

**YPF**

# 3T25

PRESENTACIÓN WEBCAST DE RESULTADOS

**Webcast: 10 de noviembre de 2025**  
**9:00 am ET / 11:00 am BAT**

Seguí la presentación de resultados vía web:

**Hace click acá**

YPF S.A.

**RESULTADOS  
CONSOLIDADOS**



**CENTRO DE INVERSORES**

<https://investors.ypf.com>

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

**EQUIPO RI**

**MARGARITA CHUN – GERENTE RI**

**VALENTINA LÓPEZ – RI**

**CHRISTIAN GONZÁLEZ – RI**

## PRINCIPALES HITOS DEL 3T25

	KPI	3T25	2T25	T/T Δ	3T24	A/A Δ	9M25	9M24	Δ
Financieros	Ingresos	4.643	4.641	0%	5.297	-12%	13.892	14.542	-4%
	EBITDA Ajustado	1.357	1.124	21%	1.366	-1%	3.726	3.815	-2%
	Resultado neto	(198)	58	N/A	1.485	N/A	(150)	2.677	N/A
	Inversiones	1.017	1.160	-12%	1.353	-25%	3.391	3.722	-9%
	FCF	(759)	(365)	108%	(173)	339%	(2.081)	(824)	153%
	Deuda neta	9.595	8.833	9%	7.506	28%	9.595	7.506	28%
	Ratio de apalancamiento neto (x)	2,1	1,9	9%	1,5	37%	2,1	1,5	37%
Upstream	Producción total (Kboe/d)	523,1	545,7	-4%	558,7	-6%	540,2	541,3	0%
	Crudo (Kbbl/d)	239,8	247,9	-3%	255,8	-6%	252,4	253,4	0%
	Gas Natural (Mm3/d)	38,4	39,7	-3%	40,3	-5%	38,5	38,5	0%
	NGL (Kbbl/d)	41,9	48,0	-13%	49,5	-15%	45,7	45,8	0%
	Precio de crudo (US\$/bbl)	60,0	59,5	1%	68,3	-12%	62,6	69,1	-9%
	Precio de gas natural (US\$/MBTU)	4,3	4,1	6%	4,5	-3%	3,8	3,8	-1%
	Export. crudo (Kbbl/d)	38,3	43,6	-12%	41,3	-7%	39,5	33,0	20%
	Producción Crudo Shale (Kbbl/d)	170,0	145,1	17%	125,7	35%	154,2	117,1	32%
Midstream & Dn	Costos extracción (US\$/boe)	8,8	12,3	-28%	16,1	-45%	12,2	15,1	-19%
	Costos extrac. core hub (US\$/boe)	4,6	4,9	-7%	4,6	0%	4,7	4,2	12%
	Crudo procesado (Kbbl/d)	326,2	301,4	8%	298,3	9%	315,2	299,5	5%
	Utilización refinerías (%)	97%	89%	8%	91%	6%	93%	91%	2%
	Venta local combustibles (Km3)	3.655	3.532	3%	3.449	6%	10.591	10.370	2%
	Precio neto local comb. (US\$/m3)	608	641	-5%	716	-15%	648	706	-8%
	Combustible importado (Km3)	50	95	-48%	123	-60%	222	265	-16%
	EBITDA Ajustado R&M (US\$/bbl)	5,9	11,9	-50%	13,1	-55%	10,6	14,3	-26%

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

El **EBITDA Aj.** fue US\$1.357 millones (+21% t/t), impulsado por la expansión de la producción de petróleo shale, menores costos de extracción derivados de la desinversión de campos maduros, mayores ventas estacionales de gas natural, además de niveles récord de procesamiento en nuestras refinerías, compensado en parte por una leve contracción de precios locales de combustibles, ante un contexto muy volátil.

El EBITDA se mantuvo estable a/a, a pesar de la caída del 13% a/a en el precio del Brent. La baja del precio de combustibles fue casi compensada por la mayor producción de petróleo shale y menores costos de extracción, ante la menor exposición en campos maduros. Los niveles de procesamiento subieron 9% vs. 3T24.

Las **inversiones** fueron US\$1.017 millones (-12% t/t), principalmente debido a menores costos medidos en dólares, de los cuales el 70% fue alocado al negocio no convencional, reafirmando nuestro foco en Vaca Muerta.

La **producción de petróleo shale** continuó registrando un **crecimiento sustancial del 35% a/a**, promediando 170 kbbl/d (+17% t/t), representando el 71% de la producción total de petróleo (2T25: 59% y 3T24: 49%), casi compensando por completo el declino de campos maduros. Excluyendo el efecto de la venta del bloque Aguada del Chañar, la **producción de petróleo shale hubiese crecido 43% a/a**.

Los **costos de extracción** cayeron significativamente a US\$8,8/BOE (-28% t/t y -45% a/a), como resultado de la exitosa estrategia de salida de campos maduros convencionales y del aumento de la producción shale.

Los **niveles de procesamiento en nuestras refinerías** promediaron 326 kbbl/d, el nivel más alto desde 2009, representando un 97% de utilización de las refinerías, impulsado principalmente por un mayor procesamiento en la refinería La Plata, reconocida como Refinería del Año en Latinoamérica por LARTC.

#### Avances en nuestros proyectos principales:

- **VMOS:** (avance de construcción ~35% a Sep-25) durante el trimestre, se completaron las obras relacionadas con las rutas del oleoducto y la excavación de zanjas, en línea con el plan. Además, a principios de Nov-25 se completaron los trabajos de soldadura del oleoducto de 440 km.
- **Argentina LNG:** en Oct-25, YPF y ENI firmaron la decisión final de inversión técnica para la Fase 3 (~12 MTPA, ampliable a ~18 MTPA). Además, en Nov-25, ADNOC, a través de XRG, su filial de inversiones, firmó un acuerdo marco preliminar con YPF y ENI con el fin de unirse al proyecto Argentina LNG.

El **flujo de caja libre** fue negativo por US\$759 millones en 3T25, en línea con lo esperado, explicado por el efecto extraordinario de la reciente adquisición de activos shale (US\$523 millones) y el impacto de la estrategia de salida de campos maduros. Así, la deuda neta fue US\$ 9.595 millones y nuestro **ratio de apalancamiento neto** 2,1x. Excluyendo la adquisición de los activos shale, el ratio de apalancamiento neto proforma sería 1,9x.

En el **frente financiero**, en Oct-25, YPF reabrió préstamo corporativo sindicado internacional por US\$700 millones y también el bono internacional 2031 por US\$500 millones a 8,25% de rendimiento.

Buenos Aires, 7 de Noviembre, 2025 – YPF (BYMA: YPFD | NYSE: YPF<sup>1</sup>). La información se basa en los EEEF, preparados según las NIIF vigentes en Argentina. La suma de partes de ciertas cifras está sujeta a redondeo. La moneda funcional de la Compañía es US\$.

