

YPF

3T26

PRESENTACIÓN WEBCAST DE RESULTADOS

Webcast: 29 de Octubre, 2026
9:00 am ET / 10:00 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

Margarita.chun@ypf.com

EQUIPO IR

MARGARITA CHUN – IR MANAGER

VALENTINA LÓPEZ – IR

CHRISTIAN GONZÁLEZ – IR

PRINCIPALES DESTACADOS 3T26

	KPI	3T26	2T26	T/T Δ	3T25	A/A Δ	9M26	9M25	Δ
Financieros	Ingresos	6.557	6.574	0%	4.643	41%	18.077	13.892	30%
	EBITDA Ajustado	2.503	2.804	-11%	1.357	84%	6.901	3.726	85%
	Resultado neto	1.196	1.205	-1%	(198)	N/A	2.810	(150)	N/A
	Inversiones	1.287	1.340	-4%	1.017	26%	3.607	3.391	6%
	FCF	901	824	9%	(759)	N/A	2.596	(2.081)	N/A
	Deuda neta	6.596	7.654	-14%	9.595	-31%	6.596	9.595	-31%
	Ratio de apalancamiento neto (x)	0,8	1,1	-26%	2,1	-62%	0,8	2,1	-62%
Upstream	Producción total (Kboe/d) ⁽¹⁾	532,0	544,4	-2%	523,1	2%	533,8	540,2	-1%
	Crudo (Kbbl/d)	261,4	265,5	-2%	239,8	9%	265,9	252,4	5%
	Gas Natural (Mm3/d)	36,5	37,3	-2%	38,4	-5%	35,5	38,5	-8%
	NGL (Kbbl/d)	41,3	44,6	-8%	41,9	-2%	44,5	45,7	-3%
	Precio de crudo (US\$/bbl)	81,4	91,1	-11%	60,0	36%	80,3	62,6	28%
	Precio de gas natural (US\$/MBTU)	4,4	4,2	4%	4,3	1%	3,9	3,8	2%
	Export. crudo (Kbbl/d)	32,2	33,8	-5%	38,3	-16%	34,7	39,5	-12%
	Producción Crudo Shale (Kbbl/d)	224,1	212,7	5%	170,0	32%	214,1	154,2	39%
	Costos extracción (US\$/boe) ⁽²⁾	7,8	8,5	-8%	8,8	-12%	8,4	12,1	-31%
	Costos extrac. shale oil hub (US\$/boe) ⁽²⁾	4,2	4,2	0%	4,1	3%	4,1	4,5	-8%
Midstream & Dn	Crudo procesado (Kbbl/d)	344,0	350,8	-2%	326,2	5%	346,4	315,2	10%
	Utilización refineries (%)	102%	104%	-2%	97%	5%	102%	93%	10%
	Venta local combustibles (Km3) ⁽³⁾	3.733	3.869	-4%	3.655	2%	11.234	10.591	6%
	Precio neto local comb. (US\$/m3)	865	920	-6%	608	42%	836	648	29%
	Combustible importado (Km3) ⁽³⁾	-	-	N/A	50	N/A	-	222	N/A
	EBITDA Ajustado R&M (US\$/bbl)	25,6	22,5	14%	7,1	258%	21,0	11,9	76%

En millones de US\$, salvo indicación en contrario. EBITDA = Resultado operativo + Depreciación de propiedades, 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 NIIF 16 +/- partidas no recurrentes. Ratio de Apalancamiento Neto = Deuda Neta / EBITDA Aj. de los últimos doce 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). Combustibles = gasoil + nafta. R&M es el negocio de refino y marketing, excluyendo petroquímicos. Las cifras fueron re-expresadas debido a la reclasificación del negocio agro desde el segmento Midstream & Downstream al segmento Nuevas Energías. (1) Incluye producción adicional de 4,9% del bloque Bandurria Sur desde May-26, no consolidada en el balance de YPF. (2) Los costos de extracción subyacentes excluyen costos específicos de servicios de pozo. Incluyendo este impacto, los costos de extracción hubieran sido (US\$/BOE, total y shale oil hub, respectivamente): 8,1 y 5,0 (3T26); 8,7 y 4,7 (2T26); 8,8 y 4,3 (3T25); 8,6 y 4,6 (9M26); y 12,2 y 4,5 (9M25). (3) Los volúmenes locales de combustibles vendidos y los combustibles importados incluyen Refinor desde Oct-25.

