

YPF

1T25

PRESENTACIÓN WEBCAST DE RESULTADOS

Presentación: 8 de mayo de 2025
10:00 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://inversores.ypf.com/>

Inversoresypf@ypf.com

EQUIPO RI

MARGARITA CHUN – GERENTE RI

VALENTINA LÓPEZ – IR

CHRISTIAN GONZÁLEZ – IR

PRINCIPALES HITOS DEL 1T25

	KPI	1T25	4T24	T/T Δ	1T24	A/A Δ
Financieros	Ingresos	4.608	4.751	-3%	4.310	7%
	EBITDA Ajustado	1.245	839	48%	1.245	0%
	Resultado neto	(10)	(284)	-96%	657	N/A
	Inversiones	1.214	1.320	-8%	1.169	4%
	FCF	(957)	64	N/A	(394)	143%
	Deuda neta	8.336	7.434	12%	7.200	16%
	Ratio de apalancamiento neto (x)	1,8	1,6	12%	1,7	6%
Upstream	Producción total (Kboe/d)	552,1	520,6	6%	526,0	5%
	Crudo (Kbbl/d)	269,9	269,8	0%	255,5	6%
	Gas Natural (Mm3/d)	37,3	34,3	9%	36,4	3%
	NGL (Kbbl/d)	47,3	35,2	34%	41,8	13%
	Precio de crudo (US\$/bbl)	67,9	65,7	3%	68,3	-1%
	Precio de gas natural (US\$/MBTU)	3,0	3,1	-6%	3,0	0%
	Export. crudo mediano (Kbbl/d)	36,4	40,8	-11%	27,1	34%
	Producción Crudo Shale (Kbbl/d)	147,3	138,1	7%	112,3	31%
	Costos extracción (US\$/boe)	15,3	17,3	-12%	12,9	18%
	Costos extrac. core hub (US\$/boe)	4,6	4,2	11%	3,3	41%
Midstream & Dn	Crudo procesado (Kbbl/d)	318,0	304,1	5%	301,1	6%
	Utilización refinarias (%)	94%	90%	5%	89%	6%
	Venta local combustibles (Km3)	3.405	3.577	-5%	3.489	-2%
	Precio neto local comb. (US\$/m3)	697	685	2%	691	1%
	Combustible importado (Km3)	78	44	78%	142	-45%
	EBITDA Ajustado R&M (US\$/bbl)	14,3	11,2	28%	18,5	-22%

En US\$ millones, salvo que se indique lo contrario. EBITDA = Resultado operativo + Depreciación de propiedad, planta y equipo + Depreciación por derecho de uso de uso de activos + Amortización de activos intangibles + Perforaciones exploratorias improductivas + (Reversión) / Deterioro de propiedad, planta y equipo. EBITDA Ajustado = EBITDA que excluye los efectos de la NIIF 16 + partidas no recurrentes. Ratio de apalancamiento neto = Deuda neta / EBITDA Ajustado de los últimos 12 meses. FCF = Flujo Neto de las Actividades Operativas menos inversiones (Actividades de inversión), M&A (Actividades de inversión), y pago de intereses y leasing (Actividades de Financiación). Combustible = gasoil + nafta. R&M es el negocio de refino y marketing, excluye petroquímica y productos agros.

El **EBITDA Aj.** fue US\$1.245 millones (+48% t/t), principalmente impulsado por mayores precios locales de combustibles y otros productos refinados relacionados al Brent, y por el ahorro de OPEX derivado de ciertos campos maduros ya desinvertidos, combinado con mayor valor de inventarios y del nivel de procesamiento de nuestras refinéras, en razón del próximo paro por mantenimiento. Además, el 4T24 se vió afectado por una provisión medioambiental, tal como se reportó en su momento. Esto fue parcialmente compensado por compras levemente mayores de crudo a terceros.

En términos interanuales, el EBITDA aj. proxy fue similar, debido principalmente a la mayor producción de *shale* y mayores precios de combustible local, combinados con un mayor nivel de procesamiento en el 1T25, parcialmente compensados por un OPEX reducido en el 1T24, afectado por la devaluación de mediados de dic-23 (contrarrestado parcialmente por el menor valor de los inventarios debido a la misma devaluación).

Excluyendo campos maduros, el EBITDA ajustado del 1T25 hubiera ascendido a US\$1.351 millones.

Las **inversiones** totalizaron US\$1.214 millones, siendo -8% t/t primordialmente debido a las mayores inversiones desplegadas en el Downstream durante 4T24 (obras de modernización en las refinéras y estacionalidad), mientras que fue +4% a/a principalmente por la expansión de *shale*. El 75% fue a actividades no convencionales (en gran medida *shale*), creciendo considerablemente vs. 65% en 4T24.

La **producción de petróleo shale** promedió 147 kbbl/d (+7% t/t y 31% a/a), representando 55% de la producción total de petróleo (4T24: 51% y 1T24: 44%). Las **exportaciones de petróleo** alcanzaron 36 kbbl/d, siendo -11% t/t, para enviar más crudo a la refinéra La Plata, mientras que fue +34% a/a dada la expansión de petróleo *shale*.

Avances en nuestros principales proyectos:

- **Programa de salida de campos maduros¹** (50 bloques): a principios de abril firmamos un *MoU* con el gobernador de Santa Cruz para avanzar en la transferencia de 10 bloques convencionales operados en dicha provincia. Del total de 50 bloques: 11 fueron transferidos, 23 están en etapa final y 16 en progreso.
- **Oleoducto de exportación VMOS** (~550 kbbl/d en 2S27, ~US\$3 mil millones de CAPEX): YPF tiene la mayor participación entre los cargadores iniciales (27% = 120/445 kbbl/d). La construcción comenzó en ene-25, y actualmente se está avanzando en el trazado de los oleoductos y la excavación de zanjas. El objetivo es hacerlo a través de *Project Finance* (70% deuda y 30% capital).

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

- **Argentina GNL:** a principios de mayo, la SPV de Argentina GNL 1, Southern Energy, obtuvo la aprobación de la Decisión Final de Inversión (FID) para el *Bareboat Charter Agreement* por 20 años del buque de licuefacción FLNG Hilli Episeyo de 2,45 MTPA (habilitación comercial estimada para 2027), y se suscribió un segundo *Bareboat Charter Agreement* para añadir el buque FLNG MKII de 3,5 MTPA (habilitación comercial estimada en 2028), sujeto a la aprobación del FID, estimada para el 2S25. YPF posee una participación accionaria del 25% en Southern Energy. Por otro lado, YPF firmó un MoU con Eni, socio estratégico para desarrollar Argentina LNG 3 (~12 MTPA).