1. ANALISIS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS DEL 3T25

Desglose Ingresos Consolidados								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						9M25	9M24	A/A Δ
Gasoil	1.467	1.526	1.646	-3,9%	-10,9%	4.514	4.873	-7,4%
Nafta	929	923	1.023	0,6%	-9,1%	2.890	2.991	-3,4%
Gas natural como productores (a terceros)	523	447	514	17,2%	1,7%	1.276	1.211	5,4%
Otros	1.067	1.025	1.366	4,0%	-21,9%	3.080	3.317	-7,2%
Total Mercado Local	3.986	3.922	4.549	1,6%	-12,4%	11.760	12.393	-5,1%
Jet fuel	87	73	125	19,7%	-30,4%	254	399	-36,4%
Granos y harinas	139	172	99	-19,0%	41,0%	444	255	73,8%
Crudo	238	254	285	-6,2%	-16,5%	732	700	4,5%
Petroquímicos y otros	193	221	240	-12,7%	-19,4%	703	795	-11,6%
Total Mercado Externo	657	719	748	-8,6%	-12,2%	2.132	2.149	-0,8%
Total Ingresos	4.643	4.641	5.297	0,0%	-12,3%	13.892	14.542	-4,5%

Los **ingresos netos** fueron US\$4.643 millones, sin cambios respecto al 2T25, principalmente debido a la mayor demanda de combustibles y al pico de ventas de gas natural durante el invierno, compensado por menores precios de nafta y gasoil. Asimismo, los volúmenes de exportación de crudo Medanita subieron 14% t/t, compensado en parte por la exportación extraordinaria de crudo Escalante en el 2T25. Por último, las ventas de granos y harina cayeron en el 3T25 debido a una menor demanda estacional.

Desglose Costos Consolidados						9M25	9M24	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones						(1.795)	(2.238)	-19,8%
Costo de extracción	(426)	(611)	(827)	-30,3%	-48,5%	(489)	(473)	3,5%
Otros Upstream	(184)	(158)	(199)	16,2%	-7,7%	(1.582)	(1.570)	0,8%
Costos Downstream	(520)	(527)	(572)	-1,3%	-9,1%	(206)	(169)	22,1%
Otros Midstream & Downstream	(80)	(71)	(64)	12,2%	25,2%	(556)	(735)	-24,3%
LNG & GI, NNEE, Corpo y Otros	(146)	(161)	(300)	-9,3%	-51,2%	(4.629)	(5.184)	-10,7%
Total Costos Operativos	(1.356)	(1.529)	(1.962)	-11,3%	-30,9%	(2.430)	(1.964)	23,7%
Depreciaciones y Amortizaciones	(836)	(788)	(674)	6,1%	24,0%	(746)	(834)	-10,5%
Regalías	(238)	(243)	(294)	-1,9%	-19,1%	(915)	(993)	-7,9%
Otros	(284)	(312)	(338)	-9,1%	-15,9%	(4.091)	(3.791)	7,9%
Total Otros Costos	(1.358)	(1.343)	(1.306)	1,1%	4,0%	(147)	(197)	-25,3%
Importación de combustibles (incluye jet fuel)	(35)	(53)	(98)	-33,2%	-64,0%	(1.615)	(1.315)	22,9%
Compras de crudo a terceros	(688)	(442)	(471)	55,9%	46,2%	(678)	(698)	-3,0%
Compras de biocombustibles	(208)	(244)	(233)	-14,8%	-10,9%	(568)	(469)	21,1%
Compras productos agro	(226)	(224)	(208)	0,9%	8,3%	(606)	(832)	-27,2%
Otras compras	(221)	(246)	(352)	-10,2%	-37,3%	(9)	30	N/A
Variación de existencias	54	(132)	157	N/A	-65,6%	(3.623)	(3.481)	4,1%
Total de Compras y Variación de existencias	(1.324)	(1.340)	(1.206)	-1,2%	9,8%	(397)	(50)	694,0%
Otros resultados operativos, netos	(48)	(26)	(48)	84,6%	0,0%	4	(26)	N/A
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E y desvalorización de inventarios	(5)	9	(21)	N/A	-76,2%			
Total Costos Operativos + Compras + Deterioro de Activos	(4.091)	(4.229)	(4.543)	-3,3%	-9,9%	(12.736)	(12.532)	1,6%

La variación de existencias incluye el efecto precio por (US\$ 4) millones en el 3T25, (US\$ 96) millones en el 2T25, US\$ 94 millones en el 3T24, (US\$96) millones en el 9M25 y (US\$64) Millones en el 9M24

Los **costos operativos** fueron US\$1.356 millones (-11% t/t), dado el ahorro derivado de la menor exposición a campos maduros, la expansión de la eficiente producción shale y menores costos medidos en dólares, en parte compensado por mayores provisiones medioambientales no monetarias registradas en Otros costos Upstream.

El **Total de Otros Costos** fue US\$1.358 millones (+1% t/t), explicado principalmente por una mayor depreciación y amortización relacionada con el incremento de la actividad no convencional, parcialmente compensado por la reducción de los derechos de exportación de petróleo y las regalías de los campos maduros.

Las **compras y variaciones de existencias** alcanzaron US\$1.324 millones (-1% t/t). Las **compras** subieron t/t, particularmente por mayores compras de crudo a terceros, dada la menor exposición a campos maduros y los mayores niveles de procesamiento en las refinerías. Las **variaciones de existencias** alcanzaron un cargo positivo de US\$54 millones en el 3T25 (vs. un negativo de US\$132 millones en 2T25), dado por mayores compras de crudo a terceros para reponer las existencias y compensar el consumo de inventarios del 2T25.

**Otros resultados operativos netos** fueron pérdida de US\$48 millones (vs. pérdida de US\$26 millones en 2T25). En el 2T25, la provisión para pérdidas relacionadas con campos maduros fue parcialmente compensada por el resultado positivo de la venta de campos maduros y del 49% de Aguada del Chañar, así como por la revaluación de sociedades. En el 3T25, registramos una menor provisión para pérdidas de campos maduros.

<sup>1</sup> 1 ADR = 1 acción. El capital social emitido ascendió a 393.312.793 acciones a Sep-2025 (51% Gobierno Argentino; 27% NYSE y 22% ByMA).

Desglose Resultado neto	3T25	2T25	3T24	T/T Δ	A/A Δ	9M25	9M24	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
<b>Resultado operativo</b>	<b>552</b>	<b>412</b>	<b>754</b>	<b>34,0%</b>	<b>-26,8%</b>	<b>1.156</b>	<b>2.010</b>	<b>-42,5%</b>
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	32	(6)	107	N/A	-70,1%	107	263	-59,3%
Resultados financieros, netos	(245)	(256)	(210)	-4,5%	16,8%	(746)	(753)	-0,9%
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>339</b>	<b>150</b>	<b>651</b>	<b>126,6%</b>	<b>-47,9%</b>	<b>517</b>	<b>1.520</b>	<b>-66,0%</b>
Impuesto a las ganancias	(537)	(92)	834	486,0%	N/A	(667)	1.157	N/A
<b>Resultado neto</b>	<b>(198)</b>	<b>58</b>	<b>1.485</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>	<b>(150)</b>	<b>2.677</b>	<b>N/A</b>
<b>Resultado neto antes de deterioro de activos</b>	<b>328</b>	<b>131</b>	<b>1.499</b>	<b>151,0%</b>	<b>-78,1%</b>	<b>467</b>	<b>2.694</b>	<b>-82,6%</b>

Los **resultados financieros netos** fueron pérdida por US\$245 millones, 4,5% menor al 2T25, explicado principalmente por una disminución en la valuación a precio de mercado de los bonos soberanos dentro de la posición de caja, compensada por una menor provisión por abandono tras la salida de los campos maduros.

El **impuesto a las ganancias** registró un cargo negativo de US\$537 millones, frente a un cargo negativo de US\$92 millones en el 2T25, reflejando especialmente un aumento del impuesto a las ganancias diferido no monetario. En consecuencia, el **resultado neto** totalizó una pérdida de US\$198 millones.

