

**YPF**

# 1T26

PRESENTACIÓN WEBCAST DE RESULTADOS

**Webcast: 8 de Mayo de 2026**  
**10:00 am ET / 11:00 am BAT**

Seguí la presentación de resultados vía web:

**Hacé click acá**

YPF S.A.

**RESULTADOS  
CONSOLIDADOS**



**CENTRO DE INVERSORES**

<https://investors.ypf.com>

[Inversoresypf@ypf.com](mailto:Inversoresypf@ypf.com)

[Margarita.chun@ypf.com](mailto:Margarita.chun@ypf.com)

**EQUIPO RI**

**MARGARITA CHUN – IR MANAGER**

**VALENTINA LÓPEZ – IR**

**CHRISTIAN GONZÁLEZ – IR**

## PRINCIPALES DESTACADOS 1T26

KPI		1T26	4T25	T/T Δ	1T25	A/A Δ
Financieros	Ingresos	4.946	4.556	9%	4.608	7%
	EBITDA Ajustado	1.594	1.283	24%	1.245	28%
	Resultado neto	409	(649)	N/A	(10)	N/A
	Inversiones	980	1.086	-10%	1.214	-19%
	FCF	871	265	229%	(957)	N/A
	Deuda neta	8.425	9.386	-10%	8.336	1%
	Ratio de apalancamiento neto (x)	1,6	1,9	-16%	1,8	-12%
Upstream	Producción total (Kboe/d)	525,0	488,0	8%	552,1	-5%
	<i>Crudo (Kbbl/d)</i>	271,0	264,4	2%	269,9	0%
	<i>Gas Natural (Mm3/d)</i>	32,8	29,6	11%	37,3	-12%
	<i>NGL (Kbbl/d)</i>	47,7	37,7	26%	47,3	1%
	Precio de crudo (US\$/bbl)	68,4	53,0	29%	67,9	1%
	Precio de gas natural (US\$/MBTU)	2,9	2,8	4%	3,0	-2%
	Export. crudo (Kbbl/d)	38,3	39,3	-3%	36,4	5%
	Producción Crudo <i>Shale</i> (Kbbl/d)	205,4	196,0	5%	147,3	39%
	Costos extracción (US\$/boe)	8,8	9,6	-9%	15,3	-42%
	Costos extrac. shale oil hub (US\$/boe)	4,0	4,2	-4%	4,5	-11%
Midstream & Dw	Crudo procesado (Kbbl/d)	344,3	334,9	3%	318,0	8%
	<i>Utilización refinarias (%)</i>	102%	99%	3%	94%	8%
	Venta local combustibles (Km3)	3.661	3.774	-3%	3.405	8%
	Precio neto local comb. (US\$/m3)	717	638	12%	697	3%
	Combustible importado (Km3)	-	36	N/A	78	N/A
	EBITDA Ajustado R&M (US\$/bbl)	14,9	19,5	-24%	15,6	-4%

Los volúmenes locales de combustibles vendidos y las importaciones de combustibles consideran volúmenes de Refinor en 1T26 (11 km3 de gasoil, 21 km3 de nafta, sin importaciones de combustibles) y 4T25 (sin volúmenes de combustibles vendidos y sin importaciones de combustibles). YPF posee el 100% de Refinor desde octubre de 2025.

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 Ajustado del segmento R&M del 2025 ha sido recalculada como resultado de una realocación de los impuestos a los créditos y débitos desde el segmento Midstream & Downstream hacia el segmento Corporación.

El **EBITDA Aj.** alcanzó US\$1.594 millones (+24% t/t y +28% a/a), con un sólido margen del 32% (vs. 28% en 4T25 y 27% en 1T25). El crecimiento t/t fue impulsado por una mejora en la dinámica de precios, una mayor producción de shale, y menores costos de extracción de shale, parcialmente compensados por un mayor costo unitario del petróleo comprado a terceros. La expansión interanual se explicó por una reducción sustancial del 42% en los costos de extracción (desinversión en campos maduros y foco en shale), junto con niveles récord de procesamiento en refineries y mayor demanda de productos refinados en los mercados local y de exportación. Esto fue parcialmente compensado por mayor volumen de petróleo comprado a terceros a precios más elevados (por menor exposición a campos maduros).

Las **inversiones** fueron US\$980 millones (-10% t/t), dado por mayores actividades de mantenimiento en Downstream en 4T25 y menor ritmo en el despliegue de instalaciones en Upstream, esperando una aceleración de las inversiones en shale en el 2S26, reafirmando el CAPEX estimado del 2026 entre US\$5.500 y US\$5.800 millones. En términos interanuales, las inversiones cayeron 19%, por la menor exposición a activos convencionales y la adquisición de concesiones no convencionales en 1T25.

La **producción de petróleo shale** promedió 205 kbbl/d en **1T26** (+5% t/t y +39% a/a), representando el 76% de la producción total de petróleo (vs. 74% en 4T25 y 55% en 1T25), impulsada por el sólido desempeño del bloque petrolífero La Angostura Sur, que actualmente aporta ~25% de la producción total de petróleo shale. Se espera que el crecimiento se acelere en el 2S26, alcanzando ~250 kbbl/d en Dic-26, en línea con el objetivo.

Los **niveles de procesamiento en nuestras refineries** alcanzaron un nuevo récord de 344 kbbl/d en **1T26** (+3% t/t y +8% a/a), con una utilización del 102%, y récords de producción de nafta premium y destilados medios, evitando importaciones, abasteciendo a refinadores locales y exportando a países vecinos.

**VMOS** alcanzó alrededor del 62% de avance al cierre de Mar-26, reafirmando la habilitación comercial parcial y la primera exportación de crudo a comienzos de 2027, y la operación plena en 2S27. En abr-26, YPF adquirió 44 kbbl/d adicionales de capacidad de transporte, consolidando la mayor participación (~30%, 164/550 kbbl/d).

El **flujo de caja libre** fue US\$871 millones (+US\$606 millones t/t y +US\$1.828 millones a/a). Esta sólida generación de caja fue impulsada por la cobranza de ~US\$500 millones derivados de actividades de M&A, principalmente desinversiones en Profertil y Manantiales Behr, junto con un excelente desempeño operativo.

En el **frente financiero**, durante el 1T26, emitimos ~US\$1.000 millones. Este fuerte acceso al mercado, junto a la robusta generación de caja, nos permitió prepagar ~US\$750 millones de deuda en los primeros cuatro meses de 2026, optimizando la estructura de capital y reduciendo el costo promedio de la deuda. Como resultado, el ratio de apalancamiento neto se ubicó en 1,57x (vs. 1,87x en 4T25 y 1,79x en 1T25).