El **EBITDA Ajustado** alcanzó US\$2.503 millones (-11% t/t; +84% a/a), el segundo resultado trimestral más alto en la historia de YPF, luego del récord registrado en el 2T26. El margen de EBITDA Ajustado se mantuvo sólido en 38%.

La caída t/t fue sobre todo por el efecto de la valuación de inventarios y menores precios de realización de productos refinados, ante precios internacionales más bajos en el 3T26, parcialmente compensado por mayor venta estacional de gas natural y menor costo asociado a precios, en gran parte compras de crudo a terceros, regalías y otros impuestos.

La suba a/a fue sobre todo por mayores precios, reducción en costos de extracción ante la menor exposición a activos convencionales, junto con producción shale creciente y mayor procesamiento en refineries.

Las **inversiones** fueron US\$1.287 millones (-4% t/t; +26% a/a), 70% alocado a operaciones no convencionales. La caída t/t fue sobre todo por el devengamiento del bono en el 2T26 por concesiones no convencionales de cinco bloques para el Proyecto Argentina LNG, parcialmente compensado por mayor actividad de perforación y *workover* en 3T26.

La **producción shale oil** promedió 224 kbbl/d (+5% t/t; +32% a/a), representando el 86% de la producción total de petróleo, vs. 80% en el 2T26 y 71% en el 3T25. Nos mantenemos en línea para alcanzar nuestro objetivo de producción promedio de 215 kbbl/d en 2026 y 250 kbbl/d en diciembre de 2026.

YPF adquirió el 25% restante de **YPF Luz** por US\$430 millones mediante financiamiento, alcanzando 100% de tenencia accionaria y consolidación en YPF. La operación posiciona a YPF para capturar valor de una plataforma líder de generación eléctrica, con potencial de crecimiento a largo plazo en generación térmica eficiente y energías renovables.

El **procesamiento en refineries** se mantuvo sólido en 344 kbbl/d (-2% t/t; +5% a/a). A pesar del mantenimiento programado en la refinera La Plata en Sep-26, YPF volvió a abastecer la demanda local sin importar combustibles, subió las exportaciones de combustibles y alcanzó récord de producción de naftas premium en el 3T26.

El **flujo de caja libre** alcanzó US\$901 millones (+US\$77 millones t/t; +US\$1.660 millones a/a), el segundo resultado trimestral más alto de YPF. El sólido EBITDA Aj. y cobro inicial de la desinversión de Metrogas y clústeres convencionales, Mendoza No Operado y Chachahuen, permitieron cubrir inversiones y pagos recurrentes de intereses e impuesto a las ganancias. Así, el **ratio de apalancamiento neto** cayó a 0,8x, el nivel más bajo en una década.

En Sep-26, YPF regresó al mercado de capitales internacionales con la emisión de un **bono a 9 años por US\$1.200 millones**, con un rendimiento de 7,85% y spread récord mínimo para YPF de ~300 puntos básicos sobre bonos del Tesoro de Estados Unidos. Parte de dichos fondos se destinó a prefinanciar vencimientos de deuda de 2027 y 2029.

Principales hitos en nuestros proyectos:

- **VMOS:** Las dos monoboyas arribaron a la provincia de Río Negro a comienzos de Oct-26. Con un avance de ~85% a Sep-26, se estima la habilitación al cierre de año, exportando petróleo a comienzos de 2027.
- **Argentina LNG:** YPF recibió una propuesta no vinculante de financiamiento de hasta US\$6.000 millones de US EXIM para apoyar el desarrollo del proyecto integrado de exportación de LNG.