## 2. EBITDA AJUSTADO E INVERSIONES

### 2.1 RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO

Reconciliación EBITDA Ajustado	3T25	2T25	3T24	T/T Δ	A/A Δ	9M25	9M24	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Resultado neto	(198)	58	1.485	N/A	N/A	(150)	2.677	N/A
Resultados financieros, netos	245	256	210	-4,5%	16,8%	746	753	-0,9%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(32)	6	(107)	N/A	-70,1%	(107)	(263)	-59,3%
Impuesto a las ganancias	537	92	(834)	486,0%	N/A	667	(1.157)	N/A
Perforaciones exploratorias improductivas	-	1	1	N/A	N/A	1	56	-98,2%
Depreciaciones y amortizaciones	836	788	674	6,1%	24,0%	2.430	1.964	23,7%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E y desvalorización de inventarios	5	(9)	21	N/A	-76,2%	(4)	26	N/A
<b>EBITDA</b>	<b>1.393</b>	<b>1.192</b>	<b>1.460</b>	<b>16,9%</b>	<b>-3,9%</b>	<b>3.583</b>	<b>4.056</b>	<b>-11,7%</b>
Arendamientos	(88)	(82)	(84)	8,4%	5,7%	(255)	(241)	5,8%
Provisión por optimizaciones operativas	76	30	-	150,5%	N/A	106	-	N/A
Resultado por venta de activos	(17)	(168)	-	-90,0%	N/A	(199)	-	N/A
Resultado por cambios en el VR de los activos mantenidos para la venta	(4)	44	-	-110,1%	N/A	240	-	N/A
Provisión por indemnizaciones	2	0	-	N/A	N/A	28	-	N/A
Provisión para materiales y equipos obsoletos	(11)	123	-	N/A	N/A	248	-	N/A
Resultado por revaluación de sociedades	0	(45)	-	N/A	N/A	(44)	-	N/A
Diversos – Campos Maduros	6	29	-	-79,2%	N/A	19	-	N/A
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>1.357</b>	<b>1.124</b>	<b>1.366</b>	<b>20,8%</b>	<b>-0,7%</b>	<b>3.725</b>	<b>3.815</b>	<b>-2,3%</b>

### 2.2 EBITDA AJUSTADO E INVERSIONES POR SEGMENTO

Segmentos	3T25	2T25	T/T Δ	3T24	A/A Δ	9M25	9M24	Δ
<b>EBITDA Aj.</b>								
Upstream	1.042	770	35%	784	33%	2.578	2.430	6%
Midstream & Downstream	354	439	-19%	476	-26%	1.298	1.442	-10%
LNG & GI	(4)	(0)	6623%	10	N/A	(9)	(44)	-80%
NNEE	52	26	101%	91	-43%	116	122	-5%
Corporación	(57)	(42)	36%	(53)	8%	(135)	(107)	26%
Eliminaciones y Otros	(30)	(68)	-56%	58	N/A	(122)	(29)	329%
<b>EBITDA ajustado</b>	<b>1.357</b>	<b>1.124</b>	<b>21%</b>	<b>1.366</b>	<b>-1%</b>	<b>3.726</b>	<b>3.815</b>	<b>-2%</b>
<b>Inversiones</b>								
Upstream	751	864	-13%	983	-24%	2.595	2.781	-7%
Midstream & Downstream	218	246	-11%	328	-33%	668	837	-20%
LNG & GI	9	14	-36%	3	171%	26	8	212%
NNEE	7	8	-7%	13	-40%	26	25	5%
Corporación	31	28	13%	26	20%	77	70	9%
Eliminaciones	-	-	N/A	-	N/A	-	-	N/A
<b>Inversiones totales</b>	<b>1.017</b>	<b>1.160</b>	<b>-12%</b>	<b>1.353</b>	<b>-25%</b>	<b>3.391</b>	<b>3.722</b>	<b>-9%</b>

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

### 3. ANÁLISIS DE RESULTADOS POR SEGMENTO

#### 3.1 UPSTREAM

Resultados Upstream								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						3T25	2T25	3T24
						T/T $\Delta$	A/A $\Delta$	
Crudo						1.323	1.324	1.599
Gas natural						611	541	616
Otros						33	29	31
<b>Ingresos</b>						<b>1.967</b>	<b>1.895</b>	<b>2.246</b>
Depreciaciones y amortizaciones						(615)	(588)	(475)
Costo de extracción						(426)	(611)	(827)
Regalías						(237)	(241)	(291)
Otros costos						(274)	(279)	(299)
<b>Rdo operativo antes de deterioro de activos</b>						<b>415</b>	<b>176</b>	<b>354</b>
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E y desvalorización de inventarios						-	-	(21)
<b>Resultado operativo</b>						<b>415</b>	<b>176</b>	<b>333</b>
Depreciaciones y amortizaciones						615	588	475
Perforaciones exploratorias improductivas						-	1	1
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E y desvalorización de inventarios						-	-	21
<b>EBITDA</b>						<b>1.030</b>	<b>765</b>	<b>830</b>
Arrendamientos						(42)	(51)	(45)
Provisión por optimizaciones operativas						76	30	-
Resultado por venta de activos						(16)	(168)	-
Resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta						-	44	-
Provisión por indemnizaciones						2	-	-
Provisión para materiales y equipos obsoletos						(11)	123	-
Diversos – Campos Maduros						2	29	-
<b>EBITDA Ajustado</b>						<b>1042</b>	<b>771</b>	<b>784</b>
<b>Inversiones</b>						<b>751</b>	<b>864</b>	<b>983</b>

Cash Costs unitarios						3T25	2T25	3T24
Cifras no auditadas, en US\$/boe						T/T $\Delta$	A/A $\Delta$	
Costo de extracción						8,8	12,3	16,1
Regalías y otros impuestos						6,0	6,2	7,0
Otros costos						4,0	3,4	4,1
<b>Total Cash Costs (US\$/boe)</b>						<b>18,8</b>	<b>21,8</b>	<b>27,1</b>

			9M25	9M24	A/A $\Delta$
Crudo			4.294	4.726	-9,2%
Gas natural			1.546	1.480	4,4%
Otros			90	100	-10,0%
<b>Ingresos</b>			<b>5.929</b>	<b>6.306</b>	<b>-6,0%</b>
Depreciaciones y amortizaciones			(1.805)	(1.397)	29,2%
Costo de extracción			(1.795)	(2.238)	-19,8%
Regalías			(740)	(825)	-10,3%
Otros costos			(1.117)	(730)	53,0%
<b>Rdo operativo antes de deterioro de activos</b>			<b>472</b>	<b>1.116</b>	<b>-57,7%</b>
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E y desvalorización de inventarios			-	(21)	N/A
<b>Resultado operativo</b>			<b>472</b>	<b>1.095</b>	<b>-56,9%</b>
Depreciaciones y amortizaciones			1.805	1.397	29,2%
Perforaciones exploratorias improductivas			1	56	-98,2%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E y desvalorización de inventarios			-	21	N/A
<b>EBITDA</b>			<b>2.278</b>	<b>2.669</b>	<b>-11,3%</b>
Arrendamientos			(142)	(139)	2,3%
Provisión por optimizaciones operativas			106	-	N/A
Resultado por venta de activos			(197)	-	N/A
Resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta			244	-	N/A
Provisión por indemnizaciones			28	-	N/A
Provisión para materiales y equipos obsoletos			248	-	N/A
Diversos – Campos Maduros			15	-	N/A
<b>EBITDA Ajustado</b>			<b>2.580</b>	<b>2.430</b>	<b>6,1%</b>
<b>Inversiones</b>			<b>2.595</b>	<b>2.781</b>	<b>-6,7%</b>

Los **ingresos** totalizaron US\$1.967 millones (+4% t/t), principalmente impulsado por mayores ventas estacionales de gas natural (+6 % precio y +6 % volumen), junto a una mayor producción de shale, parcialmente compensado por una caída de la producción convencional.