Buenos Aires, 7 de mayo de 2025 – YPF (BYMA: YPFD | NYSE: YPF²). Información se basa en los EEEF, preparados según las NIIF vigentes en Argentina. La suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo. La moneda funcional de la Compañía es US\$.

1. ANÁLISIS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS 1T25

Desglose Ingresos Consolidados	1T25	4T24	1T24	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Gasoil	1.521	1.581	1.556	-3,8%	-2,2%
Nafta	1.037	1.022	1.022	1,4%	1,5%
Gas natural como productores (a terceros)	306	258	278	18,6%	10,3%
Otros	988	1.117	791	-11,6%	24,9%
Total Mercado Local	3.852	3.979	3.646	-3,2%	5,6%
Jet fuel	94	105	154	-10,0%	-38,9%
Granos y harinas	133	131	27	1,4%	391,4%
Crudo	240	262	189	-8,5%	27,0%
Petroquímicos y otros	289	274	294	5,2%	-1,8%
Total Mercado Externo	756	772	664	-2,2%	13,9%
Total Ingresos	4.608	4.751	4.310	-3,0%	6,9%

Los **ingresos netos** totalizaron US\$4.608 millones (-3% t/t), principalmente dado por menor demanda estacional local de gasoil (especialmente en el segmento minorista y agro) y fertilizantes, además de la disminución en los volúmenes de exportación de petróleo (pero aumentando el procesamiento de crudo propio en nuestras refinerías), parcialmente compensadas por mayores precios locales de combustibles y mayor demanda estacional de gas natural de centrales eléctricas.

Desglose Costos Consolidados	1T25	4T24	1T24	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Costo de extracción	(758)	(828)	(617)	-8,5%	22,8%
Otros Upstream	(147)	(200)	(112)	-26,5%	31,8%
Costos Downstream	(535)	(573)	(439)	-6,6%	21,9%
Otros Midstream & Downstream	(55)	(131)	(48)	-57,7%	15,4%
LNG & GI, NNEE, Corpo y Otros	(249)	(305)	(164)	-18,2%	51,5%
Total Costos Operativos	(1.744)	(2.036)	(1.380)	-14,3%	26,4%
Depreciaciones y Amortizaciones	(806)	(795)	(652)	1,4%	23,6%
Regalías	(265)	(261)	(258)	1,8%	2,9%
Otros	(319)	(392)	(272)	-18,8%	17,1%
Total Otros Costos	(1.390)	(1.448)	(1.182)	-4,0%	17,6%
Importación de combustibles (incluye jet fuel)	(59)	(28)	(99)	113,2%	-40,5%
Compras de crudo a terceros	(485)	(440)	(375)	10,3%	29,6%
Compras de biocombustibles	(226)	(212)	(242)	6,5%	-6,6%
Compras productos agro	(119)	(133)	(70)	-10,8%	68,6%
Otras compras	(139)	(206)	(178)	-32,3%	-21,5%
Variación de existencias	69	(157)	(125)	N/A	N/A
Total de Compras y Variación de existencias	(959)	(1.176)	(1.088)	-18,4%	-11,9%
Otros resultados operativos, netos	(323)	(559)	6	-42,2%	N/A
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	-	(61)	-	N/A	N/A
Total Costos Operativos + Compras + Deterioro de Activos	(4.416)	(5.280)	(3.644)	-16,4%	21,2%

La variación de existencias incluye el efecto precio por US\$ 5 millones en el 1T25, (US\$ 47) millones en el 4T24, (US\$ 169) millones en el 1T24.

Los **costos operativos** fueron US\$1.744 millones (-14% t/t), especialmente derivado de ahorros procedentes de campos maduros ya desinvertidos y de una provisión medioambiental en el 4T24, tal como se reportó en su momento, además de menores costos de transporte en 1T25, en línea con menores ventas de combustible.

Total otros costos fueron US\$1.390 millones (-4% t/t), dado en mayor parte por perforaciones exploratorias improductivas registradas en 4T24, ligeramente compensadas por mayores depreciaciones y amortizaciones.

Las **compras y variaciones de existencias** ascendieron a US\$959 millones (-18% t/t). Las **compras** se mantuvieron estables t/t ya que la menor estacionalidad del gas natural y de fertilizantes fue compensada por el aumento del precio y las compras de petróleo, particularmente a terceros, combinada con importaciones

² 1 ADR = 1 acción. El capital social emitido ascendió a 393.312.793 acciones a Mar-2025 (51% Gobierno Argentino; 31% NYSE y 18% ByMA).

de gasoil derivadas de los mayores niveles de procesamiento en nuestras refinerías. Por otra parte, **las variaciones de existencias** fueron positivas por US\$69 millones en 1T25 (vs. negativas por US\$157 millones en 4T24), explicado mayormente por la acumulación de inventario de combustibles en 1T25 (comparado con el consumo de inventario en 4T24). Además, en el 4T24, registramos un menor valor de inventario de petróleo, derivado de la reducción de precios.

Otros resultados operativos netos registraron una pérdida de US\$323 millones (-42% t/t), en mayor medida por menores costos extraordinarios relacionados con campos maduros³: resultado por cambios en el valor razonable de activos mantenidos para la venta, provisión para obsolescencia de materiales y equipos, provisión para indemnizaciones, provisión (recupero) para optimizaciones operativas y resultado por venta de activos.

Desglose Resultado neto	1T25	4T24	1T24	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Resultado operativo	192	(530)	666	N/A	-71,2%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	81	133	129	-39,1%	-37,2%
Resultados financieros, netos	(256)	(112)	(259)	128,6%	-1,2%
Resultado antes de impuestos	17	(509)	536	N/A	-96,8%
Impuesto a las ganancias	-27	225	121	N/A	N/A
Resultado neto	(10)	(284)	657	-96,5%	N/A
Resultado neto antes de deterioro de activos	(10)	(244)	657	-95,9%	N/A

Los **resultados financieros netos** fueron pérdidas por US\$256 millones (vs. pérdidas por US\$112 millones en 4T24), debido principalmente a ganancias extraordinarias por tenencia de instrumentos financieros en 4T24, y menor tasa para ingresos por intereses en 1T25. El **impuesto a las ganancias** registró un cargo de US\$27 millones (frente a un importe positivo de US\$225 millones en 4T24), mayormente dado por el cargo por impuesto a las ganancias de nuestras subsidiarias, mientras que en 4T24 devengamos una tasa efectiva de impuesto a ganancias positiva, como resultado de menores deudas fiscales futuras durante ese período.