Buenos Aires, 28 de octubre de 2026 – YPF (BYMA: YPFD | NYSE: YPF¹). 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 3T26

Desglose Ingresos Consolidados								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						9M26	9M25	A/A Δ
3T26	2T26	3T25	T/T Δ	A/A Δ				
Gasoil	2.146	2.430	1.467	-11,7%	46,3%	6.239	4.514	38,2%
Nafta	1.294	1.332	929	-2,8%	39,3%	3.756	2.890	30,0%
Gas natural como productores (a terceros)	536	456	523	17,3%	2,3%	1.275	1.276	-0,1%
Otros	1.435	1.257	1.067	14,2%	34,5%	3.689	3.081	19,8%
Total Mercado Local	5.411	5.475	3.986	-1,2%	35,7%	14.959	11.760	27,2%
Jet fuel	172	184	87	-6,5%	97,6%	514	254	102,5%
Granos y harinas	241	216	139	11,4%	73,1%	600	444	35,2%
Crudo	264	304	238	-13,2%	10,9%	823	732	12,5%
Petroquímicos y otros	470	395	193	18,8%	143,3%	1.181	703	68,0%
Total Mercado Externo	1.146	1.099	657	4,3%	74,5%	3.118	2.132	46,2%
Total Ingresos	6.557	6.574	4.643	-0,3%	41,2%	18.077	13.892	30,1%

Los **ingresos netos** fueron US\$6.557 millones, estables t/t, sobre todo por menor precio local de combustibles, en especial gasoil (2T26 hubo ventas extraordinarias a otras refinerías, además de la estacionalidad en gasoil), y menor exportación de crudo por baja de Brent, en gran medida compensados por mayor venta estacional de gas natural en el mercado local y suba de exportación de combustibles, principalmente nafta, nafta virgen, y de granos y harinas.

Desglose Costos Consolidados								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						9M26	9M25	A/A Δ
3T26	2T26	3T25	T/T Δ	A/A Δ				
Costo de extracción	(401)	(427)	(426)	-6,0%	-5,8%	(1.245)	(1.795)	-30,6%
Otros Upstream	(139)	(112)	(184)	23,9%	-24,3%	(339)	(489)	-30,6%
Costos Downstream	(549)	(540)	(517)	1,7%	6,2%	(1.564)	(1.571)	-0,4%
Otros Midstream & Downstream	(177)	(165)	(113)	7,4%	56,5%	(539)	(330)	63,2%
LNG & GI, NNEE, Corpo y Otros	(271)	(223)	(117)	21,4%	132,8%	(712)	(444)	60,5%
Total Costos Operativos	(1.538)	(1.468)	(1.356)	4,8%	13,4%	(4.400)	(4.629)	-5,0%
Depreciaciones y Amortizaciones	(834)	(878)	(836)	-5,0%	-0,2%	(2.455)	(2.430)	1,0%
Regalías	(310)	(348)	(235)	-11,1%	31,6%	(906)	(740)	22,3%
Otros	(387)	(393)	(287)	-1,3%	35,1%	(1.111)	(921)	20,7%
Total Otros Costos	(1.531)	(1.619)	(1.358)	-5,4%	12,7%	(4.472)	(4.091)	9,3%
Importación de combustibles (incluye jet fuel)	(9)	(4)	(35)	108,4%	-75,8%	(15)	(147)	-89,7%
Compras de crudo a terceros	(771)	(878)	(688)	-12,1%	12,0%	(2.320)	(1.615)	43,6%
Compras de biocombustibles	(304)	(305)	(208)	-0,4%	46,2%	(891)	(678)	31,4%
Compras de productos agro	(262)	(263)	(226)	-0,6%	16,0%	(650)	(568)	14,4%
Otras compras	(290)	(191)	(221)	51,6%	31,2%	(678)	(606)	11,8%
Variación de existencias	(93)	178	54	N/A	N/A	90	(9)	N/A
Total de Compras y Variación de existencias	(1.728)	(1.463)	(1.324)	18,1%	30,5%	(4.463)	(3.623)	23,2%
Otros resultados operativos, netos	161	(203)	(48)	N/A	N/A	(122)	(397)	-69,3%
Desvalorización de inventarios y recupero de valor en propiedades, planta y equipo	-	(8)	(5)	N/A	N/A	(8)	4	N/A
Total Costos Operativos + Compras + Deterioro de Activos	(4.636)	(4.761)	(4.091)	-2,6%	13,3%	(13.465)	(12.736)	5,7%