El **costo de extracción** cayó a US\$8,8/BOE (-28% t/t), reflejando un progreso considerable en la desinversión de campos maduros, y en la expansión de la producción de petróleo shale. Desglosando los costos de extracción por operación en 3T25, nuestra actividad no convencional promedió US\$ 4,2/BOE manteniéndose estable vs. 2T25, mientras que nuestra actividad convencional fue US\$ 20,8/BOE (-23% t/t), impulsada por la evolución de la desinversión en campos maduros. En cuanto al costo de extracción en nuestros bloques shale core-hub, alcanzó US\$ 4,6/BOE en 3T25, cayendo 7% t/t, dado que el 2T25 se vió afectado por mayores costos de *pulling* y mantenimiento.

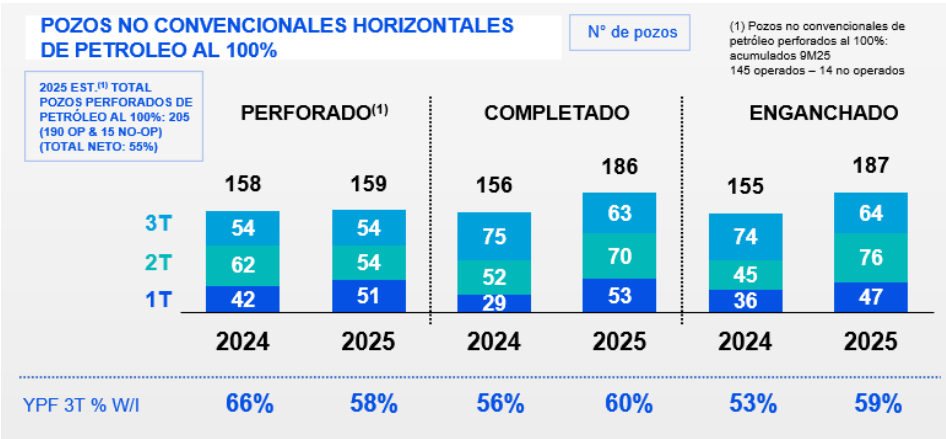
Las **regalías** totalizaron US\$237 millones (-2% t/t), principalmente debido a una menor producción de campos maduros, compensada en parte por el aumento de la producción shale y mayores precios de gas natural.

**Otros costos** alcanzaron US\$274 millones (-2% t/t), explicado especialmente por menores costos extraordinarios relacionados con campos maduros durante el 3T25, compensado parcialmente por resultados positivos de la venta del 49 % de Aguada del Chañar registrados en 2T25.

El **EBITDA Aj.** fue US\$1.042 millones (+35% t/t), en su mayoría impulsado por mejores costos de extracción (salida de campos maduros y expansión de shale), mayores ventas estacionales de gas natural y, en menor medida, una caída de los costos operativos medidos en dólares.

Las **inversiones** contabilizaron US\$751 millones, de los cuales 94% fue alocado en activos no convencionales, particularmente destinados a actividades de perforación y *workover*. La caída secuencial del 13% se dió como resultado de menores costos medidos en dólares.

Los **pozos de petróleo no convencionales** registraron una vez más resultados consistentes, principalmente en actividades de enganche de pozos:



En términos de **eficiencias en nuestras operaciones no convencionales**, logramos sólidos indicadores operativos en actividades de perforación y fractura. En este sentido, la velocidad de perforación promedio fue 337 metros/día en nuestros bloques core-hub (+2% t/t), y la velocidad de fractura de 279 etapas por set mensual (+8% t/t).

Upstream información operativa								
Cifras no auditadas						3T25	2T25	3T24
Desglose producción neta						T/T Δ	A/A Δ	
Producción Crudo (Kbbld)								
Convencional	239,8	247,9	255,8	-3,2%	-6,3%	252,4	253,4	-0,4%
Shale	69,0	101,7	127,7	-32,2%	-46,0%	97,1	133,8	-27,4%
Tight	170,0	145,1	125,7	17,1%	35,2%	154,2	117,1	31,7%
Producción NGL (Kbbld)								
Convencional	0,9	1,0	2,5	-10,9%	-64,4%	1,1	2,4	-55,0%
Shale	41,9	48,0	49,5	-12,7%	-15,3%	45,7	45,8	-0,1%
Tight	11,3	12,5	12,0	-10,0%	-6,3%	12,2	11,0	10,5%
Producción Gas (Mm3d)								
Convencional	30,4	35,1	36,5	-13,4%	-16,7%	33,1	33,7	-1,7%
Shale	0,3	0,4	1,0	-38,4%	-72,9%	0,5	1,1	-58,9%
Tight	38,4	39,7	40,3	-3,4%	-4,8%	38,5	38,5	-0,1%
Producción Total (Kboed)								
Convencional	8,7	11,1	12,2	-21,0%	-28,1%	10,4	12,7	-18,0%
Shale	26,3	25,0	23,4	4,9%	12,2%	24,5	20,8	17,7%
Tight	3,4	3,6	4,7	-7,1%	-29,1%	3,5	5,0	-28,7%
Precios promedio de realización								
Crudo (USD/bbl)	523,1	545,7	558,7	-4,1%	-6,4%	540,2	541,3	-0,2%
Gas Natural (USD/MMBTU)	135,2	183,9	216,1	-26,5%	-37,4%	174,8	224,7	-22,2%
	365,6	337,7	309,5	8,3%	18,2%	341,6	281,9	21,2%
	22,2	24,1	33,2	-7,8%	-33,0%	23,8	34,8	-31,5%
Crudo (USD/bbl)	60,0	59,5	68,3	0,9%	-12,1%	62,6	69,1	-9,4%
Gas Natural (USD/MMBTU)	4,3	4,1	4,5	6,4%	-3,0%	3,8	3,8	-1,2%

La **producción de petróleo** promedió 240 kbbld (-3% t/t), principalmente derivado de la menor producción convencional de campos maduros, mayormente reemplazada por la notable expansión de la producción de petróleo shale (+17% t/t), destacando la mayor producción de petróleo shale en nuestros bloques core-hub (+12%) y La Angostura Sur (+37%), entre otros. En términos interanuales, la producción de petróleo shale registró un importante crecimiento del 35%, y excluyendo el efecto de la venta del bloque Aguada del Chañar, la **producción de petróleo shale hubiera aumentado 43% a/a**.

La **producción de gas natural** cayó 3% t/t, principalmente por menor producción de campos maduros, compensada en parte por mayor producción shale, en especial en los bloques de gas húmedo La Calera y Aguada de la Arena.

La **producción de NGL** también cayó 13% t/t, mayormente debido a cuestiones operativas en el bloque La Calera (normalizado en octubre) y a una menor contribución de campos maduros.