**Buenos Aires, 7 de mayo de 2026 – YPF** (BYMA: YPFD | NYSE: YPF<sup>1</sup>). 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 DEL 1T26

Desglose Ingresos Consolidados	1T26	4T25	1T25	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Gasoil	1.662	1.525	1.521	9,0%	9,3%
Nafta	1.130	1.055	1.037	7,1%	9,0%
Gas natural como productores (a terceros)	283	249	306	13,6%	-7,4%
Otros	998	1.072	988	-6,9%	1,0%
<b>Total Mercado Local</b>	<b>4.073</b>	<b>3.902</b>	<b>3.852</b>	<b>4,4%</b>	<b>5,7%</b>
Jet fuel	158	108	94	46,4%	68,1%
Granos y harinas	143	80	133	78,1%	7,5%
Crudo	256	216	240	18,2%	6,5%
Petroquímicos y otros	316	250	289	26,4%	9,3%
<b>Total Mercado Externo</b>	<b>873</b>	<b>654</b>	<b>756</b>	<b>33,4%</b>	<b>15,4%</b>
<b>Total Ingresos</b>	<b>4.946</b>	<b>4.556</b>	<b>4.608</b>	<b>8,6%</b>	<b>7,3%</b>

**Los ingresos netos** totalizaron US\$4.946 millones (+9% t/t), principalmente impulsados por el impacto de mayores precios internacionales, especialmente a partir de marzo, que incidieron en los precios locales de combustibles y en los precios de exportación de petróleo y productos refinados, además de mayores volúmenes de exportación de gasoil, GLP y *jet fuel*, y pico estacional de exportaciones de granos y harinas. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una menor demanda local estacional de combustibles y fertilizantes.

Desglose Costos Consolidados	1T26	4T25	1T25	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Costo de extracción	(417)	(433)	(758)	-3,7%	-45,0%
Otros Upstream	(88)	(164)	(147)	-46,6%	-40,4%
Costos Downstream	(484)	(553)	(530)	-12,6%	-8,7%
Otros Midstream & Downstream	(199)	(206)	(115)	-3,3%	73,8%
LNG & GI, NNEE, Corpo y Otros	(206)	(173)	(194)	19,1%	6,1%
<b>Total Costos Operativos</b>	<b>(1.394)</b>	<b>(1.530)</b>	<b>(1.744)</b>	<b>-8,9%</b>	<b>-20,1%</b>
Depreciaciones y Amortizaciones	(743)	(774)	(806)	-4,0%	-7,8%
Regalías	(254)	(207)	(265)	22,6%	-4,4%
Otros	(325)	(309)	(319)	5,3%	2,1%
<b>Total Otros Costos</b>	<b>(1.322)</b>	<b>(1.290)</b>	<b>(1.390)</b>	<b>2,5%</b>	<b>-4,9%</b>
Importación de combustibles (incluye jet fuel)	(3)	(25)	(59)	-89,9%	-95,7%
Compras de crudo a terceros	(671)	(545)	(485)	23,0%	38,2%
Compras de biocombustibles	(281)	(231)	(226)	21,4%	24,5%
Compras de productos agro	(125)	(156)	(119)	-19,8%	5,2%
Otras compras	(199)	(177)	(139)	12,3%	42,5%
Variación de existencias	5	(85)	69	N/A	-92,8%
<b>Total de Compras y Variación de existencias</b>	<b>(1.272)</b>	<b>(1.219)</b>	<b>(959)</b>	<b>4,4%</b>	<b>32,7%</b>
Otros resultados operativos, netos	(80)	67	(323)	N/A	-75,2%
<b>Total Costos Operativos + Compras + Deterioro de Activos</b>	<b>(4.068)</b>	<b>(3.972)</b>	<b>(4.416)</b>	<b>2,4%</b>	<b>-7,9%</b>

La variación de existencias incluye el efecto precio por (US\$ 23) millones en el 1T26, (US\$ 77) millones en el 4T25, US\$ 5 millones en el 1T25

**Los costos operativos** alcanzaron US\$1.394 millones (-9% t/t), explicado principalmente por ahorros en Otros Upstream, vinculados a una menor exposición a campos maduros y a una menor provisión por cargos de obsolescencia en comparación con el 4T25, junto con eficiencias operativas en Downstream, tales como la renegociación de pólizas de seguros y la optimización del consumo energético. Por otro lado, el costo de extracción en nuestras operaciones de shale también se redujo secuencialmente, pasando de US\$4,2/BOE a US\$4,0/BOE.

<sup>1</sup> 1 ADR = 1 acción. El capital social emitido ascendió a 393.312.793 acciones a Mar-2026 (51% Gobierno Argentino; 26% NYSE y 23% ByMA).

**Otros Costos** fueron US\$1.322 millones (+2% t/t), debido a mayores regalías (suba del precio del petróleo), compensados en parte por menores depreciaciones y amortizaciones, dada la reclasificación del bloque Manantiales Behr como mantenido para la venta en dic-25, y menores perforaciones exploratorias no productivas.

Las **compras y variaciones de existencias** totalizaron US\$1.272 millones (+4% t/t). Las **compras** aumentaron t/t, impulsadas por mayores precios del crudo, en línea con la tendencia alcista del Brent y, en menor medida, por mayores compras de biocombustibles (especialmente biodiésel), atenuadas por una fuerte reducción de las importaciones de combustibles. Cabe destacar que durante 1T26 YPF eliminó las importaciones de gasoil y nafta. Las **variaciones de existencias** fueron positivas en US\$5 millones en 1T26 (vs. -US\$85 millones en 4T25), explicadas principalmente por una mayor valuación, dada la suba de precios internacionales, y por un mayor inventario de naftas, dada la menor demanda secuencial, parcialmente compensado por un menor inventario de crudo asociado a mayores niveles de procesamiento.

**Otros resultados operativos netos** fueron pérdida de US\$80 millones en 1T26 (vs. ganancia de US\$67 millones en 4T25), principalmente debido al resultado positivo por la desinversión del 50% de participación en Profertil en 4T25, compensado en parte por el resultado negativo por cambios en el valor razonable de activos mantenidos para la venta (Manantiales Behr) en 4T25, y mayores provisiones por optimizaciones operativas asociadas a campos maduros en 1T26.

Desglose Resultado neto	1T26	4T25	1T25	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
<b>Resultado operativo</b>	<b>878</b>	<b>584</b>	<b>192</b>	<b>50,3%</b>	<b>357,3%</b>
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	101	15	81	573,3%	24,7%
Resultados financieros, netos	(327)	(206)	(245)	58,7%	33,6%
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>652</b>	<b>393</b>	<b>28</b>	<b>65,9%</b>	<b>2213,8%</b>
Impuesto a las ganancias	(243)	(1.042)	(38)	-76,7%	536,5%
<b>Resultado neto</b>	<b>409</b>	<b>(649)</b>	<b>(10)</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>
<b>Resultado neto antes de deterioro de activos</b>	<b>409</b>	<b>(649)</b>	<b>(10)</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>

**Los resultados por participación en asociadas y negocios conjuntos** registraron ganancia de US\$101 millones (vs. US\$15 millones en 4T25), principalmente impulsados por mejores resultados de YPF Luz, que se asoció al Plan de Normalización Tributaria, afectando los resultados del 4T25, mientras que en el 1T26 se registraron mejoras operativas.

Los **Resultados financieros netos** fueron pérdida de US\$327 millones (vs. -US\$206 millones en 4T25), especialmente dado por la actualización de los pasivos denominados en pesos de la compañía, ante una apreciación del 5% de la moneda local durante el 1T26, incluyendo el pasivo derivado del Plan de Normalización Tributaria, establecido por Resolución ARCA No. 5.684/2025.