La variación de existencias incluye el efecto precio por (US\$ 37) millones en el 3T26, US\$ 219 millones en el 2T26, (US\$ 4) millones en el 3T25, US\$ 159 en el 9M 2026 and (US\$ 96) en el 9M 2025.

Los **costos operativos** fueron US\$1.538 millones (+5% t/t), especialmente por mayores costos en términos reales en todos los segmentos de negocio y, en menor medida, la actualización de provisiones ambientales, principalmente en activos no operados, parcialmente compensadas por ahorros en costos de extracción dada la menor exposición a campos convencionales. **Otros costos** fueron US\$1.531 millones (-5% t/t), especialmente debido a que en el 2T26 hubo depreciación de PP&E no recurrente (revisión de vida útil de ciertos activos), mientras que en el 3T26 hubo menores regalías e impuestos asociados a menor precio de crudo y derechos de exportación, parcialmente compensados por mayor depreciación en el bloque Bajo del Toro con producción creciente.

Las **compras y variaciones de existencias** fueron US\$1.728 millones (+18% t/t). Las **compras** se mantuvieron estables, ya que el menor precio de crudo adquirido a terceros fue compensado por mayor compra estacional de gas natural. YPF volvió a operar sin importaciones de gasoil ni nafta en el 3T26. La **variación de existencias** fue una pérdida de US\$93 millones (vs. ganancia de US\$178 millones del 2T26), totalizando una brecha de US\$271 millones, reflejando la valuación excepcionalmente elevada de inventarios en el 2T26, ante la escalada de precios internacionales.

Los **otros resultados operativos netos** alcanzaron una ganancia de US\$161 millones (vs. pérdida de US\$203 millones del 2T26), principalmente por el resultado positivo de la venta de activos convencionales en el 3T26, mientras que el 2T26 registró pérdidas por cambios en el valor razonable de activos convencionales mantenidos para la venta y reevaluación de compromisos, principalmente vinculados a campos maduros.

¹ 1 ADR = 10 acciones. El capital social ascendió a 3.933.127.930 acciones a Sep-26 (51% Gobierno Argentino; 29% NYSE y 20% ByMA).

Desglose Resultado neto	3T26	2T26	3T25	T/T Δ	A/A Δ	9M26	9M25	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Resultado operativo	1.921	1.813	552	6,0%	248,0%	4.612	1.156	299,0%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	134	115	32	16,5%	318,8%	350	107	227,1%
Resultados financieros, netos	(228)	(130)	(245)	75,4%	-6,9%	(685)	(746)	-8,2%
Resultado antes de impuestos	1.827	1.798	339	1,6%	438,7%	4.277	517	727,3%
Impuesto a las ganancias	(631)	(593)	(537)	6,4%	17,5%	(1.467)	(667)	119,9%
Resultado neto	1.196	1.205	(198)	-0,7%	N/A	2.810	(150)	N/A
Resultado neto antes de deterioro de activos	1.196	1.210	(195)	-1,2%	N/A	2.815	(153)	N/A

Los **resultados financieros netos** fueron pérdida de US\$228 millones (vs. pérdida de US\$130 millones en el 2T26), debido a que en el 2T26 hubo menores pasivos medidos en dólares.

El **impuesto a las ganancias** registró un cargo de US\$631 millones (+6% t/t), en línea con la tasa corporativa aplicable. En consecuencia, el **resultado neto** totalizó una ganancia de US\$1.196 millones (vs. US\$1.205 millones en el 2T26).