### 3.2 MIDSTREAM & DOWNSTREAM

Resultados Midstream & Downstream	3T25	2T25	3T24	T/T Δ	A/A Δ	9M25	9M24	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Gasoil (3ros)	1.467	1.526	1.646	-3,9%	-10,9%	4.514	4.873	-7,4%
Naftas (3ros)	929	923	1.023	0,6%	-9,1%	2.890	2.991	-3,4%
Otros mercado local	706	611	794	15,6%	-11,0%	1.958	2.060	-5,0%
Mercado externo	619	680	705	-9,0%	-12,2%	2.019	2.027	-0,4%
<b>Ingresos</b>	<b>3.721</b>	<b>3.741</b>	<b>4.168</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-10,7%</b>	<b>11.380</b>	<b>11.952</b>	<b>-4,8%</b>
Depreciaciones y amortizaciones	(185)	(162)	(164)	14,1%	12,8%	(512)	(469)	9,1%
Costos Downstream	(520)	(527)	(572)	-1,3%	-9,1%	(1.582)	(1.570)	0,8%
Importación de combustibles (incluye <i>jet fuel</i> - a terceros)	(35)	(53)	(98)	-33,2%	-64,0%	(147)	(197)	-25,3%
Compras de crudo (intersegmento + a terceros)	(2.012)	(1.765)	(2.070)	14,0%	-2,8%	(5.908)	(6.041)	-2,2%
Compras de biocombustibles (a terceros)	(208)	(244)	(233)	-14,8%	-10,9%	(678)	(698)	-3,0%
Productos agro (a terceros)	(226)	(224)	(208)	0,9%	8,3%	(568)	(469)	21,1%
Variación de existencias	35	(114)	17	N/A	104,0%	25	125	-80,4%
Otros	(412)	(366)	(544)	12,5%	-24,3%	(1.184)	(1.477)	-19,8%
<b>Resultado operativo antes de deterioro de activos</b>	<b>158</b>	<b>286</b>	<b>295</b>	<b>-44,8%</b>	<b>-46,4%</b>	<b>826</b>	<b>1.156</b>	<b>-28,5%</b>
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
<b>Resultado operativo</b>	<b>158</b>	<b>286</b>	<b>295</b>	<b>-44,8%</b>	<b>-46,4%</b>	<b>826</b>	<b>1.156</b>	<b>-28,5%</b>
Depreciaciones y amortizaciones	185	162	164	14,1%	12,8%	512	469	9,1%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
<b>EBITDA</b>	<b>343</b>	<b>448</b>	<b>459</b>	<b>-23,5%</b>	<b>-25,3%</b>	<b>1.338</b>	<b>1.625</b>	<b>-17,7%</b>
Arrendamientos	(46)	(29)	(38)	58,9%	19,2%	(110)	(102)	7,4%
Resultado por revaluación de sociedades	-	(44)	-	N/A	N/A	(44)	-	N/A
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>296</b>	<b>376</b>	<b>421</b>	<b>-21,2%</b>	<b>-29,6%</b>	<b>1.184</b>	<b>1.523</b>	<b>-22,2%</b>
Efecto precio de inventarios de productos derivados del petróleo	(58)	(63)	(55)	-7,5%	5,0%	(114)	80	N/A
<b>EBITDA Ajustado excl. ef precio de inventarios productos oil</b>	<b>354</b>	<b>439</b>	<b>476</b>	<b>-19,2%</b>	<b>-25,6%</b>	<b>1.298</b>	<b>1.442</b>	<b>-10,0%</b>
<b>Inversiones</b>	<b>218</b>	<b>246</b>	<b>328</b>	<b>-11,3%</b>	<b>-33,5%</b>	<b>668</b>	<b>837</b>	<b>-20,2%</b>

La variación de existencias incluye el efecto precio por (US\$ 54) millones en el 3T24, (US\$ 48) millones en el 3T25, (US\$ 60) millones en el 2T25, (US\$100) millones en 9M25 y US\$86 millones en 9M24.

Los **Ingresos** alcanzaron US\$3.721 millones (-1% t/t) principalmente como resultado de menores precios locales de combustibles y de la canasta de otros productos refinados distintos a nafta y gasoil, compensado parcialmente por un aumento en los volúmenes despachados de gasoil y nafta en el mercado local, mayores exportaciones de nafta y *jet fuel* a países vecinos y una mayor demanda de fertilizantes en el mercado local.

Los **costos Downstream** totalizaron US\$520 millones (-1% t/t), especialmente por caída de costos medidos en dólares y menores costos de mantenimiento, ya que el 2T25 fue afectado por el paro programado en refinería La Plata.

Las **importaciones de combustible** fueron de US\$35 millones (-33% t/t), derivado de una mayor producción de nafta y gasoil en nuestras refinerías. Así, en el 3T25, las importaciones de combustible se mantuvieron en niveles muy bajos, representando solo 1% de las ventas totales de combustible, vs. 3% en 2T25 y 4% en 3T24.

Las **compras de crudo** (intersegmento + a terceros) ascendieron a US\$2.012 millones (+14% t/t), impulsado por el aumento de los niveles de procesamiento, dado el récord alcanzado en el 3T25, mientras que el 2T25 se vio afectado por el paro de mantenimiento de la refinería de La Plata.

Las **compras de biocombustibles** descendieron 15% t/t, donde las compras de biodiésel cayeron 22% y las de bioetanol un 6%. La contracción en las compras de biodiésel fue principalmente debido a una menor mezcla en las ventas de gasoil, esta última debido a las restricciones de suministro en el mercado local, mientras que las compras de bioetanol cayeron particularmente por menores precios, compensados parcialmente por mayores volúmenes, en línea con una mayor demanda de nafta.

Las **compras de productos agrícolas** (+1% t/t): fueron mayormente en línea con una mayor venta de fertilizantes en el mercado local, parcialmente compensado por menores exportaciones de granos y harinas.

La **variación de existencias** totalizó un cargo positivo de US\$35 millones (vs. un cargo negativo de US\$114 millones en el 2T25), debido principalmente al aumento de las compras de crudo a terceros para reponer existencias y compensar el consumo de inventarios registrado en el 2T25.

**Otros costos** subieron 12% t/t, especialmente dado por el resultado positivo de la revaluación del oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini registrado en 2T25 tras completar su adquisición, levemente compensado por menores costos medidos en dólares.

El **EBITDA Aj.**, excluyendo el efecto del precio de los inventarios de productos *oil*, fue US\$354 millones (-19% t/t), especialmente como resultado de menores precios locales de combustibles, compensado en parte por mayores niveles de procesamiento y menores importaciones de combustible.

El **EBITDA Aj. de Refino y Marketing**, en términos unitarios, alcanzó US\$5,9/bbl, por debajo del EBITDA Aj. de US\$11,9/bbl registrado en 2T25.

Las **inversiones** fueron US\$218 millones en 3T25, donde un 68% se destinó a refino, 14% a midstream (O&G), 13% a logística y 5% a otros. La baja del 11% t/t se debió principalmente a la caída de los costos medidos en dólares.

En nuestras **refinerías**, las inversiones se alocaron en 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, la construcción de una nueva unidad de hidrotratamiento de gasoil en la refinería de Luján de Cuyo continuó en progreso, esperando esté operativa en junio de 2026.
- **Modernización de unidades de toppings** en la refinería Luján de Cuyo. Continuamos avanzando en el reacondicionamiento de la refinería con el fin de procesar el petróleo más liviano de Vaca Muerta shale oil, esperando que esté operativa en el 1S26.

En nuestra unidad de negocio **midstream oil**, nuestra afiliada VMOS continuó avanzando en su proyecto:

- **VMOS**: (progreso de construcción ~35% a Sep-25) durante el trimestre, se completaron las obras relacionadas con las rutas del oleoducto y la excavación de zanjas, en línea con el plan. Además, a principios de Nov-25 se completaron los trabajos de soldadura del oleoducto de 440 km.