El **impuesto a las ganancias** registró un cargo de US\$243 millones (vs. un cargo de US\$1.042 millones en 4T25), explicado principalmente por el cargo impositivo extraordinario registrado en 4T25, asociado al Plan de Normalización Tributaria mencionado anteriormente, parcialmente compensado por el cargo ordinario del Impuesto a las Ganancias registrado en 1T26.

En consecuencia, el **resultado neto** totalizó una ganancia de US\$409 millones, frente a una pérdida de US\$649 millones en 4T25.

## 2. EBITDA AJUSTADO & CAPEX

### 2.1 RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO

Reconciliación EBITDA Ajustado					
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
	1T26	4T25	1T25	T/T Δ	A/A Δ
Resultado neto	409	(649)	(10)	N/A	N/A
Resultados financieros, netos	327	206	245	58,7%	33,6%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(101)	(15)	(81)	573,3%	24,7%
Impuesto a las ganancias	243	1.042	38	-76,7%	536,5%
Perforaciones exploratorias improductivas	9	31	-	-71,0%	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	743	774	806	-4,0%	-7,8%
<b>EBITDA</b>	<b>1.630</b>	<b>1.389</b>	<b>998</b>	<b>17,4%</b>	<b>63,3%</b>
Arrendamientos	(86)	(86)	(85)	-0,6%	0,9%
Provisión por optimizaciones operativas	70	(3)	-	N/A	N/A
Resultado por venta de activos	(4)	(3)	(14)	33,3%	-71,4%
Resultado por cambios en el VR de los activos mantenidos para la venta	(14)	178	200	N/A	N/A
Provisión por indemnizaciones	-	17	26	N/A	N/A
Provisión para materiales y equipos obsoletos	(9)	7	136	N/A	N/A
Resultado por venta de sociedades	-	(335)	-	N/A	N/A
Diversos – Campos Maduros y Otros	7	119	(16)	-94,0%	N/A
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>1.594</b>	<b>1.283</b>	<b>1.245</b>	<b>24,3%</b>	<b>28,1%</b>

### 2.2 EBITDA AJUSTADO & CAPEX POR SEGMENTO

Segmentos		1T26	4T25	T/T Δ	1T25	A/A Δ
EBITDA Aj.	Upstream	1.148	736	56%	782	47%
	Midstream & Downstream	598	724	-17%	546	10%
	LNG & GI	-	3	N/A	(4)	N/A
	NNEE	27	23	17%	38	-29%
	Corporación	(147)	(123)	20%	(91)	62%
	Eliminaciones y Otros	(32)	(80)	-60%	(26)	24%
<b>EBITDA ajustado</b>		<b>1.594</b>	<b>1.283</b>	<b>24%</b>	<b>1.245</b>	<b>28%</b>
Inversiones	Upstream	783	774	1%	979	-20%
	Midstream & Downstream	151	256	-41%	204	-26%
	LNG & GI	18	16	13%	3	500%
	NNEE	9	12	-25%	10	-14%
	Corporación	19	28	-32%	18	7%
	<b>Inversiones totales</b>		<b>980</b>	<b>1.086</b>	<b>-10%</b>	<b>1.214</b>

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

Los totales de períodos anteriores se mantuvieron sin cambios. No obstante, las cifras por segmento de negocio fueron recalculadas como resultado de una realocación de impuestos a los créditos y débitos al segmento Corporación.

### 3. ANÁLISIS DE RESULTADO POR SEGMENTO

#### 3.1 UPSTREAM

Resultados Upstream	1T26	4T25	1T25	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Crudo	1.644	1.302	1.646	26,3%	-0,1%
Gas natural	346	317	394	9,2%	-12,1%
Otros	31	27	27	12,3%	12,9%
<b>Ingresos</b>	<b>2.021</b>	<b>1.646</b>	<b>2.067</b>	<b>22,8%</b>	<b>-2,2%</b>
Depreciaciones y amortizaciones	(522)	(544)	(602)	-4,0%	-13,3%
Costo de extracción	(417)	(433)	(758)	-3,7%	-45,0%
Regalías	(253)	(206)	(262)	22,8%	-3,6%
Otros costos	(214)	(515)	(548)	-58,5%	-61,0%
<b>Rdo operativo antes de deterioro de activos</b>	<b>616</b>	<b>(51)</b>	<b>(103)</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>
<b>Resultado operativo</b>	<b>616</b>	<b>(51)</b>	<b>(103)</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>
Depreciaciones y amortizaciones	522	544	602	-4,0%	-13,3%
Perforaciones exploratorias improductivas	9	31	-	-71,0%	N/A
<b>EBITDA</b>	<b>1.147</b>	<b>524</b>	<b>499</b>	<b>118,9%</b>	<b>129,9%</b>
Arrendamientos	(49)	(42)	(49)	16,9%	-0,4%
Provisión por optimizaciones operativas	70	(3)	-	N/A	N/A
Resultado por venta de activos	(4)	(3)	(14)	33,3%	N/A
Resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta	(14)	178	200	N/A	N/A
Provisión por indemnizaciones	-	17	26	N/A	N/A
Provisión para materiales y equipos obsoletos	(9)	7	136	N/A	N/A
Diversos – Campos Maduros	7	57	(16)	-87,9%	46,8%
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>1.148</b>	<b>736</b>	<b>782</b>	<b>56,1%</b>	<b>46,8%</b>
<b>Inversiones</b>	<b>783</b>	<b>774</b>	<b>979</b>	<b>1,3%</b>	<b>-20,0%</b>

Cash Costs unitarios	1T26	4T25	1T25	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$/boe					
Costo de extracción	8,8	9,6	15,3	-8,5%	-42,2%
Regalías y otros impuestos	6,3	5,8	6,6	8,4%	-4,0%
Otros costos	2,2	3,9	3,4	-44,3%	-36,8%
<b>Total Cash Costs (US\$/boe)</b>	<b>17,3</b>	<b>19,3</b>	<b>25,3</b>	<b>-10,6%</b>	<b>-31,5%</b>

Los **ingresos** totalizaron US\$2.021 millones (+23% t/t), reflejando principalmente mayores precios de petróleo (+29% t/t) y, en menor medida, mayores ventas de gas natural (+5% en volumen y +4% en precio), parcialmente compensados por un menor volumen de petróleo vendido (-2% t/t), mientras continuamos con la desinversión de activos convencionales y expandiendo las operaciones shale.

El **costo de extracción** alcanzó los US\$8,8/BOE (-9% t/t), impulsado principalmente por la desinversión de campos maduros, registrando un **costo de extracción convencional** de US\$21,9/BOE (-5,5% t/t) y un **costo de extracción no convencional** más eficiente (US\$4,7/BOE, -2% t/t). Cabe destacar que, en comparación con el 1T25, el costo de extracción se contrajo significativamente un -42% a/a, principalmente como resultado del programa de salida de campos maduros.