En consecuencia, el **resultado neto** totalizó una pérdida de US\$10 millones, comparado con una pérdida de US\$284 millones en 4T24.

2. EBITDA AJUSTADO E INVERSIONES

2.1 RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO

Reconciliación EBITDA Ajustado	1T25	4T24	1T24	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Resultado neto	(10)	(284)	657	-96,5%	N/A
Resultados financieros, netos	256	112	259	128,6%	-1,2%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(81)	(133)	(129)	-39,1%	-37,2%
Impuesto a las ganancias	27	(225)	(121)	N/A	N/A
Perforaciones exploratorias improductivas	-	77	6	N/A	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	806	795	652	1,4%	23,6%
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	-	61	-	N/A	N/A
EBITDA	998	403	1.324	147,6%	-24,6%
Arrendamientos	(85)	(85)	(79)	0,3%	7,4%
Provisión por optimizaciones operativas	-	266	-	N/A	N/A
Resultado por venta de activos	(14)	(6)	-	131,6%	N/A
Resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la	200	260	-	-23,2%	N/A
Provisión por indemnizaciones	26	-	-	N/A	N/A
Provisión para materiales y equipos obsoletos	136	-	-	N/A	N/A
Diversos	(16)	-	-	N/A	N/A
EBITDA Ajustado	1.245	839	1.245	48,4%	0,0%

³ Ver los n° publicados en la sección 2.1 de este Informe.

2.2 EBITDA AJUSTADO E INVERSIONES POR SEGMENTO

Segmentos	1T25	4T24	T/T Δ	1T24	A/A Δ
EBITDA Aj.					
Upstream	766	597	28%	831	-8%
Midstream & Downstream	504	371	36%	576	-12%
LNG & GI	(5)	(3)	63%	(33)	-85%
NNEE	38	34	12%	(14)	N/A
Corporación	(36)	(113)	-68%	(7)	413%
Eliminaciones	(24)	(48)	-50%	(108)	-78%
EBITDA ajustado	1.245	839	48%	1.245	0%
Inversiones					
Upstream	979	883	11%	935	5%
Midstream & Downstream	204	350	-42%	204	0%
LNG & GI	3	18	-83%	0	627%
NNEE	10	15	-30%	5	109%
Corporación	18	54	-67%	25	-27%
Eliminaciones	-	-	N/A	-	N/A
Inversiones totales	1.214	1.320	-8%	1.169	4%

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

Nota: Según Hecho Relevante publicado el 5 de diciembre de 2024, la Compañía cambió la estructura organizativa de YPF. Los principales cambios son: i) el segmento "Gas & Energía" se dividió en dos segmentos, "LNG & Gas Integrado" y "Nuevas Energías"; ii) el segmento "Downstream" se renombró como "Midstream & Downstream"; iii) el negocio de Midstream gas (anteriormente estaba en el segmento "Gas & Energía") se reasignó al segmento "Midstream & Downstream". Para más información, ver Hecho Relevante mencionado anteriormente y la Nota 6 de nuestros Estados Financieros.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR SEGMENTO

3.1 UPSTREAM

Resultados Upstream	1T25	4T24	1T24	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Crudo	1.646	1.591	1.559	3,5%	5,6%
Gas natural	394	345	354	14,0%	11,2%
Otros	27	33	34	-16,3%	-19,5%
Ingresos	2.067	1.969	1.947	5,0%	6,2%
Depreciaciones y amortizaciones	(602)	(566)	(473)	6,4%	27,2%
Costo de extracción	(758)	(828)	(617)	-8,5%	22,8%
Regalías	(262)	(258)	(255)	1,7%	2,7%
Otros costos	(564)	(839)	(201)	-32,8%	180,1%
Rdo operativo antes de deterioro de activos	(119)	(522)	400	-77,2%	N/A
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	-	(58)	-	N/A	N/A
Resultado operativo	(119)	(580)	400	-79,5%	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	602	566	473	6,4%	27,2%
Perforaciones exploratorias improductivas	-	77	6	N/A	N/A
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	-	58	-	N/A	N/A
EBITDA	483	121	879	299,6%	-45,0%
Arrendamientos	(49)	(44)	(49)	10,0%	-0,4%
Provisión por optimizaciones operativas	-	266	-	N/A	N/A
Resultado por venta de activos	(14)	(6)	-	131,6%	N/A
Resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta	200	260	-	-23,2%	N/A
Provisión por indemnizaciones	26	-	-	N/A	N/A
Provisión para materiales y equipos obsoletos	136	-	-	N/A	N/A
Diversos	(16)	-	-	N/A	-7,7%
EBITDA Ajustado	766	597	830	28,3%	-7,7%
Inversiones	979	883	935	10,9%	4,7%

Cash Costs unitarios	1T25	4T24	1T24	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$/boe					
Costo de extracción	15,3	17,3	12,9	-11,8%	18,3%
Regalías y otros impuestos	6,6	6,7	6,7	-1,9%	-1,6%
Otros costos	3,4	4,3	2,5	-21,4%	36,6%
Total Cash Costs (US\$/boe)	25,3	28,3	22,1	-10,8%	14,3%

Los ingresos totalizaron US\$2.067 millones (+5% t/t), impulsado principalmente por mayores ventas de gas natural (+21%) gracias a la demanda estacional pico de las centrales eléctricas y un recupero de la demanda de Mega, la cuál estuvo bajo mantenimiento durante 4T24. Además, registramos mayor precio de petróleo (+3%), parcialmente compensado por menor precio de gas natural (-6%). Cabe señalar que el volumen total de petróleo se mantuvo similar, ya que el crecimiento del petróleo shale compensó totalmente el descenso del petróleo convencional.