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

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

Información Operativa Midstream & Downstream								
	3T25	2T25	3T24	T/T Δ	A/A Δ	9M25	9M24	A/A Δ
Cifras no auditadas								
Crudo procesado (Kbbld)	326,2	301,4	298,3	8,2%	9,3%	315,2	299,5	5,2%
Utilización refinarias (%)	96,5%	89,2%	90,9%	735bps	558bps	93,3%	91,3%	197bps
Capacidad nominal de 337,94 Kbbld/d desde 1T24.								
Volumenes vendidos a terceros (YPF Individual)								
Venta de productos refinados (Km3)	4.930	4.727	4.772	4,3%	3,3%	14.448	14.097	2,5%
Mercado local	4.513	4.328	4.294	4,3%	5,1%	13.053	12.600	3,6%
por nafta	1.501	1.413	1.421	6,3%	5,7%	4.394	4.282	2,6%
por gasoil	2.154	2.119	2.029	1,6%	6,1%	6.198	6.088	1,8%
Mercado externo	417	398	478	4,6%	-12,7%	1.395	1.497	-6,8%
Venta de productos petroquímicos (Ktn)	131	145	168	-9,8%	-22,3%	385	471	-18,2%
Mercado local	65	52	91	24,5%	-27,9%	176	231	-23,5%
Mercado externo	65	92	78	-29,2%	-15,7%	209	240	-13,1%
Venta de fertilizantes, granos y harinas (Ktn)	535	559	535	-4,2%	0,0%	1.489	1.214	22,7%
Mercado local	196	124	327	58,3%	-40,0%	403	664	-39,3%
Mercado externo	339	434	208	-22,1%	62,9%	1.086	549	97,8%
Precios promedio netos								
Nafta (USD/m3) (mercado local)	567	596	657	-4,8%	-13,6%	601	639	-6,0%
Gasoil (USD/m3) (mercado local)	637	672	758	-5,3%	-16,0%	682	755	-9,7%
Petroquímicos y Otros prod. refinados (USD/bbl)	81	72	70	11,3%	16,0%	76	71	7,0%

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

El **crudo procesado** promedió 326 kbbld/d (+8% t/t), el nivel más alto desde 2009, con una tasa de utilización del 97%, impulsado principalmente por el sólido desempeño de la refinería La Plata durante el 3T25, que procesó 196 kbbld/d (+14% t/t), mientras que el 2T25 fue afectado por paros de mantenimiento programados.

El **volumen de ventas locales de combustibles** alcanzó 3.655 km3, creciendo 3% t/t (+6% nafta y +2% gasoil), como resultado de una mayor participación de mercado en los segmentos minorista e industrial, ligeramente compensado por la caída estacional de las ventas de gasoil al segmento agrícola.

Los **volúmenes vendidos de petroquímicos** cayeron 10% t/t, principalmente por menores exportaciones de metanol, parcialmente compensado por una mayor demanda local. Los **volúmenes de ventas locales de fertilizantes** crecieron 64% t/t, dado especialmente el aumento de la participación de mercado y preventas. Los **volúmenes de ventas de granos y harinas** bajaron 22% t/t, principalmente dado por la disminución de las exportaciones estacionales, pero continuaron impulsadas por la eliminación temporal de los derechos de exportación hasta Oct-25.

Los **precios promedio netos locales de combustibles medidos en dólares** disminuyeron 5% t/t, especialmente debido a un escenario local muy volátil, reflejando una brecha temporal con la paridad de importación de alrededor del 10%, que comenzó a normalizarse durante el mes de octubre.

Los **precios de productos petroquímicos y otros productos refinados** crecieron 11% t/t, principalmente como resultado de la tendencia alcista de los precios internacionales de productos petroquímicos y de ciertos productos refinados, particularmente lubricantes y carbón.

### 3.3 LNG & GAS INTEGRADO

Resultados LNG & Gas Integrado								
	3T25	2T25	3T24	T/T Δ	A/A Δ	9M25	9M24	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ventas de gas natural (IS + a terceros)	634	539	635	17,5%	-0,2%	1.556	1.511	3,0%
Otros	28	26	18	10,8%	56,5%	71	55	27,9%
Ingresos	662	565	653	17,2%	1,4%	1.627	1.566	3,9%
Depreciaciones y amortizaciones	(2)	(0)	(0)	476,3%	574,6%	(3)	(1)	228,0%
Compras de gas natural (intersegmentos + a terceros)	(624)	(532)	(624)	17,3%	-0,1%	(1.561)	(1.494)	4,5%
Costos operativos y Otros	(42)	(33)	(18)	28,4%	129,8%	(74)	(116)	-36,5%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	(6)	-	10	N/A	N/A	(11)	(45)	-75,6%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E	-	-	-	N/A	N/A	-	-	N/A
Resultado operativo	(6)	-	10	N/A	N/A	(11)	(45)	-75,6%
Depreciaciones y amortizaciones	2	0	0	476,3%	574,6%	3	1	228,0%
EBITDA	(4)	0	10	N/A	N/A	(8)	(44)	-82,5%
Arrendamientos	(0)	(0)	-	-33,3%	N/A	(1)	-	N/A
EBITDA Ajustado	(4)	(0)	10	6623,1%	N/A	(9)	(44)	-79,6%
Inversiones	9	14	3	-35,7%	171,1%	26	8	212,5%

El **EBITDA Aj.** fue negativo por US\$4 millones en 3T25, frente a un ligeramente negativo de US\$0,1 millones en 2T25. Durante el 3T25, las ventas de gas natural crecieron secuencialmente como resultado de una mayor

demanda estacional invernal, alineada al incremento de las compras de gas natural. Sin embargo, los costos operativos aumentaron t/t, principalmente debido al aumento de la actividad relacionada con el proyecto Argentina LNG.

Las **inversiones** fueron US\$9 millones en 3T25, mayormente alocadas al proyecto Argentina LNG, que siguió avanzando en sus tres fases. En relación a la fase 3, en Oct-25, YPF y ENI firmaron la decisión final de inversión técnica, considerando una capacidad total de ~12 MTPA, ampliable a ~18 MTPA, y en Nov-25, ADNOC firmó un acuerdo marco preliminar con YPF y ENI, con el fin de unirse al proyecto Argentina LNG.

### 3.4 NUEVAS ENERGÍAS

Resultados Nuevas Energías								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						3T25	2T25	3T24
						T/T Δ	A/A Δ	
Ventas de gas natural retail (a terceros)						201	188	299
Otros						33	41	55
<b>Ingresos</b>						<b>234</b>	<b>229</b>	<b>354</b>
Depreciaciones y amortizaciones						(9)	(11)	(12)
Compras de gas natural (intersegmentos + a terceros)						(105)	(103)	(161)
Costos operativos y Otros						(77)	(101)	(103)
<b>Resultado operativo antes de deterioro de activos</b>						<b>43</b>	<b>15</b>	<b>79</b>
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E y desvalorización de inventarios						(5)	9	-
<b>Resultado operativo</b>						<b>38</b>	<b>24</b>	<b>79</b>
Depreciaciones y amortizaciones						9	11	12
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E y desvalorización de inventarios						5	(9)	-
<b>EBITDA</b>						<b>52</b>	<b>26</b>	<b>91</b>
Arrendamientos						-	-	-
<b>EBITDA Ajustado</b>						<b>52</b>	<b>26</b>	<b>91</b>
<b>Inversiones</b>						<b>7</b>	<b>8</b>	<b>13</b>

9M25	9M24	A/A Δ
536	591	-9,3%
119	106	12,3%
655	697	-6,0%
(34)	(34)	-0,1%
(265)	(320)	-17,2%
(274)	(254)	7,6%
82	88	-6,8%
4	(5)	N/A
86	83	3,6%
34	34	-0,1%
(4)	5	N/A
116	122	-4,9%
-	-	N/A
116	122	-4,9%
26	25	4,5%

El **EBITDA Aj.** alcanzó US\$52 millones, una mejora de US\$27 millones vs. 2T25, atribuible mayormente a nuestra subsidiaria Metrogas, como resultado de un aumento de las ventas a clientes residenciales, alineado a una mayor demanda invernal, parcialmente compensado por menores precios medidos en dólares.