En cuanto el costo de extracción de nuestro **shale oil hub<sup>2</sup>** (con 100% de participación), se ubicó en los mejores niveles de referencia de la industria de US\$4,0/BOE, como consecuencia de menores costos asociados a actividades de pulling (principalmente en el bloque Loma Campana), junto con la creciente participación del bloque La Angostura Sur en nuestro portafolio de activos, que posee el costo de extracción más competitivo entre los campos de YPF.

Las **regalías** y otros impuestos promediaron US\$6,3/BOE (+8% t/t), principalmente debido a un mayor precio de realización de petróleo, impulsado por la volatilidad del Brent.

**Otros costos** totalizaron US\$214 millones (-58% t/t), explicados principalmente por mayores costos extraordinarios vinculados a campos maduros en 4T25 y menores costos asociados a perforaciones exploratorias improductivas en el 1T26.

<sup>2</sup> 5 bloques de shale oil operados por YPF: La Angostura Sur I y II (100% tenencia YPF), Loma Campana (50%), La Amarga Chica (50%), Bandurria Sur (40% en el 1T26, y 44,9% hacia adelante) y Aguada del Chañar (51%). La Angostura Sur es de south-hub, mientras que los restantes son del core-hub.

El **EBITDA ajustado** totalizó US\$1.148 millones (+56% t/t), principalmente respaldado por mayores precios del petróleo (en línea con la tendencia alcista de las referencias internacionales), así como por eficiencias alcanzadas en costos de extracción.

Las **inversiones** alcanzaron US\$783 millones, de los cuales el 97% se destinó a activos no convencionales, esperando una aceleración en los próximos trimestres, en línea con el sólido incremento de la producción previsto para la segunda mitad del año.

Los **pozos horizontales de petróleo no convencionales al 100%** tuvieron el siguiente desempeño en 1T26:

- Los pozos perforados, se mantuvieron prácticamente estables t/t, con 46 pozos (56% participación promedio) vs. con 47 pozos (61% participación promedio) en 4T25, todos ellos perforados en bloques operados por YPF;
- Los pozos completados bajaron levemente t/t, a 47 pozos (59% participación promedio) vs. 58 pozos (61% participación promedio) en 4T25, con 1 y 2 pozos no operados por YPF, respectivamente; y
- Los pozos enganchados se redujeron a 43 pozos (60% participación promedio) vs. 63 pozos en 4T25 (61% participación promedio), incluyendo 1 y 4 pozos no operados por YPF, respectivamente.

Vale destacar que, a pesar del menor número secuencial de pozos, la producción de petróleo shale creció 5% trimestral (t/t), impulsada principalmente por el enganche de pozos realizado en 4T25, que aceleró la curva de producción, y por un desempeño de pozos mayor al esperado durante 1T26. Asimismo, se destaca la **mayor longitud lateral de perforación promedio por pozo de 3.437 metros** en 1T26 (+8% a/a y +6% t/t).

En términos de **eficiencias en nuestras operaciones no convencionales<sup>3</sup>**, durante el 1T26 alcanzamos un nuevo récord en desempeño de perforación y fractura. En este sentido, la velocidad de perforación promedió 364 metros por día en nuestros bloques shale oil hub, y de 11,2 etapas por set por día en fractura no convencional (equivalente a 297 etapas por set por mes), respaldado por 18,5 horas de bombeo por día.

Upstream información operativa	1T26	4T25	1T25	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas					
<b>Desglose producción neta</b>					
<b>Producción Crudo (Kbbld)</b>	<b>271,0</b>	<b>264,4</b>	<b>269,9</b>	<b>2,5%</b>	<b>0,4%</b>
Convencional	64,9	67,6	121,2	-4,0%	-46,4%
Shale	205,4	196,0	147,3	4,8%	39,4%
Tight	0,7	0,7	1,4	-4,9%	-48,4%
<b>Producción NGL (Kbbld)</b>	<b>47,7</b>	<b>37,7</b>	<b>47,3</b>	<b>26,4%</b>	<b>0,8%</b>
Convencional	6,8	6,9	12,8	-1,6%	-46,7%
Shale	40,7	30,6	33,8	32,9%	20,3%
Tight	0,2	0,2	0,7	-4,3%	-70,6%
<b>Producción Gas (Mm3d)</b>	<b>32,8</b>	<b>29,6</b>	<b>37,3</b>	<b>11,0%</b>	<b>-12,2%</b>
Convencional	7,3	7,3	11,4	0,5%	-36,0%
Shale	22,8	19,5	22,2	16,8%	2,4%
Tight	2,7	2,8	3,7	-2,5%	-26,3%
<b>Producción Total (Kboed)</b>	<b>525,0</b>	<b>488,0</b>	<b>552,1</b>	<b>7,6%</b>	<b>-4,9%</b>
Convencional	117,8	120,4	206,0	-2,2%	-42,8%
Shale	389,2	349,2	320,9	11,5%	21,3%
Tight	18,0	18,4	25,2	-2,6%	-28,7%
<b>Precios promedio de realización</b>					
Crudo (USD/bbl)	68,4	53,0	67,9	29,0%	0,8%
Gas Natural (USD/MMBTU)	2,9	2,8	3,0	4,3%	-1,7%

<sup>3</sup> Las cifras han sido recalculadas sobre la base de criterios actualizados. El análisis se limita exclusivamente a los pozos SLIM, considerados los más representativos de la configuración estándar de pozo prevista para el desarrollo a gran escala en Vaca Muerta.

La **producción de crudo** registró 271 kbbl/d (+2,5% t/t). Nuevamente, el crecimiento secuencial del shale oil provino del continuo y sólido desempeño alcanzado en el bloque La Angostura Sur, que compensó totalmente la leve caída de la producción convencional.

La **producción de gas natural** se expandió un +11% t/t hasta 32,8 millones de m3/d, impulsada principalmente por una mayor producción de shale gas (+17% t/t) en los bloques Rincón del Mangrullo y Aguada Pichana Oeste, levemente compensada por una menor exposición a campos maduros.

La **producción de NGL** creció de manera significativa un +26% t/t hasta 47,7 kbbl/d, explicada principalmente por una mayor producción de shale gas asociado proveniente de los bloques Rincón del Mangrullo y Aguada de la Arena.