Los **costos de extracción** disminuyeron a US\$15,3/BOE (-12% t/t), principalmente por una menor exposición a campos maduros (ciertas áreas ya fueron desinvertidas en 2024), además de una excelente productividad en el bloque de petróleo La Angostura Sur (Hub-Sur). **Convencional** fue de US\$30,3/BOE (-7% t/t) y **no convencional** de US\$5,2/BOE (-5% t/t). Excluyendo los campos maduros, el costo total de extracción hubiera sido inferior a US\$9/BOE.

En cuanto al coste de extracción en nuestros bloques **shale core hub** (al 100% de participación), registró US\$4,6/BOE, un nivel competitivo a pesar del aumento secuencial (+11% t/t), principalmente por mayores costos y menor producción del bloque La Amarga Chica, que se espera que retorne a niveles normales en los meses siguientes.

Las regalías y otros impuestos promediaron US\$6,6/BOE (-2% t/t), debido principalmente a menores precios de gas natural, parcialmente compensados por mayor producción de gas y mayores precios de petróleo.

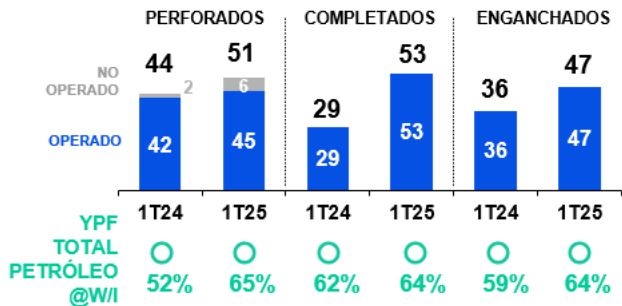
Otros costos fueron de US\$564 millones (-33% t/t), explicado en gran medida por menores costos asociados a los campos maduros previamente mencionados⁴ y, marginalmente, a las perforaciones exploratorias improductivas registradas en el 4T24.

En el 4T24, la Compañía reconoció un **cargo por deterioro de PP&E** para las unidades de gas en la Cuenca del Noroeste.

El **EBITDA ajustado** totalizó US\$766 millones (+28% t/t), impulsado principalmente por la demanda estacional pico de gas natural (especialmente de centrales eléctricas), mayores precios del petróleo y menores pérdidas provenientes de los campos maduros en el EBITDA ajustado (1T25: US\$106 millones versus 4T24: US\$153 millones), parcialmente compensados por menor precio del gas natural.

Las inversiones alcanzaron US\$979 millones (+11% t/t), mayormente destinadas a actividades de perforación y workover. Durante el 1T25, US\$914 millones fueron asignados a activos no convencionales (frente a US\$861 millones en 4T24).

Las **actividades de perforación y workover de pozos de petróleo no convencional** volvieron a registrar buenos resultados: (n° de pozos de petróleo)



En términos de **eficiencia en nuestras operaciones no convencionales**, seguimos obteniendo resultados considerables, promediando 304 metros/día de velocidad de perforación en nuestros bloques hub-core, y 235 etapas por set mensual en velocidad de fractura. En cuanto a la velocidad de perforación, comenzamos el año en un nivel inferior al esperado en algunos pozos del bloque Aguada del Chañar, pero recuperamos con mejora sustancial durante el mes de marzo, alcanzando velocidad récord de perforación no convencional en este mismo bloque: perforamos 551 metros por día en un período de 10 días, para un pozo de casi 2.600 metros de longitud lateral.

⁴ Ver análisis de "Otros resultados operativos netos" en la sección 1 de este Informe.

Upstream información operativa	1T25	4T24	1T24	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas					
Desglose producción neta					
Producción Crudo (Kbbld)	269,9	269,8	255,5	0,1%	5,6%
Convencional	121,2	129,6	140,9	-6,4%	-14,0%
Shale	147,3	138,1	112,3	6,7%	31,2%
Tight	1,4	2,1	2,3	-35,9%	-40,6%
Producción NGL (Kbbld)	47,3	35,2	41,8	34,4%	13,2%
Convencional	12,8	9,0	10,6	42,2%	20,5%
Shale	33,8	25,4	29,9	32,8%	12,9%
Tight	0,7	0,8	1,2	-7,0%	-42,6%
Producción Gas (Mm3d)	37,3	34,3	36,4	8,9%	2,7%
Convencional	11,4	11,2	13,1	1,9%	-12,6%
Shale	22,2	19,3	18,0	15,3%	23,3%
Tight	3,7	3,8	5,3	-2,8%	-30,0%
Producción Total (Kboed)	552,1	520,6	526,0	6,1%	4,9%
Convencional	206,0	209,1	233,8	-1,5%	-11,9%
Shale	320,9	284,8	255,7	12,7%	25,5%
Tight	25,2	26,7	36,5	-5,5%	-31,1%
Precios promedio de realización					
Crudo (USD/bbl)	67,9	65,7	68,3	3,4%	-0,6%
Gas Natural (USD/MMBTU)	3,0	3,1	3,0	-5,6%	-0,3%

La producción de petróleo promedió 270 kbbld (estable t/t), una vez más gracias al sólido crecimiento del petróleo shale (147 kbbld; +7% t/t), que más que compensó la contracción de la producción convencional (-6% t/t), incluyendo los campos maduros (además, algunos campos maduros fueron desinvertidos en 2024).

La producción de gas natural creció +9% t/t, impulsada principalmente por la mayor demanda estacional de las centrales eléctricas. La producción de NGL aumentó +34% t/t, volviendo a niveles normales tras la reactivación de las instalaciones Mega.