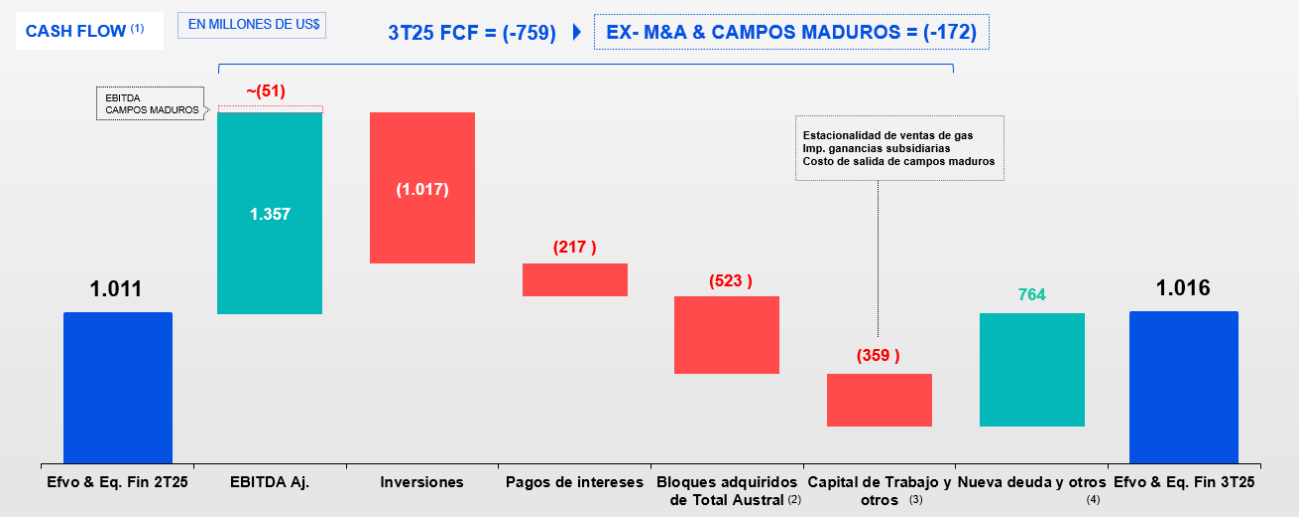
## 4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

### 4.1 RESUMEN DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

A pesar de que en el 3T25 el EBITDA Aj. superó las inversiones y el pago regular de intereses, el **flujo de caja libre** fue negativo por US\$759 millones, principalmente debido a la adquisición de activos shale de Total Austral S.A. por US\$523 millones y un capital de trabajo negativo de US\$359 millones, especialmente asociado a la discontinuidad de las operaciones en nuestros campos maduros, el pago del impuesto a las ganancias en nuestras afiliadas y mayores días de cobranza de clientes de gas natural y del programa Plan Gas, que comenzó a normalizarse durante el mes de octubre.

Excluyendo la operación de adquisición de activos de Total Austral y los resultados extraordinarios relacionados con campos maduros, el flujo de caja libre proforma hubiera sido negativo por US\$172 millones.

En términos de liquidez, nuestro **efectivo e inversiones a corto plazo** ascendió ligeramente a US\$1.016 millones al cierre de septiembre de 2025 (+0,5 % t/t).



Notas:  
(1) Aproximación de la evolución del flujo, resaltando números principales. Efto y equivalentes incluye bonos soberanos argentinos y bonos del Tesoro. (2) Refiere a la adquisición de los bloques La Escalonada & Rincón la Ceniza. (3) Otros incluye principalmente efectos puntuales de campos maduros por (-13): optimizaciones operativas (-11), indemnizaciones por despido (-3), altas de activos mantenidos para la venta (-3), y +4 por cobranzas de activos mantenidos para la venta. Además, considera pagos de leasing, cobranza de dividendos y contribuciones a afiliadas. (4) Otros incluye principalmente diferencias de tipo de cambio y cobranzas netas por ventas de activos financieros.

4.2 DEUDA NETA

Desglose Deuda Neta	3T25	2T25	3T24	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Deuda corto plazo	2.653	2.252	1.832	17,8%
Deuda largo plazo	7.958	7.592	6.869	4,8%
Deuda Total	10.611	9.844	8.701	7,8%
Tasa de interés promedio para deuda US\$	6,7%	6,6%	6,5%	
% deuda en USD	98,7%	99,7%	99,3%	
Caja y equivalente de caja	1.016	1.011	1.195	0,5%
% de liquidez dolarizada	70,5%	67,2%	81,8%	
Deuda neta	9.595	8.833	7.506	8,6%

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

Al 30 de septiembre de 2025, la **deuda neta consolidada** de YPF fue US\$9.595 millones, creciendo US\$762 millones t/t. El aumento de la deuda neta resultó en un incremento del **ratio de apalancamiento neto**, que pasó de 1,9x en el 2T25 a 2,1x en el 3T25, principalmente debido a la financiación de los bloques de shale adquiridos a Total. Excluyendo esta operación de adquisición, el ratio de apalancamiento neto proforma hubiera sido 1,9x.

En términos de **financiamiento**, durante el 3T25 YPF emitió tres nuevos bonos en el mercado local:

- 1) Bono US\$-MEP por US\$250 millones, con un plazo de 2 años al 7,5% de tasa.
- 2) Bono US\$-MEP por US\$51 millones con un plazo de 3 años al 7,5% de tasa.
- 3) Bono US\$-Cable por US\$225 millones con un plazo de 5 años (emisión inicial de US\$167 millones al 8,75% de tasa, seguido de una reapertura de US\$58 millones con un rendimiento del 8,25%)

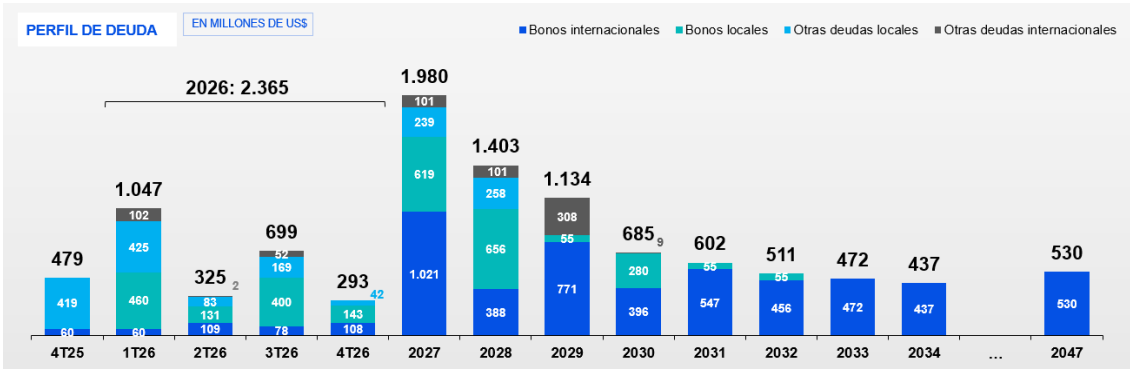
Además, al cierre de septiembre, YPF obtuvo un préstamo puente internacional por US\$300 millones que, junto con las emisiones US\$-Cable, permitieron financiar la reciente adquisición de los activos shale de Total.