### 3.2 MIDSTREAM & DOWNSTREAM

Resultados Midstream & Downstream	1T26	4T25	1T25	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Gasoil (3ros)	1.662	1.525	1.521	9,0%	9,3%
Naftas (3ros)	1.130	1.055	1.037	7,1%	9,0%
Otros mercado local	619	716	653	-13,5%	-5,1%
Mercado externo	846	630	720	34,2%	17,5%
<b>Ingresos</b>	<b>4.257</b>	<b>3.926</b>	<b>3.930</b>	<b>8,4%</b>	<b>8,3%</b>
Depreciaciones y amortizaciones	(176)	(196)	(165)	-10,2%	6,7%
Costos Downstream	(484)	(553)	(530)	-12,6%	-8,7%
Importación de combustibles (incluye <i>jet fuel</i> - a terceros)	(3)	(25)	(59)	-89,9%	-95,7%
Compras de crudo (intersegmento + a terceros)	(2.306)	(1.841)	(2.131)	25,3%	8,2%
Compras de biocombustibles (a terceros)	(281)	(231)	(226)	21,4%	24,5%
Compras de productos agro (a terceros)	(125)	(156)	(119)	-19,8%	5,2%
Variación de existencias	668	(137)	104	N/A	543,9%
Otros	(466)	(440)	(382)	5,9%	21,9%
<b>Resultado operativo</b>	<b>1.085</b>	<b>347</b>	<b>422</b>	<b>212,6%</b>	<b>156,9%</b>
Depreciaciones y amortizaciones	176	196	165	-10,2%	6,7%
<b>EBITDA</b>	<b>1.261</b>	<b>543</b>	<b>587</b>	<b>132,2%</b>	<b>114,7%</b>
Arrendamientos	(30)	(44)	(36)	-31,8%	-16,2%
Diversos - Otros	-	62	-	N/A	N/A
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>1.231</b>	<b>561</b>	<b>552</b>	<b>119,4%</b>	<b>123,2%</b>
Efecto precio de inventarios de productos derivados del petróleo	633	(163)	5	N/A	11605,1%
<b>EBITDA Ajustado excl. ef precio de inventarios productos oil</b>	<b>598</b>	<b>724</b>	<b>546</b>	<b>-17,4%</b>	<b>9,5%</b>
<b>Inversiones</b>	<b>151</b>	<b>256</b>	<b>204</b>	<b>-41,1%</b>	<b>-26,2%</b>

La variación de existencias incluye el efecto precio por US\$ 636 millones en el 1T26, (US\$ 164) millones en el 4T25, US\$ 8 millones en el 1T25.

Los **ingresos** alcanzaron US\$4.257 millones (+8% t/t), impulsados por la suba de los precios internacionales, aumentando los precios locales de combustibles y las exportaciones de petróleo y productos refinados. Asimismo, se registraron crecimiento del 25% en los volúmenes exportados, especialmente de gasoil, GLP y *jet fuel*, además de mayores exportaciones estacionales de granos y harinas. Esto fue parcialmente compensado por la menor demanda estacional de verano de combustibles y fertilizantes en el mercado local.

Los **costos Downstream** totalizaron US\$484 millones (-13% t/t), debido a menores costos de mantenimiento y nuevas eficiencias alcanzadas, tales como renegociación de pólizas de seguros y optimización del consumo de energía, entre otras, parcialmente compensado por mayores costos en términos reales.

Las **importaciones de combustibles** cayeron 90% t/t, explicadas por niveles récord de procesamiento, y de producción de naftas y destilados medios, eliminando importaciones de gasoil y nafta en el 1T26. Así, las importaciones de combustibles (excluyendo *jet fuel*) representaron 0% de las ventas totales de combustible (vs. 1% en 4T25).

Las **compras de crudo** (intersegmento + a terceros) fueron de US\$2.306 millones (+25% t/t), principalmente dado por la suba del precio del crudo. Las **compras de biocombustibles** aumentaron 21% t/t, impulsadas por un crecimiento del 33% en biodiésel (+22% en volumen y +8% en precio) reflejando mayores niveles de aditivación, tras la menor disponibilidad temporaria de biodiésel en 4T25, y por un incremento del 10% en bioetanol, particularmente por mayores precios (+9% t/t). Las **compras de productos agrícolas** cayeron 20% t/t, en línea con las menores ventas estacionales de fertilizantes mencionada previamente.

La **variación de existencias** fue positiva por US\$668 millones, frente a -US\$137 millones en 4T25, dado por mayores precios de referencia en la valuación de nuestro inventario. En contraste, el 4T25 estuvo afectado por la caída del precio del crudo y una reducción de inventarios (en línea con mayores niveles de ventas).

El **EBITDA Aj.**, excluyendo el efecto del precio de los inventarios de productos *oil*, alcanzó US\$598 millones en 1T26 (-17% t/t), explicado principalmente por el abrupto aumento del precio del crudo durante marzo, que fue incorporado de manera gradual a los precios locales de nafta y gasoil, aunque sin llegar a alinearse completamente con la paridad de importación. Asimismo, dado que la mayoría de los productos refinados — distintos a nafta y gasoil— se valúan a precios del mes previo, se produjo un desfase en la captura del incremento de precios internacionales de marzo, reflejándose recién en el mes siguiente.

El **EBITDA Aj. de Refino & Marketing** en términos unitarios, se mantuvo sólido en US\$14,9/bbl, en comparación con US\$19,5/bbl en 4T25, reflejando los efectos previamente mencionados.

Las **inversiones** fueron US\$151 millones (-41% t/t), debido a un mayor nivel de actividades de mantenimiento en 4T25. La composición fue: 40% midstream (O&G), 37% refino, 15% logística y 8% comercial y otros.

En nuestras **refinerías**, durante el **1T26**, las inversiones se alocaron a los siguientes proyectos:

- **Nuevas especificaciones de combustibles**, continuamos avanzando con la nueva unidad de hidrotreamiento de gasoil en la refinería de Luján de Cuyo, con inicio de operaciones previsto para 2T26, en línea con la Resolución N.º 492/2023 de la Secretaría de Energía.
- **Modernización de unidades topping**, avanzamos en el *revamping* de la refinería de Luján de Cuyo, con el fin de procesar 100% petróleo shale, esperando su finalización en 2T26.

En nuestro negocio de **midstream oil** continuamos avanzando en nuestros principales proyectos:

- **VMOS** (Allen – Punta Colorada, oleoducto de exportación, ~440 km): la obra supera el 62% de avance, con primera exportación prevista para ene-27 (~180 kbbl/d), escalando hasta ~550 kbbl/d en 2S27, con potencial de expansión mayor a 700 kbbl/d. En abr-26, YPF aseguró 44 kbbl/d adicionales de capacidad de transporte, elevando su capacidad total a 164 kbbl/d y consolidando la mayor participación (30%).
- **Proyecto de evacuación La Angostura Sur**: la construcción del nuevo oleoducto que conecta nuestro bloque shale insignia y el Hub Sur con el oleoducto LLL–Centenario alcanzó un avance cercano al 20% y se espera que entre en operación en 3T26.

En nuestro negocio de **midstream gas** también continuamos avanzando en nuestros principales proyectos:

- **Planta de tratamiento de Gas Loma La Lata**, modernización completa en ejecución, para expandir la capacidad actual y mejorar el tratamiento del gas asociado, con puesta en operación prevista para 2T26.
- **Proyecto de captación Hub Sur**, continúan los avances en la infraestructura de evacuación de gas a través de los gasoductos Puesto López–LLL, con finalización estimada para 3T26.
- **Proyecto de captación Hub Norte**, tras completar la construcción del nuevo gasoducto que conecta los bloques Narambuena y Bajo del Toro con el Complejo Industrial El Portón, se continúa avanzando en las instalaciones de tratamiento de gas, con entrada en operación prevista para 4T26.

En **logística**, avanzamos con:

**Modernización del poliducto Luján de Cuyo – Monte Cristo** (incluida la nueva estación de bombeo Río Tercero), con puesta en operación prevista para 2T26, lo que incrementará la capacidad de evacuación de productos desde la refinería de Luján de Cuyo.