3.2 MIDSTREAM & DOWNSTREAM

Resultados Midstream & Downstream	1T25	4T24	1T24	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Gasoil (3ros)	1.521	1.581	1.556	-3,8%	-2,2%
Naftas (3ros)	1.037	1.022	1.022	1,4%	1,5%
Otros mercado local	641	695	580	-7,9%	10,4%
Mercado externo	720	739	632	-2,6%	13,8%
Ingresos	3.918	4.037	3.790	-2,9%	3,4%
Depreciaciones y amortizaciones	(165)	(191)	(149)	-13,7%	10,8%
Costos Downstream	(535)	(573)	(439)	-6,6%	21,9%
Importación de combustibles (incluye <i>jet fuel</i> - a terceros)	(59)	(28)	(99)	113,2%	-40,5%
Compras de crudo (intersegmento + a terceros)	(2.131)	(2.031)	(1.934)	4,9%	10,2%
Compras de biocombustibles (a terceros)	(226)	(212)	(242)	6,5%	-6,6%
Productos agro (a terceros)	(119)	(133)	(70)	-10,8%	68,6%
Variación de existencias	104	(150)	116	N/A	-10,9%
Otros	(406)	(540)	(414)	-24,9%	-2,1%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	382	180	560	112,3%	-31,7%
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	-	(3)	-	N/A	N/A
Resultado operativo	382	177	560	115,9%	-31,7%
Depreciaciones y amortizaciones	165	191	149	-13,7%	10,8%
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	-	3	-	N/A	N/A
EBITDA	547	371	709	47,4%	-22,8%
Arrendamientos	(36)	(40)	(30)	-11,4%	18,5%
Otros ajustes	-	-	-	N/A	0,0%
EBITDA Ajustado	511	331	679	54,6%	-24,7%
Efecto precio de inventarios de productos derivados del petróleo	7	(41)	102	N/A	-93,2%
EBITDA Ajustado excl. ef precio de inventarios productos oil	504	371	576	35,8%	-12,5%
Inversiones	204	350	204	-41,8%	-0,1%

La variación de existencias incluye el efecto precio por US\$ 8 millones en el 1T25, (US\$ 40) millones en el 4T24, US\$ 102 millones en el 1T24.

Los **ingresos** fueron US\$3.918 millones (-3% t/t), por menor demanda estacional de gasoil (especialmente en segmentos minorista y agro) y fertilizantes, menores exportaciones de petróleo por mayor integración vertical de nuestro petróleo con nuestra refinería La Plata, y discontinuidad de ventas de *jet fuel* en nuestra subsidiaria de Chile. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayor precio local de combustibles y suba en las ventas locales de *jet fuel* (mayor demanda y precios).

Los **Costos Downstream** ascendieron a US\$535 millones (-7% t/t), dado especialmente por mayores costos de mantenimiento en 4T24, mientras que en 1T25 se registraron menores costos de transporte de combustible, como resultado de la reducción de las ventas de combustible.

Las **importaciones de combustible** alcanzaron US\$59 millones (+113% t/t), impulsadas en gran medida por mayor volumen de gasoil, especialmente con el objetivo de acumular inventario para los próximos paros de mantenimientos en 2T25. Como resultado, las importaciones de combustible se mantuvieron en niveles bajos, representando sólo el 2% de las ventas totales de combustible, vs. 1% en 4T24 y 4% en 1T24.

Las **compras de crudo** (incluyendo intersegmento) fueron US\$ 2.131 millones (+5% t/t), dado especialmente por mayores precios de petróleo y volúmenes comprados a terceros, alineado a mayor nivel de procesamiento, en vistas de los próximos paros de mantenimiento mencionados anteriormente. Las **compras de biocombustibles** aumentaron 6% t/t, dado por suba del 10% en biodiésel (+8% en volumen y +2% en precio), especialmente para reabastecimiento, y suba del 4% en bioetanol (+5% en volumen, pero -1% en precio), en línea con la producción de nafta. Las **compras de productos agro** cayeron 11% t/t, alineado a las menores ventas estacionales de fertilizantes antes mencionadas.

La **variación de existencias** fue positiva en US\$104 millones (vs. negativa en US\$150 millones en 4T24), explicado mayormente por un aumento sustancial de la reposición de inventarios en 1T25, en vistas de los próximos paros de mantenimiento, frente a un consumo de inventarios en 4T24. Esto fue combinado con un mayor precio de petróleo en 1T25.

Otros costos cayeron 25% t/t, principalmente dado por la provisión medioambiental anunciada en 4T24, y discontinuidad de las operaciones de *jet fuel* en nuestra subsidiaria de Chile en 1T25.

El **EBITDA Ajustado**, excluyendo el efecto del precio de los inventarios de productos *oil*, fue US\$504 millones (+36% t/t), impulsado por mayores precios locales de combustibles y otros productos refinados alineados con la mejora de precios internacionales, mientras que en 4T24 registramos una provisión medioambiental y mayores costos de paros de mantenimiento, parcialmente compensados por menor demanda estacional de gasoil.

El **EBITDA Ajustado del negocio de Refino y Marketing**, en términos unitarios, alcanzó los US\$14,3 USD/bbl (+28% t/t), gracias a mayores precios locales de combustibles y continuas mejoras de eficiencia, como optimización del consumo de energía y recuperación de vapor y gas.

Las **inversiones** fueron US\$204 millones (-42% t/t): 53% refino, 22% *midstream* (O&G), 20% logística y 5% otros.

En nuestras **refinerías**, las inversiones se allocaron 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, cuya puesta en marcha se espera para el 3T25, y en la refinería Plaza Huincul, finalizada en marzo de 2025.

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

- **VMOS** (Allen – Punta Colorada, oleoducto dedicado a exportación ~440 km): la construcción comenzó en enero de 2025. Hasta ahora, el compromiso total de los cargadores iniciales es de 445 kbbbl/d, YPF posee la mayor participación (120 kbbbl/d; 27%). En cuanto a la capacidad potencial de transporte, se espera que alcance ~180 kbbbl/d en 4T26, aumentando a ~550 kbbbl/d en 1S27, ampliable a 700 kbbbl/d para 2028 en adelante, si fuera necesario.
- **Evacuación al Atlántico**: nuestra subsidiaria **Oldelval** completó su ampliación de 210 kbbbl/d durante el pasado abril, alcanzando una capacidad total de evacuación de 540 kbbbl/d.
- **VMOG** (oleoducto Loma Campana – Allen, ~130 km): la construcción finalizó en abril, comenzando a estar operativo en 2T25, permitiendo una mayor capacidad de evacuación desde Vaca Muerta, y funcionando como punto de conexión al sistema Oldelval.
- **Conexión de nuevas áreas y ampliación de capacidad de almacenamiento**: continuamos las obras de modernización del oleoducto Puesto Hernández - Luján de Cuyo, destinadas a aumentar la capacidad de transporte desde la cuenca Neuquina hasta la refinería de Luján de Cuyo, cuya finalización está prevista para el 2T25.

