	A/A Δ
Ventas de gas natural (IS + a terceros)	539	383	524	40,9%	2,9%	922	876	5,3%
Otros	26	17	23	50,2%	11,9%	43	37	14,1%
Ingresos	565	400	547	41,3%	3,3%	965	913	5,7%
Depreciaciones y amortizaciones	(0)	(1)	(0)	-33,6%	50,6%	(1)	(1)	50,4%
Compras de gas natural (intersegmentos + a terceros)	(532)	(405)	(518)	31,3%	2,7%	(937)	(870)	7,8%
Costos operativos y Otros	(33)	1	(51)	N/A	-35,7%	(32)	(98)	-67,4%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	-	(5)	(22)	N/A	N/A	(5)	(55)	-90,9%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	-	(5)	(22)	N/A	N/A	(5)	(55)	-90,9%
Depreciaciones y amortizaciones	0	1	0	-33,6%	50,6%	1	1	50,4%
EBITDA	0	(4)	(22)	N/A	N/A	(4)	(54)	-92,6%
Arrendamientos	(0)	(0)	-	-7,4%	N/A	(1)	-	N/A
EBITDA Ajustado	(0)	(5)	(22)	-98,8%	-99,7%	(5)	(54)	-90,9%
Inversiones	14	3	5	367,0%	205,1%	17	5	239,9%

El **EBITDA Aj.** fue negativo por US\$0,1 millones (frente al negativo de US\$5 millones en 1T25), debido principalmente al aumento estacional de las ventas de gas natural como productor, compensado parcialmente por el aumento de compras de gas natural y, en menor medida, por un cargo por deudas de dudoso cobro.

Las **inversiones** totalizaron US\$14 millones, creciendo significativamente frente al 1T25, principalmente por las inversiones desplegadas en el proyecto Argentina LNG.

Con respecto a nuestro proyecto principal antes mencionado, hemos avanzado en:

- **Argentina LNG:** Fase 3 (~12 MTPA), en Jun-25 se firmó un acuerdo con Eni (nuestro socio estratégico) un acuerdo de términos generales "*Heads of Agreement*". Asimismo, en Ago-25, SESA (participación accionaria YPF: 25%), la SPV de Argentina LNG 1, obtuvo la aprobación de la Decisión Final de Inversión (FID) para el *Bareboat Charter Agreement* por 20 años del segundo buque FLNG MK II (3.5 MTPA, habilitación estimada en 2028), y considerando el primer buque (2.45 MTPA, habilitación estimada en 2027), la capacidad total ascienda a 5.95 MTPA.

3.4 NUEVAS ENERGÍAS

Resultados Nuevas Energías								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						1S25	1S24	A/A Δ
Ventas de gas natural retail (a terceros)	188	147	229	27,8%	-18,0%	335	291	14,8%
Otros	41	45	35	-8,5%	17,3%	86	51	71,1%
Ingresos	229	192	264	19,3%	-13,3%	421	342	23,1%
Depreciaciones y amortizaciones	(11)	(14)	(11)	-23,5%	-5,3%	(25)	(22)	12,9%
Compras de gas natural (intersegmentos + a terceros)	(103)	(57)	(119)	78,5%	-13,9%	(160)	(160)	0,0%
Costos operativos y Otros	(101)	(96)	(101)	4,4%	0,1%	(197)	(152)	29,7%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	15	24	33	-37,5%	-54,5%	39	8	387,5%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	9	-	(5)	N/A	N/A	9	(5)	N/A
Resultado operativo	24	24	28	0,0%	-14,3%	48	3	1500,0%
Depreciaciones y amortizaciones	11	14	11	-23,5%	-5,3%	25	22	12,9%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	(9)	-	5	N/A	N/A	(9)	5	N/A
EBITDA	26	38	44	-32,3%	-41,9%	64	30	112,3%
Arrendamientos	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
EBITDA Ajustado	26	38	44	-32,3%	-41,9%	64	30	112,3%
Inversiones	8	10	7	-23,2%	9,4%	19	12	49,9%

El **EBITDA ajustado** fue US\$26 millones (-32% t/t), principalmente por el aumento de las compras de gas y el reconocimiento de un cargo por deudas de dudoso cobro, compensados en parte por mayor demanda estacional de gas minorista (mayor tarifa) suministrado por nuestra subsidiaria, Metrogas.