Información Operativa Midstream & Downstream	1T26	4T25	1T25	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas					
Crudo procesado (Kbbld)	344,3	334,9	318,0	2,8%	8,3%
Utilización refinarias (%)	101,9%	99,1%	94,1%	279bps	780bps

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

Volúmenes vendidos a terceros (YPF Individual)					
<b>Venta de productos refinados (Km3)</b>	<b>5.113</b>	<b>5.470</b>	<b>4.786</b>	<b>-6,5%</b>	<b>6,8%</b>
Mercado local	4.373	4.877	4.212	-10,3%	3,8%
por nafta	1.577	1.618	1.480	-2,5%	6,6%
por gasoil	2.052	2.156	1.925	-4,9%	6,6%
Mercado externo	740	593	574	24,9%	29,0%
<b>Venta de productos petroquímicos (Ktn)</b>	<b>147</b>	<b>168</b>	<b>115</b>	<b>-12,5%</b>	<b>28,6%</b>
Mercado local	66	51	58	29,6%	12,4%
Mercado externo	82	118	56	-30,6%	45,4%
<b>Venta de fertilizantes, granos y harinas (Ktn)</b>	<b>385</b>	<b>465</b>	<b>396</b>	<b>-17,1%</b>	<b>-2,6%</b>
Mercado local	83	262	82	-68,3%	0,8%
Mercado externo	302	203	313	48,9%	-3,5%
Precios promedio netos					
Nafta (USD/m3) (mercado local)	659	603	640	9,3%	3,1%
Gasoil (USD/m3) (mercado local)	761	663	743	14,8%	2,4%

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

El **crudo procesado** promedió 344 kbbld/d (+3% t/t), alcanzando un nuevo récord, con una utilización del 102%, impulsada principalmente por el sólido desempeño operativo de la refinería de Luján de Cuyo y el aumento de la capacidad de transporte de crudo hacia las refineries. Estas mejoras se combinaron con niveles récord de producción de naftas premium y destilados medios, lo que permitió evitar importaciones de combustibles, además de abastecer y sustituir importaciones de otros refinadores locales y exportar a países vecinos.

El **volumen de ventas locales de combustibles** (YPF individual) alcanzó 3.629 km3, registrando una caída del 4% t/t (-5% en gasoil y -3% en naftas), principalmente por estacionalidad, aunque superando la contracción de la demanda a nivel país del 5%.

Los **volúmenes vendidos de petroquímicos** cayeron 12% t/t, ya que la menor exportación de metanol fue parcialmente compensada por una mayor demanda local de metanol. Los **volúmenes de ventas locales de fertilizantes** disminuyeron 65% t/t, dado por estacionalidad, mientras que los **volúmenes de ventas de granos y harinas** subieron 12% t/t, impulsados principalmente por mayores exportaciones, tras la normalización de la dinámica entre el mercados local e internacional.

Los **precios promedio netos locales de combustibles medidos en dólares** crecieron 12% t/t, reflejando la fuerte suba de precios de referencia internacionales iniciada en marzo, que fue mayormente trasladado a los precios en surtidor. Como resultado, cerramos el trimestre con un descuento transitorio respecto de la paridad de importación de aproximadamente 11%.

### 3.3 LNG & GAS INTEGRADO

Resultados LNG & Gas Integrado	1T26	4T25	1T25	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Ventas de gas natural (IS + a terceros)	349	315	383	11,0%	-8,8%
Otros	22	23	17	-5,4%	25,7%
<b>Ingresos</b>	<b>371</b>	<b>338</b>	<b>400</b>	<b>9,9%</b>	<b>-7,3%</b>
Depreciaciones y amortizaciones	(1)	1	(1)	N/A	0,0%
Compras de gas natural (intersegmentos + a terceros)	(343)	(314)	(405)	9,3%	-15,3%
Costos operativos y Otros	(28)	(21)	1	32,3%	N/A
<b>Resultado operativo antes de deterioro de activos</b>	<b>(1)</b>	<b>4</b>	<b>(5)</b>	<b>N/A</b>	<b>-85,1%</b>
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	-	-	-	N/A	N/A
<b>Resultado operativo</b>	<b>(1)</b>	<b>4</b>	<b>(5)</b>	<b>N/A</b>	<b>-85,1%</b>
Depreciaciones y amortizaciones	1	(1)	1	N/A	0,0%
<b>EBITDA</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>(4)</b>	<b>-89,6%</b>	<b>N/A</b>
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>(4)</b>	<b>-89,6%</b>	<b>N/A</b>
<b>Inversiones</b>	<b>18</b>	<b>16</b>	<b>3</b>	<b>12,5%</b>	<b>500,5%</b>

El **EBITDA Aj.** se mantuvo neutral (vs. resultado positivo de US\$3 millones en el 4T25), debido principalmente a mayores compras de gas natural y mayores costos operativos en términos reales, parcialmente compensados por mayores ventas de gas natural en línea con el aumento de demanda, particularmente clientes industriales y centrales térmicas. Esta suba fue impulsada por el nuevo marco regulatorio eléctrico implementado en noviembre de 2025, que permitió a YPF suministrar gas natural directamente a YPF Luz y a otros generadores eléctricos. En consecuencia, el volumen de gas natural despachado a centrales térmicas aumentó 29%, mientras que el precio promedio creció 1% vs. el 4T25.

Las **inversiones** estuvieron principalmente vinculadas a la ejecución de actividades de ingeniería asociadas al Proyecto Argentina LNG, el cual continuó en progreso durante el trimestre.

Nuestra afiliada **Mega**, una de las principales compañías de procesamiento de líquidos de gas natural en Argentina (participación de YPF: 38%), incorporó un nuevo tren de fraccionamiento en may-26, completando la Fase 1 de su proyecto de expansión de capacidad de producción de líquidos. Dicha fase incrementó en un 18% la capacidad original de Mega de 4.800 ton/día (CAPEX ~US\$260 millones). Asimismo, la compañía aprobó recientemente una segunda fase de expansión para aumentar en un 50% la capacidad original, esperando el inicio de operaciones para 2S28 (CAPEX ~US\$390 millones, ~90% presentado bajo esquema RIGI, pendiente de aprobación). Cabe destacar que el 80% de la expansión total estará destinado a exportaciones. Estas iniciativas respaldan el desarrollo de Mega y el perfil exportador de Vaca Muerta.