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

- **Modernización completa** de la planta de tratamiento de gas natural de Loma La Lata, aumentando la capacidad actual de la planta y mejorando el tratamiento del gas asociado.
- **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					
	1T25	4T24	1T24	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas					
Crudo procesado (Kbbld)	318,0	304,1	301,1	4,6%	5,6%
Utilización refinarias (%)	94,1%	90,0%	89,1%	411bps	499bps
Capacidad nominal de 337,94 Kbbld/d desde 1T24.					
Volumenes vendidos a terceros (YPF Individual)					
Venta de productos refinados (Km3)	4.839	4.936	4.692	-2,0%	3,1%
Mercado local	4.260	4.387	4.140	-2,9%	2,9%
por nafta	1.480	1.500	1.512	-1,4%	-2,1%
por gasoil	1.925	2.077	1.977	-7,3%	-2,6%
Mercado externo	579	549	551	5,5%	5,1%
Venta de productos petroquímicos (Ktn)	109	145	152	-24,8%	-28,3%
Mercado local	58	64	65	-9,2%	-10,3%
Mercado externo	51	81	87	-37,3%	-41,8%
Venta de fertilizantes, granos y harinas (Ktn)	396	483	202	-18,1%	95,6%
Mercado local	82	203	140	-59,5%	-41,2%
Mercado externo	313	279	62	12,1%	405,4%
Precios promedio netos					
Nafta (USD/m3) (mercado local)	640	637	622	0,4%	2,8%
Gasoil (USD/m3) (mercado local)	743	720	746	3,2%	-0,4%
Petroquímicos y Otros prod. refinados (USD/bbl)	74	68	71	8,0%	3,4%

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

El **crudo procesado** promedió 318 kbbld/d (+5% t/t), registrando una fuerte utilización de refinерías del 94%, dado en especial por mejor rendimiento de Refinería La Plata (afectada en 4T24 por un paro de mantenimiento), parcialmente compensado por paros de mantenimiento en refinерías Plaza Huincul y Luján de Cuyo.

Los **volúmenes de ventas locales de combustibles** fueron 3.405 km3 (-5% t/t), aunque debajo de la contracción de mercado (ganando ligeramente participación de mercado), impulsado mayormente por menor demanda estacional de gasoil (-7% t/t), y también dado por el hecho de que el 1T25 tiene menos cantidad de días que el 4T24.

Los **volúmenes vendidos de petroquímicos** cayeron 25% t/t, dado por la menor demanda de metanol en el mercado externo y local.

El **volumen de ventas de fertilizantes, granos y harinas** disminuyó 18% t/t, debido sobre todo a la menor demanda estacional de fertilizantes.

Los **precios promedio netos locales de combustibles medidos en dólares** aumentaron 2% t/t, impulsados por los ajustes de precios para converger con paridades internacionales. Como resultado, la brecha con las paridades de importación se mantuvo en terreno positivo en 1%, frente a un 3% en 4T24 y una brecha negativa de 7% en 1T24.

Los **precios de productos petroquímicos y otros refinados** se expandieron un 8% t/t, en línea con la tendencia alcista de los precios internacionales de productos petroquímicos y algunos refinados, principalmente carbón, GLP y metanol.

3.3 LNG & GAS INTEGRADO

Resultados LNG & Gas Integrado	1T25	4T24	1T24	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Ventas de gas natural (IS + a terceros)	383	341	352	12,4%	8,9%
Otros	17	21	14	-17,1%	17,6%
Ingresos	400	361	366	10,7%	9,3%
Depreciaciones y amortizaciones	(1)	(1)	(0)	-40,3%	50,2%
Compras de gas natural (intersegmentos + a terceros)	(405)	(344)	(352)	17,7%	15,3%
Costos operativos y Otros	1	(20)	(47)	N/A	N/A
Resultado operativo antes de deterioro de activos	(5)	(4)	(33)	N/A	-84,8%
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	-	-	-	N/A	N/A
Resultado operativo	(5)	(4)	(33)	N/A	-84,8%
Depreciaciones y amortizaciones	1	1	0	-40,3%	50,2%
EBITDA	(4)	(3)	(33)	57,6%	-86,5%
Arrendamientos	(0)	-	-	N/A	N/A
EBITDA Ajustado	(5)	(3)	(33)	75,2%	-85,0%
Inversiones	3	18	0	-83,0%	N/A

El **EBITDA ajustado** fue negativo por US\$5 millones (vs. negativo por US\$3 millones en 4T24), principalmente por la caída del precio de gas natural, como productor, y la menor demanda estacional del canal residencial, parcialmente compensadas por mayor demanda estacional de centrales eléctricas y la recuperación de ventas a Mega (el cual estuvo en mantenimiento en el 4T24).

Con respecto a nuestro proyecto principal, hemos avanzado en:

- **Argentina GNL:** a principios de mayo, la SPV de Argentina GNL 1, Southern Energy, obtuvo la aprobación de la Decisión Final de Inversión (*FID*) para el *Bareboat Charter Agreement* por 20 años del buque de licuefacción FLNG Hilli Episayo de 2,45 MTPA (habilitación comercial estimada para 2027), y se suscribió un segundo *Bareboat Charter Agreement* para añadir el buque FLNG MKII de 3,5 MTPA (habilitación comercial estimada en 2028), sujeto a la aprobación del *FID*, estimada para el 2S25. YPF posee una participación accionaria del 25% en Southern Energy. Por otro lado, YPF firmó un MoU con Eni, socio estratégico para desarrollar Argentina LNG 3 (~12 MTPA).

3.4 NUEVAS ENERGÍAS

Resultados Nuevas Energías	1T25	4T24	1T24	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Ventas de gas natural retail (a terceros)	147	169	63	-13,2%	134,2%
Otros	45	40	15	13,6%	195,3%
Ingresos	192	209	78	-8,1%	146,2%
Depreciaciones y amortizaciones	(14)	(11)	(11)	28,5%	32,4%
Compras de gas natural (intersegmentos + a terceros)	(57)	(77)	(41)	-25,0%	40,2%
Costos operativos y Otros	(96)	(98)	(51)	-2,1%	87,8%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	24	23	(25)	N/A	N/A
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	-	-	-	N/A	N/A
Resultado operativo	24	23	(25)	N/A	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	14	11	11	28,5%	32,4%
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	-	-	-	N/A	N/A
EBITDA	38	34	(14)	12,2%	N/A
Arrendamientos	-	-	-	N/A	N/A
EBITDA Ajustado	38	34	(14)	12,2%	N/A
Inversiones	10	15	5	-29,8%	109,4%

El **EBITDA ajustado** totalizó US\$38 millones (+12% t/t), explicado en gran parte por nuestra subsidiaria Metrogas, que aumentó Otros ingresos de transporte y distribución y redujo marginalmente los Costos operativos y Otros, parcialmente compensados por la menor demanda estacional de gas natural.