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

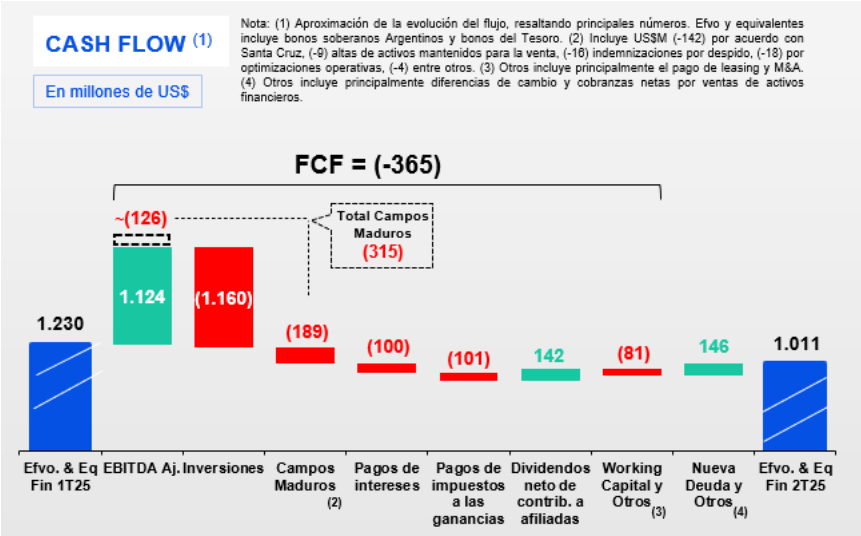
4.1 RESUMEN DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Resumen consolidado Flujo de Efectivo								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						1S25	1S24	A/A Δ
Efectivo al inicio del ejercicio	938	1.118	1.309	-16,1%	-28,3%	1.118	1.123	-0,4%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	1.146	850	1.422	34,8%	-19,4%	1.996	2.511	-20,5%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(1.258)	(1.383)	(1.464)	-9,0%	-14,1%	(2.641)	(2.672)	-1,2%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	20	354	(206)	-94,4%	N/A	374	106	252,8%
Ajustes de conversión & otros	(72)	(1)	(20)	7100,0%	260,0%	(73)	(27)	170,4%
Efectivo al cierre del período	774	938	1.041	-17,5%	-25,6%	774	1.041	-25,6%
Inversiones en activos financieros	237	292	353	-18,8%	-32,9%	237	353	-32,9%
Caja + inversiones corrientes al cierre	1.011	1.230	1.394	-17,8%	-27,5%	1.011	1.394	-27,5%
FCF	(365)	(957)	(257)	-61,9%	42,0%	(1.322)	(651)	103,1%

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 caja libre** fue negativo por US\$365 millones, debido principalmente a: (1) el impacto de campos maduros por -US\$189 millones; (2) -US\$101 millones por pago de impuesto a las ganancias realizado por nuestras afiliadas (principalmente de Metrogas y AESA); (3) pago regular de intereses de deuda por -US\$100 millones. Además, cobramos +US\$142 millones en concepto de dividendos de nuestras afiliadas, netos de contribuciones y pagos anticipados a las mismas, los cuales más que compensaron las variaciones negativas del capital de trabajo y otros conceptos por US\$81 millones. Esto último se debió principalmente al pico estacional de ventas de gas natural, productos agrícolas y costos del personal.

En términos de liquidez, nuestro **nuestro efectivo e inversiones a corto plazo** disminuyeron a US\$1.011 millones al cierre de Junio 2025, una contracción del 18% vs. 1T25.