### 3.4 NUEVAS ENERGÍAS

Resultados Nuevas Energías	1T26	4T25	1T25	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Ventas de gas natural retail (a terceros)	153	141	147	8,6%	3,9%
Otros	53	47	45	12,5%	18,3%
<b>Ingresos</b>	<b>206</b>	<b>188</b>	<b>192</b>	<b>9,6%</b>	<b>7,3%</b>
Depreciaciones y amortizaciones	(14)	(12)	(14)	16,7%	0,0%
Compras de gas natural (intersegmentos + a terceros)	(81)	(76)	(57)	7,8%	41,8%
Costos operativos y Otros	(93)	246	(97)	N/A	1,0%
<b>Resultado operativo antes de deterioro de activos</b>	<b>13</b>	<b>346</b>	<b>24</b>	<b>-96,2%</b>	<b>-45,8%</b>
<b>Resultado operativo</b>	<b>13</b>	<b>346</b>	<b>24</b>	<b>-96,2%</b>	<b>-45,8%</b>
Depreciaciones y amortizaciones	14	12	14	16,7%	0,0%
<b>EBITDA</b>	<b>27</b>	<b>358</b>	<b>38</b>	<b>-92,5%</b>	<b>-28,9%</b>
Resultado por venta de Compañías	-	(335)	-	N/A	N/A
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>27</b>	<b>23</b>	<b>38</b>	<b>17,4%</b>	<b>-28,9%</b>
<b>Inversiones</b>	<b>9</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>-25,0%</b>	<b>-14,0%</b>

El **EBITDA Aj.** totalizó US\$27 millones (+17% t/t), explicado principalmente por nuestra subsidiaria Metrogas, debido a mayores márgenes en la venta minorista de gas natural, principalmente impulsados por aumentos de precios, así como mayores ventas por servicios de transporte y distribución, parcialmente compensados por una leve reducción de la demanda fuera de temporada pico. El EBITDA Aj. del 4T25 excluye US\$335 millones correspondientes al resultado por la venta del 50% de participación en Profertil, registrado en la línea de Costos operativos y Otros.

## 4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

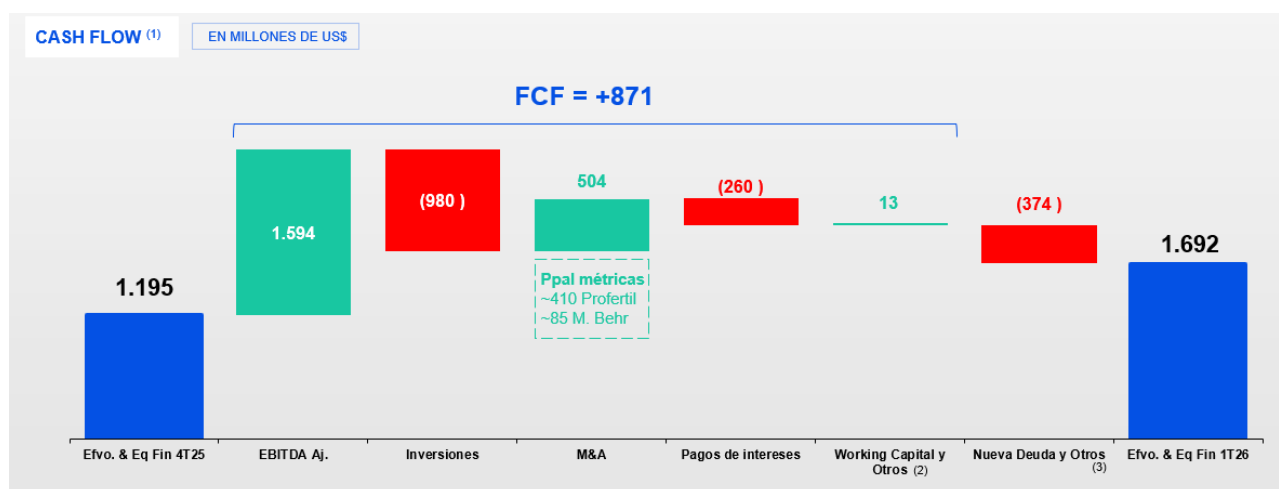
### 4.1 RESUMEN DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

El **flujo de caja libre** del 1T26 fue significativamente positivo, alcanzando US\$871 millones, impulsado por cobranzas asociadas a transacciones estratégicas de M&A, así como por el sólido EBITDA ajustado del 1T26, favorecido por la suba de precios internacionales desde marzo de 2026.

La actividad de M&A resultó en un ingreso neto de caja de US\$504 millones, reflejando principalmente el cobro final de US\$410 millones correspondientes a la desinversión del 50% en Profertil y una cobranza parcial por US\$85 millones derivada de la desinversión del bloque convencional Manantiales Behr. Estos ingresos fueron parcialmente compensados por el pago inicial de US\$16 millones asociado a la adquisición de los activos de Equinor en Vaca Muerta, realizada en forma conjunta con Vista Energy.

Más allá de M&A, la generación de flujo de caja libre del 1T26 se vio respaldada por un sólido desempeño operativo en todos los segmentos. Como resultado, el EBITDA ajustado (US\$1.594 millones) superó holgadamente las inversiones (US\$980 millones) y los pagos de intereses (US\$260 millones), mientras que el impacto de la evolución del capital de trabajo y otros conceptos fueron casi neutros.

En términos de liquidez, la fuerte generación de caja antes mencionada derivó en un incremento significativo del **efectivo e inversiones a corto plazo**, que alcanzaron los US\$1.692 millones al cierre de marzo de 2026, representando una mejora de US\$497 millones durante el 1T26.



Notas: [\*] YPF S.A. – estados financieros individuales. [1] Aproximación de la evolución del flujo de caja, destacando las principales cifras. El efectivo y equivalentes incluyen bonos soberanos argentinos y letras del Tesoro. [2] Otros considera principalmente menores impuestos debido a prepagos realizados en el 4T25 y efectos extraordinarios vinculados a campos maduros (-62); [optimizaciones operativas (-2), acuerdo Santa Cruz (-30), acuerdo TDF (-18), indemnizaciones por despido (-14), altas de activos mantenidos para la venta (-4), entre otros +6], acuerdo con TGN, pago parcial por la adquisición de activos de Equinor, Plan de Normalización Impositiva establecido por la Resolución N.º 5.684/2025 de ARCA, aportes a afiliadas, entre otros. [3] Otros incluye principalmente diferencias de tipo de cambio y cobranzas netas por la venta de activos financieros.

## 4.2 DEUDA NETA

Desglose Deuda Neta	1T26	4T25	1T25	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Deuda corto plazo	1.591	2.355	2.023	-32,4%
Deuda largo plazo	8.526	8.226	7.543	3,6%
<b>Deuda Total</b>	<b>10.117</b>	<b>10.581</b>	<b>9.566</b>	<b>-4,4%</b>
Tasa de interés promedio para deuda US\$	7,1%	6,9%	6,5%	
% deuda en USD	99,2%	99,2%	99,7%	
<b>Caja y equivalente de caja</b>	<b>1.692</b>	<b>1.195</b>	<b>1.230</b>	<b>41,6%</b>
% de liquidez dolarizada	69,8%	68,4%	69,3%	
<b>Deuda neta</b>	<b>8.425</b>	<b>9.386</b>	<b>8.336</b>	<b>-10,2%</b>

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

Al 31 de marzo de 2026, la **deuda neta consolidada** de YPF fue US\$8.425 millones, disminuyendo US\$961 millones t/t, principalmente impulsado por la sólida generación de flujo de caja libre, que permitió reducir la deuda bruta y aumentar la liquidez. Como resultado, nuestro **ratio de apalancamiento neto** se redujo de 1,87x en el 4T25 a 1,57x en el 1T26.

En términos de **financiamiento**, en el mercado internacional, durante el 1T26 reabrimos el bono no garantizado 2034 por US\$550 millones con un rendimiento del 8,1%, la tasa más baja obtenida por la Compañía en los mercados internacionales de capitales en los últimos 9 años. Asimismo, en el mercado local, durante el 1T26 reabrimos un bono US\$-MEP: Clase XLII por US\$161 millones, con un plazo de 3 años y un rendimiento del 6,5%.