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

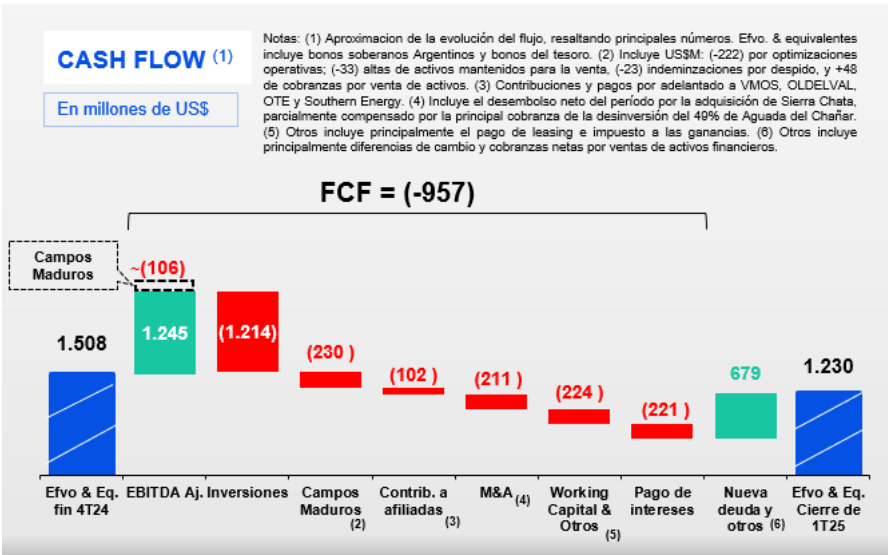
4.1 RESUMEN DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Resumen consolidado Flujo de Efectivo	1T25	4T24	1T24	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Efectivo al inicio del ejercicio	1.118	877	1.123	27,5%	-0,4%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	850	1.663	1.089	-48,9%	-21,9%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(1.383)	(1.400)	(1.208)	-1,2%	14,5%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	354	(1)	312	N/A	13,5%
Ajustes de conversión & otros	(1)	(21)	(7)	-95,2%	-85,7%
Efectivo al cierre del período	938	1.118	1.309	-16,1%	-28,3%
Inversiones en activos financieros	292	390	290	-25,1%	0,7%
Caja + inversiones corrientes al cierre	1.230	1.508	1.599	-18,4%	-23,1%
FCF	(957)	64	(394)	N/A	142,9%

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).

El flujo de caja libre fue negativo por US\$957 millones, a pesar de que las inversiones fueron totalmente compensadas por el EBITDA ajustado, principalmente por el impacto de campos maduros: (i) -US\$230 millones. Además, desembolsamos -US\$211 millones por actividades de fusiones y adquisiciones, mayoritariamente por la adquisición de Sierra Chata, realizamos aportes y pagos por adelantado a afiliadas por -US\$102 millones y pagamos intereses de deuda por -US\$221 millones. Por último, las variaciones del capital de trabajo y otros afectaron negativamente nuestro flujo de caja libre por -US\$224 millones.

En términos de liquidez, nuestro efectivo e inversiones a corto plazo disminuyeron a US\$1.230 millones al cierre de marzo de 2025, contrayéndose 18% vs. 4T24.



4.2 DEUDA NETA

Desglose Deuda Neta	1T25	4T24	1T24	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Deuda corto plazo	2.023	1.907	1.559	6,1%
Deuda largo plazo	7.543	7.035	7.240	7,2%
Deuda Total	9.566	8.942	8.799	7,0%
Tasa de interés promedio para deuda AR\$	32,9%	32,9%	75,4%	
Tasa de interés promedio para deuda US\$	6,4%	6,5%	6,8%	
% deuda en AR\$	0,3%	0,6%	3,2%	
Caja y equivalente de caja	1.230	1.508	1.599	-18,4%
% de liquidez dolarizada	69%	70%	109%	
Deuda neta	8.336	7.434	7.200	12,1%

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

Al 31 de marzo de 2025, la **deuda neta consolidada** de YPF ascendía a US\$8.336 millones (+US\$902 millones t/t), principalmente por nuevas emisiones internacionales y locales, lo que hizo crecer la deuda bruta a US\$9.566 millones, mientras que el efectivo e inversiones a corto plazo disminuyeron, como se ha explicado anteriormente. Como resultado, el **ratio de apalancamiento neto** aumentó de 1,6x en el 4T24 a 1,8x en el 1T25, en línea con nuestras expectativas durante el proceso de desinversión de campos maduros. Se estima que dicho ratio volvería a un rango de 1,5x a 1,6x luego del cierre de transacciones de campos maduros.

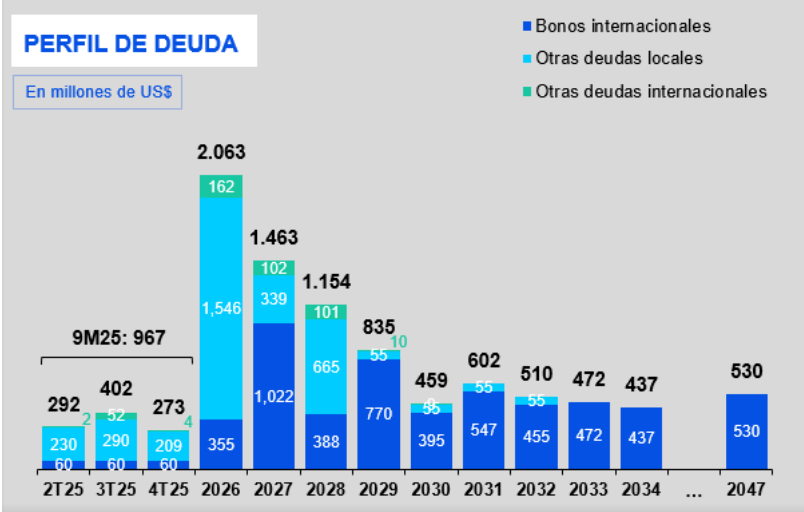
En términos de **financiamiento**, durante el 1T25 emitimos un bono internacional no garantizado a 9 años por US\$1.100 millones con un rendimiento del 8,50%. Dichos fondos se desembolsaron para: (i) refinanciar el bono con vencimiento Jul-25 (US\$757 millones) mediante una oferta pública de recompra en efectivo, pagando por adelantado US\$315 millones en Ene-25, y el resto con una opción de rescate "make-whole" en Feb-25; y (ii) adquirir el 54,45% del bloque de shale gas Sierra Chata en Vaca Muerta.