4.2 DEUDA NETA

Desglose Deuda Neta	2T25	1T25	2T24	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Deuda corto plazo	2.252	2.023	1.651	11,3%
Deuda largo plazo	7.592	7.543	7.200	0,6%
Deuda Total	9.844	9.566	8.851	2,9%
Tasa de interés promedio para deuda AR\$	34,8%	32,9%	43,8%	
Tasa de interés promedio para deuda US\$	6,6%	6,4%	6,2%	
% deuda en AR\$	0,3%	0,3%	4,2%	
Caja y equivalente de caja	1.011	1.230	1.394	-17,8%
% de liquidez dolarizada	67,2%	69,3%	116,8%	
Deuda neta	8.833	8.336	7.457	6,0%

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

Al 30 de junio de 2025, la **deuda neta consolidada** de YPF ascendía a US\$8.833 millones (+US\$497 millones t/t), impulsada principalmente por nuevas emisiones locales, lo que elevó la deuda bruta a US\$9.844 millones, mientras que el efectivo y las inversiones a corto plazo disminuyeron, como se mencionó anteriormente. Además, como se anticipó anteriormente, nuestro **ratio de apalancamiento neto** aumentó de 1,8x en 1T25 a 1,9x en 2T25, debido al cierre de transacciones de campos maduros.

En términos de **financiamiento**, durante el 2T25, emitimos dos nuevos bonos en el mercado local:

- 1) Bono US\$-linked por US\$204 millones, con un plazo de 15 meses al 3,95%
- 2) Bono Hard-US\$ por US\$140 millones, con un plazo de 2 años al 7%

Asimismo, obtuvimos otros financiamientos locales por alrededor de US\$190 millones: ~US\$150 millones en financiamientos de comercio exterior y ~US\$40 millones en pagarés.

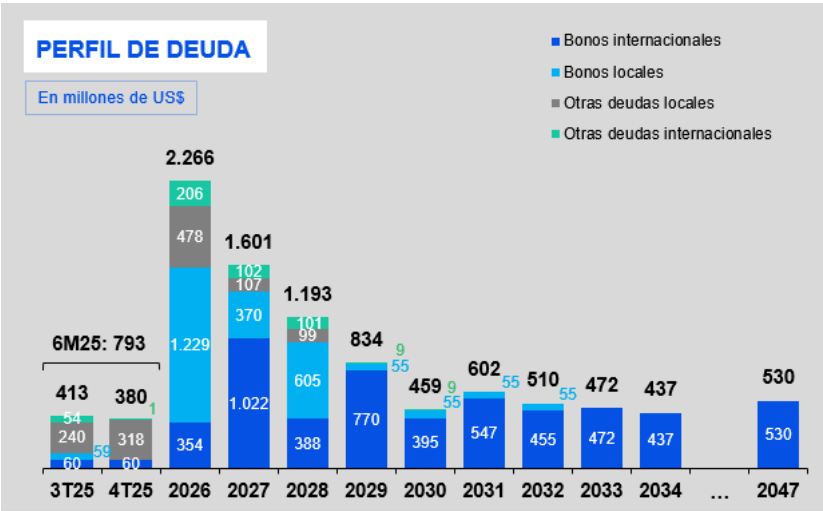
Posterior al 2T25, emitimos en el mercado local: (i) bono US\$-MEP por US\$250 millones a 2 años y al 7,5%; y (ii) bono US\$-Cable por US\$167 millones a 5 años y al 8,75%.

Adicionalmente, durante Julio, la agencia Moody's subió la calificación crediticia de YPF, tras la mejora de la calificación del soberano: de Caa1 a B2, manteniendo perspectiva estable.

En cuanto a **nuestro perfil de vencimientos**, para el segundo semestre del 2025, la Compañía afronta US\$793 millones de vencimientos manejables, en su mayoría locales: US\$467 millones de financiamientos de comercio exterior de corto plazo con bancos locales; US\$120 millones en amortizaciones de bonos

internacionales garantizados con exportaciones; US\$144 millones de bonos locales y pagarés; y US\$62 millones con CAF y otros préstamos financieros.