Luego del 3T25, emitimos un bono US\$-MEP en el mercado local por US\$99 millones, con plazo de 15 meses al 6%. Además, en Oct-25, reabrimos el mercado de préstamos sindicados internacional garantizado por exportaciones por US\$700 millones con 10 bancos internacionales. El préstamo tiene un plazo de 3 años y se estructuró como estrategia de prefinanciación para refinanciar los vencimientos locales del 1T26. Por último, a fines de Oct-25, volvimos exitosamente al mercado internacional al reabrir nuestro bono internacional 2031 por US\$500 millones con un rendimiento del 8,25%. Los fondos se destinarán al reembolso total del préstamo para la adquisición de los activos shale de Total y para financiar el plan de inversiones de YPF.

Adicionalmente, en Jul-25, la agencia Moody's subió la calificación crediticia de YPF, tras la mejora de las calificaciones soberanas, de Caa1 a B2, manteniendo una perspectiva estable.

En cuanto a nuestro **perfil de vencimientos**, para el último trimestre de 2025, la Compañía afronta US\$479 millones de vencimientos manejables, en su mayoría locales: US\$365 millones de financiamientos de comercio exterior de corto plazo con bancos locales; US\$60 millones de amortizaciones de bonos garantizados por exportaciones; y US\$54 millones de préstamos con bancos locales. Además, la Compañía decidió amortizar íntegramente en Nov-25 las dos últimas amortizaciones del bono garantizado con vencimiento en 2026 (por un total de US\$120 millones).

El siguiente gráfico muestra el perfil de vencimientos de la deuda consolidada al 30 de septiembre de 2025:



## 5. TABLAS

### 5.1 BALANCE CONSOLIDADO

<b>Balance General Consolidado</b>		
Cifras no auditadas en US\$ millones	30-Sep-25	31-Dec-24
<b>Activo No Corriente</b>		
Activos intangibles	1.056	491
Propiedades, planta y equipo	19.627	18.736
Activos por derecho de uso	588	743
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1.917	1.960
Activos por impuesto diferido, netos	4	330
Otros créditos	774	337
Créditos por ventas	1	1
<b>Total del Activo No Corriente</b>	<b>23.967</b>	<b>22.598</b>
<b>Activo Corriente</b>		
Activos mantenidos para la venta	489	1.537
Inventarios	1.529	1.546
Activos de contratos	7	30
Otros créditos	671	552
Créditos por ventas	1.890	1.620
Inversiones en activos financieros	217	390
Efectivo y equivalentes de efectivo	799	1.118
<b>Total del Activo Corriente</b>	<b>5.602</b>	<b>6.793</b>
<b>Total del Activo</b>	<b>29.569</b>	<b>29.391</b>
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b>11.634</b>	<b>11.870</b>
<b>Pasivo No Corriente</b>		
Provisiones	1.123	1.084
Pasivos por impuesto diferido, netos	389	90
Pasivos de contratos	166	114
Impuesto a las ganancias a pagar	1	2
Remuneraciones y cargas sociales	26	34
Pasivos por arrendamientos	314	406
Préstamos	7.958	7.035
Otros pasivos	452	74
Cuentas por pagar	6	6
<b>Total del Pasivo No Corriente</b>	<b>10.435</b>	<b>8.845</b>
<b>Pasivo Corriente</b>		
Pasivos asociados con activos mantenidos para la venta	914	2.136
Provisiones	132	116
Pasivos de contratos	117	73
Impuesto a las ganancias a pagar	20	126
Cargas fiscales	248	247
Remuneraciones y cargas sociales	326	412
Pasivos por arrendamientos	311	370
Préstamos	2.653	1.907
Otros pasivos	372	410
Cuentas por pagar	2.407	2.879
<b>Total del Pasivo Corriente</b>	<b>7.500</b>	<b>8.676</b>
<b>Total del Pasivo</b>	<b>17.935</b>	<b>17.521</b>
<b>Total del Pasivo y Patrimonio Neto</b>	<b>29.569</b>	<b>29.391</b>

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

5.2 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados	3T25	2T25	3T24	T/T Δ	A/A Δ	9M25	9M24	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ingresos	4.643	4.641	5.297	0,0%	-12,3%	13.892	14.542	-4,5%
Costos	(3.319)	(3.468)	(3.678)	-4,3%	-9,8%	(10.116)	(10.154)	-0,4%
Resultado bruto	1.324	1.173	1.619	12,9%	-18,2%	3.776	4.388	-13,9%
Gastos de comercialización	(495)	(535)	(552)	-7,5%	-10,3%	(1.558)	(1.596)	-2,4%
Gastos de administración	(207)	(188)	(224)	10,1%	-7,6%	(601)	(575)	4,5%
Gastos de exploración	(17)	(21)	(20)	-19,0%	-15,0%	(68)	(131)	-48,1%
Recupero / (Deterioro) de valor en PP&E y desvalorización de inventarios	(5)	9	(21)	N/A	-76,2%	4	(26)	N/A
Otros resultados operativos, netos	(48)	(26)	(48)	84,6%	0,0%	(397)	(50)	694,0%
Resultado operativo	552	412	754	34,0%	-26,8%	1.156	2.010	-42,5%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	32	(6)	107	N/A	-70,1%	107	263	-59,3%
Ingresos financieros	28	28	19	0,0%	47,4%	72	87	-17,2%
Costos financieros	(257)	(279)	(267)	-7,9%	-3,7%	(821)	(911)	-9,9%
Otros resultados financieros	(16)	(5)	38	197,4%	N/A	3	71	-95,8%
Resultados financieros, netos	(245)	(256)	(210)	-4,5%	16,8%	(746)	(753)	-0,9%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	339	150	651	126,6%	-47,9%	517	1.520	-66,0%
Impuesto a las ganancias	(537)	(92)	834	486,0%	N/A	(667)	1.157	N/A
Resultado neto del período	(198)	58	1.485	N/A	N/A	(150)	2.677	N/A
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	(206)	50	1.470	N/A	N/A	(172)	2.638	N/A
Resultado neto atribuible al interés no controlante	8	8	15	0,0%	-46,7%	22	39	-43,6%
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	(0,53)	0,13	3,75	N/A	N/A	(0,44)	6,73	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	3T25	2T25	3T24	T/T Δ	A/A Δ	9M25	9M24	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Efectivo al inicio del ejercicio	774	938	1.041	-17,5%	-25,6%	1.118	1.123	-0,4%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	1.225	1.146	1.695	6,9%	-27,7%	3.221	4.206	-23,4%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(1.662)	(1.258)	(1.439)	32,1%	15,5%	(4.303)	(4.111)	4,7%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	497	20	(398)	2385,0%	N/A	871	(292)	N/A
Ajustes de conversión & otros	(35)	(72)	(22)	-51,4%	61,8%	(108)	(49)	122,1%
Efectivo al cierre del período	799	774	877	3,2%	-8,9%	799	877	-8,9%
Inversiones en activos financieros	217	237	318	-8,4%	-31,8%	217	318	-31,8%
Caja + inversiones corrientes al cierre	1.016	1.011	1.195	0,5%	-15,0%	1.016	1.195	-15,0%
FCF	(759)	(365)	(173)	107,9%	338,7%	(2.081)	(824)	152,5%

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).

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 4 refinerías (+50% de la capacidad de refinación de Argentina) y lideramos las ventas locales de gasoil y naftas (participación de mercado >55%); y (iii) en gas y energía, Metrogas, nuestra subsidiaria, distribuye ~25% del gas natural del país, mientras que YPF Luz, nuestra afiliada, es la tercera empresa de generación eléctrica de Argentina. El Gobierno es el accionista mayoritario, con una participación del 51%, e YPF cotiza en la Bolsa de Nueva York y en ByMA.

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.gob.ar/cnv](http://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.