Adicionalmente, como se mencionó anteriormente, el robusto flujo de caja libre del 1T26 permitió a la Compañía prepagar de forma proactiva US\$525 millones de deuda financiera con vencimientos entre el resto de 2026 y 2028, incluyendo un préstamo con CAF, bonos locales y financiamientos de comercio exterior. Asimismo, refinanciamos parcialmente un préstamo sindicado local por US\$176 millones, extendiendo su vida promedio por 3 años.

Luego del 1T26, emitimos en el mercado local un bono US\$-MEP: Clase XLIII por US\$122 millones, con un plazo de 4 años y un rendimiento del 5,5%, uno de los rendimientos más competitivos alcanzados en el mercado local para un bono en dólares. Además, continuamos prepagando financiamientos por US\$222 millones, con vencimientos mayormente en 2028.

En cuanto a nuestro **perfil de vencimientos**, para los 9 meses restantes de 2026, la Compañía enfrenta US\$1.036 millones en vencimientos manejables, en su mayoría locales: US\$462 millones en bonos locales (de los cuales US\$100 millones ya fueron recomprados); US\$295 millones en bonos internacionales y el resto en otras deudas locales e internacionales.

El siguiente gráfico muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda consolidada al 31 de marzo de 2026:



## 5. TABLAS

### 5.1 BALANCE CONSOLIDADO

<b>Balance General Consolidado</b>		
Cifras no auditadas	31-Mar-26	31-Dec-25
<b>Activo No Corriente</b>		
Activos intangibles	1.073	1.068
Propiedades, planta y equipo	19.558	19.085
Activos por derecho de uso	609	537
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1.717	1.610
Activos por impuesto diferido, netos	41	9
Otros créditos	636	648
Créditos por ventas	6	5
<b>Total del Activo No Corriente</b>	<b>23.640</b>	<b>22.962</b>
<b>Activo Corriente</b>		
Activos mantenidos para la venta	957	1.019
Inventarios	1.460	1.447
Activos de contratos	5	3
Otros créditos	820	1.159
Créditos por ventas	1.784	1.654
Inversiones en activos financieros	366	262
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.326	933
<b>Total del Activo Corriente</b>	<b>6.718</b>	<b>6.477</b>
<b>Total del Activo</b>	<b>30.358</b>	<b>29.439</b>
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b>11.635</b>	<b>11.044</b>
<b>Pasivo No Corriente</b>		
Provisiones	639	610
Pasivos por impuesto diferido, netos	511	373
Pasivos de contratos	212	180
Impuesto a las ganancias a pagar	865	830
Cargas fiscales	19	18
Remuneraciones y cargas sociales	98	63
Pasivos por arrendamientos	332	273
Préstamos	8.526	8.226
Otros pasivos	347	373
Cuentas por pagar	6	6
<b>Total del Pasivo No Corriente</b>	<b>11.555</b>	<b>10.952</b>
<b>Pasivo Corriente</b>		
Pasivos asociados con activos mantenidos para la venta	1.060	1.181
Provisiones	248	229
Pasivos de contratos	145	117
Impuesto a las ganancias a pagar	194	73
Cargas fiscales	350	217
Remuneraciones y cargas sociales	371	336
Pasivos por arrendamientos	308	298
Préstamos	1.591	2.355
Otros pasivos	534	399
Cuentas por pagar	2.367	2.238
<b>Total del Pasivo Corriente</b>	<b>7.168</b>	<b>7.443</b>
<b>Total del Pasivo</b>	<b>18.723</b>	<b>18.395</b>
<b>Total del Pasivo y Patrimonio Neto</b>	<b>30.358</b>	<b>29.439</b>

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

## 5.2 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados	1T26	4T25	1T25	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
<b>Ingresos</b>	<b>4.946</b>	<b>4.556</b>	<b>4.608</b>	<b>8,6%</b>	<b>7,3%</b>
Costos	(3.188)	(3.213)	(3.308)	-0,8%	-3,6%
<b>Resultado bruto</b>	<b>1.758</b>	<b>1.343</b>	<b>1.300</b>	<b>30,9%</b>	<b>35,2%</b>
Gastos de comercialización	(489)	(499)	(497)	-1,9%	-1,5%
Gastos de administración	(291)	(279)	(258)	4,3%	12,7%
Gastos de exploración	(20)	(48)	(30)	-58,3%	-33,3%
Otros resultados operativos, netos	(80)	67	(323)	N/A	-75,2%
<b>Resultado operativo</b>	<b>878</b>	<b>584</b>	<b>192</b>	<b>50,3%</b>	<b>357,3%</b>
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	101	15	81	573,3%	24,7%
Ingresos financieros	32	33	16	-3,0%	100,0%
Costos financieros	(304)	(266)	(285)	14,3%	6,7%
Otros resultados financieros	(55)	27	24	N/A	N/A
Resultados financieros, netos	(327)	(206)	(245)	58,7%	33,6%
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>652</b>	<b>393</b>	<b>28</b>	<b>65,9%</b>	<b>2213,8%</b>
Impuesto a las ganancias	(243)	(1.042)	(38)	-76,7%	536,5%
<b>Resultado neto del período</b>	<b>409</b>	<b>(649)</b>	<b>(10)</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	404	(654)	(16)	N/A	N/A
Resultado neto atribuible al interés no controlante	5	5	6	0,0%	-16,7%
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	1,03	(1,67)	(0,04)	N/A	N/A

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

## 5.3 RESUMEN DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Resumen consolidado Flujo de Efectivo	1T26	4T25	1T25	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Efectivo al inicio del ejercicio	933	799	1.118	16,8%	-16,5%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	1.865	1.738	850	7,3%	119,4%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(709)	(1.224)	(1.383)	-42,1%	-48,7%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(787)	(354)	354	122,3%	N/A
Ajustes de conversión & otros	24	(26)	(1)	N/A	N/A
<b>Efectivo al cierre del período</b>	<b>1.326</b>	<b>933</b>	<b>938</b>	<b>42,1%</b>	<b>41,4%</b>
Inversiones en activos financieros	366	262	292	39,7%	25,3%
<b>Caja + inversiones corrientes al cierre</b>	<b>1.692</b>	<b>1.195</b>	<b>1.230</b>	<b>41,6%</b>	<b>37,6%</b>
<b>FCF</b>	<b>871</b>	<b>265</b>	<b>(957)</b>	<b>228,7%</b>	<b>N/A</b>

FCF = Flujo Neto de las Actividades Operativas menos capex (Actividades de Inversión), M&A (Actividades de Inversión), y pago de intereses y leasings (Actividades de Financiación).

## 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 ~30% y ~30% del petróleo y gas del país, y somos el mayor productor de shale en Vaca Muerta, en proceso de desinversión de campos maduros convencionales; (ii) en el downstream, operamos 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](http://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](http://www.sec.gov)) o en la página web de la Comisión Nacional de Valores de Argentina ([www.argentina.gov.ar/cnv](http://www.argentina.gov.ar/cnv)).

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

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