El siguiente gráfico muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda consolidada al 30 de junio de 2025:



5. TABLAS

5.1 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

Balance General Consolidado		
Cifras no auditadas	30-Jun-25	31-Dec-24
Activo No Corriente		
Activos intangibles	590	491
Propiedades, planta y equipo	19.348	18.736
Activos por derecho de uso	672	743
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1.913	1.960
Activos por impuesto diferido, netos	231	330
Otros créditos	760	337
Créditos por ventas	2	1
Inversiones en activos financieros	0	0
Total del Activo No Corriente	23.516	22.598
Activo Corriente		
Activos mantenidos para su disposición	529	1.537
Inventarios	1.482	1.546
Activos de contratos	21	30
Otros créditos	661	552
Créditos por ventas	1.795	1.620
Inversiones en activos financieros	237	390
Efectivo y equivalentes de efectivo	774	1.118
Total del Activo Corriente	5.499	6.793
Total del Activo	29.015	29.391
Total Patrimonio Neto	11.924	11.870
Pasivo No Corriente		
Provisiones	1.093	1.084
Pasivos por impuesto diferido, netos	104	90
Pasivos de contratos	167	114
Impuesto a las ganancias a pagar	2	2
Cargas fiscales	0	0
Remuneraciones y cargas sociales	34	34
Pasivos por arrendamientos	364	406
Préstamos	7.592	7.035
Otros pasivos	384	74
Cuentas por pagar	5	6
Total del Pasivo No Corriente	9.745	8.845
Pasivo Corriente		
Pasivos asociados con activos mantenidos para su disposición	945	2.136
Provisiones	116	116
Pasivos de contratos	114	73
Impuesto a las ganancias a pagar	28	126
Cargas fiscales	282	247
Remuneraciones y cargas sociales	289	412
Pasivos por arrendamientos	345	370
Préstamos	2.252	1.907
Otros pasivos	321	410
Cuentas por pagar	2.654	2.879
Total del Pasivo Corriente	7.346	8.676
Total del Pasivo	17.091	17.521
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	29.015	29.391

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

5.2 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados	2T25	45.473	2T24	T/T Δ	A/A Δ	1S25	1S24	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ingresos	4.641	4.608	4.935	0,7%	-6,0%	9.249	9.245	0,0%
Costos	(3.468)	(3.329)	(3.457)	4,2%	0,3%	(6.797)	(6.476)	5,0%
Resultado bruto	1.173	1.279	1.478	-8,3%	-20,6%	2.452	2.769	-11,4%
Gastos de comercialización	(535)	(528)	(577)	1,3%	-7,3%	(1.063)	(1.044)	1,8%
Gastos de administración	(188)	(206)	(210)	-8,7%	-10,5%	(394)	(351)	12,3%
Gastos de exploración	(21)	(30)	(88)	-30,0%	-76,1%	(51)	(111)	-54,1%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	9	-	(5)	N/A	N/A	9	(5)	N/A
Otros resultados operativos, netos	(26)	(323)	(8)	-92,0%	225,0%	(349)	(2)	17350,0%
Resultado operativo	412	192	590	114,6%	-30,2%	604	1.256	-51,9%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(6)	81	27	N/A	N/A	75	156	-51,9%
Ingresos financieros	28	16	32	75,0%	-12,5%	44	68	-35,3%
Costos financieros	(279)	(285)	(308)	-2,1%	-9,4%	(564)	(644)	-12,4%
Otros resultados financieros	(36)	13	115	N/A	N/A	(23)	156	N/A
Resultados financieros, netos	(287)	(256)	(161)	12,1%	78,3%	(543)	(420)	29,3%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	119	17	456	600,0%	-73,9%	136	992	-86,3%
Impuesto a las ganancias	(74)	(27)	79	174,1%	N/A	(101)	200	N/A
Resultado neto del período	45	(10)	535	N/A	-91,6%	35	1.192	-97,1%
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	50	(16)	519	N/A	-90,4%	34	1.168	-97,1%
Resultado neto atribuible al interés no controlante	8	6	16	33,3%	-50,0%	14	24	-41,7%
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	0,13	(0,04)	1,32	N/A	-90,2%	0,09	2,98	-97,0%

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 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.

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 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.