En el mercado local, emitimos dos nuevos bonos denominados en Dólar MEP por un total de US\$200 millones: (i) US\$140 millones: plazo de 2 años al 6,25%; y (ii) US\$60 millones: plazo de 6 meses al 3,5%.

Posterior al 1T25, emitimos en el mercado local: (i) un bono "dollar linked" por US\$204 millones, con un plazo de 15 meses al 3,95%; y (ii) un bono "hard dollar" por US\$140 millones, a 2 años al 7%.

Adicionalmente, durante el 1T25, la calificación crediticia de YPF fue mejorada en dos agencias, luego de la mejora de las calificaciones soberanas: Moody's (de Caa3 a Caa1 con perspectiva estable) y S&P (de CCC a B-).

En cuanto a nuestro **perfil de vencimientos**, para los 9 meses que restan del año 2025, la Compañía afronta alrededor de US\$800 millones en vencimientos manejables, en su mayoría locales: US\$440 millones de financiamientos de comercio exterior de corto plazo con bancos locales; US\$180 millones por amortizaciones de bonos internacionales garantizados con exportaciones; US\$280 millones de bonos y pagarés locales, de los cuales US\$147 millones ya han sido refinanciados con la última emisión local; y US\$51 millones con CAF y otros préstamos financieros. El siguiente cuadro muestra el perfil de vencimientos de capital de deuda consolidada al 31 de marzo de 2025:



5. TABLAS

5.1 BALANCE GENERAL CONSOLIDADO

Balance General Consolidado		
Cifras no auditadas	31-Mar-25	31-Dec-24
Activo No Corriente		
Activos intangibles	594	491
Propiedades, planta y equipo	18.957	18.736
Activos por derecho de uso	656	743
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	2.104	1.960
Activos por impuesto diferido, netos	309	330
Otros créditos	438	337
Créditos por ventas	2	1
Inversiones en activos financieros	0	0
Total del Activo No Corriente	23.060	22.598
Activo Corriente		
Activos mantenidos para su disposición	1.534	1.537
Inventarios	1.617	1.546
Activos de contratos	25	30
Otros créditos	634	552
Créditos por ventas	1.614	1.620
Inversiones en activos financieros	292	390
Efectivo y equivalentes de efectivo	938	1.118
Total del Activo Corriente	6.654	6.793
Total del Activo	29.714	29.391
Total Patrimonio Neto	11.908	11.870
Pasivo No Corriente		
Provisiones	1.079	1.084
Pasivos por impuesto diferido, netos	95	90
Pasivos de contratos	149	114
Impuesto a las ganancias a pagar	2	2
Cargas fiscales	0	0
Remuneraciones y cargas sociales	33	34
Pasivos por arrendamientos	344	406
Préstamos	7.543	7.035
Otros pasivos	136	74
Cuentas por pagar	6	6
Total del Pasivo No Corriente	9.387	8.845
Pasivo Corriente		
Pasivos asociados con activos mantenidos para su disposición	2.087	2.136
Provisiones	115	116
Pasivos de contratos	83	73
Impuesto a las ganancias a pagar	138	126
Cargas fiscales	226	247
Remuneraciones y cargas sociales	428	412
Pasivos por arrendamientos	349	370
Préstamos	2.023	1.907
Otros pasivos	260	410
Cuentas por pagar	2.710	2.879
Total del Pasivo Corriente	8.419	8.676
Total del Pasivo	17.806	17.521
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	29.714	29.391

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

5.2 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados	1T25	4T24	1T24	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Ingresos	4.608	4.751	4.310	-3,0%	6,9%
Costos	(3.329)	(3.756)	(3.019)	-11,4%	10,3%
Resultado bruto	1.279	995	1.291	28,5%	-0,9%
Gastos de comercialización	(528)	(536)	(467)	-1,5%	13,1%
Gastos de administración	(206)	(261)	(141)	-21,1%	46,1%
Gastos de exploración	(30)	(108)	(23)	-72,2%	30,4%
Deterioro de PP&E y desvalorización de inventarios	-	(61)	-	N/A	N/A
Otros resultados operativos, netos	(323)	(559)	6	-42,2%	N/A
Resultado operativo	192	(530)	666	N/A	-71,2%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	81	133	129	-39,1%	-37,2%
Ingresos financieros	16	47	36	-66,0%	-55,6%
Costos financieros	(285)	(258)	(336)	10,5%	-15,2%
Otros resultados financieros	13	99	41	-86,9%	-68,3%
Resultados financieros, netos	(256)	(112)	(259)	128,6%	-1,2%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	17	(509)	536	N/A	-96,8%
Impuesto a las ganancias	(27)	225	121	N/A	N/A
Resultado neto del período	(10)	(284)	657	-96,5%	N/A
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	(16)	(290)	649	-94,5%	N/A
Resultado neto atribuible al interés no controlante	6	6	8	0,0%	-25,0%
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	(0,04)	(0,74)	1,66	-94,6%	N/A

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

6. ACERCA DE YPF

YPF es la empresa energética más grande de Argentina, integrada en la cadena de valor del petróleo y el gas. Nuestros principales negocios son: (i) en el upstream, producimos ~40% y ~30% del petróleo y gas del país, respectivamente, y somos el mayor productor de shale en Vaca Muerta, en proceso de desinversión de campos maduros convencionales; (ii) en el downstream, operamos 3 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 período. La información y las opiniones contenidas en este documento se facilitan a la fecha del mismo y están sujetas a verificación, finalización y modificación sin previo aviso.

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

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

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

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