2. EBITDA AJUSTADO & CAPEX

2.1 RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO

Reconciliación EBITDA Ajustado	3T26	2T26	3T25	T/T Δ	A/A Δ	9M26	9M25	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Resultado neto	1.196	1.205	(198)	-0,7%	N/A	2.810	(150)	N/A
Resultados financieros, netos	228	130	245	75,4%	-6,9%	685	746	-8,2%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(134)	(115)	(32)	16,5%	318,8%	(350)	(107)	227,1%
Impuesto a las ganancias	631	593	537	6,4%	17,5%	1.467	667	119,9%
Perforaciones exploratorias improductivas	-	3	-	N/A	N/A	12	1	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	834	878	836	-5,0%	-0,2%	2.455	2.430	1,0%
Desvalorización de inventarios y recupero de valor en propiedades, planta y equipo	-	8	5	N/A	N/A	8	(4)	N/A
EBITDA	2.755	2.702	1.393	2,0%	97,8%	7.087	3.583	97,8%
Arrendamientos	(77)	(94)	(88)	-18,5%	-13,2%	(257)	(255)	0,7%
Provisión por optimizaciones operativas	(1)	(13)	60	-92,3%	N/A	56	90	-37,8%
Resultado por venta de activos	(171)	-	(34)	N/A	402,9%	(175)	(216)	-19,0%
Resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta	-	147	(4)	N/A	N/A	133	240	-44,6%
Provisión por indemnizaciones	5	(6)	2	N/A	150,0%	(1)	28	N/A
Provisión para materiales y equipos obsoletos	(17)	(11)	(19)	54,5%	-10,5%	(37)	240	N/A
Resultado por revaluación de sociedades	-	-	-	N/A	N/A	-	(45)	N/A
Resultado asociados a pasivos por acuerdos	-	82	-	N/A	N/A	82	-	N/A
Diversos – Campos Maduros y Otros	9	(3)	48	N/A	-81,2%	13	61	-79,2%
EBITDA Ajustado	2.503	2.804	1.357	-10,7%	84,4%	6.901	3.726	85,2%

2.2 EBITDA AJUSTADO & CAPEX POR SEGMENTO

Segmentos	3T26	2T26	T/T Δ	3T25	A/A Δ	9M26	9M25	Δ
EBITDA Aj.								
Upstream	1.575	1.725	-9%	1.046	51%	4.449	2.614	70%
Midstream & Downstream	1.030	947	9%	384	169%	2.572	1.398	84%
LNG & GI	(5)	(2)	150%	(1)	283%	(7)	(6)	12%
NNEE	102	59	72%	61	66%	191	125	53%
Corporación	(164)	(154)	7%	(103)	59%	(465)	(284)	64%
Eliminaciones y Otros	(36)	228	N/A	(30)	17%	161	(122)	N/A
EBITDA ajustado	2.503	2.804	-11%	1.357	84%	6.901	3.726	85%
Inversiones								
Upstream	932	1.066	-13%	751	24%	2.781	2.595	7%
Midstream & Downstream	280	213	31%	218	28%	643	668	-4%
LNG & GI	17	23	-26%	9	89%	58	26	123%
NNEE	10	8	25%	7	33%	27	26	4%
Corporación	49	31	57%	31	56%	99	77	29%
Inversiones totales	1.287	1.340	-4%	1.017	26%	3.607	3.391	6%

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

3. ANÁLISIS DE RESULTADO POR SEGMENTO

3.1 UPSTREAM

Resultados Upstream						9M26	9M25	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Crudo	1.920	2.179	1.323	-11,9%	45,1%	5.743	4.293	33,8%
Gas natural	610	537	611	13,4%	-0,2%	1.493	1.546	-3,4%
Otros	6	25	33	-74,1%	-80,4%	62	90	-31,6%
Ingresos	2.536	2.741	1.967	-7,5%	28,9%	7.298	5.929	23,1%
Depreciaciones y amortizaciones	(577)	(632)	(615)	-8,7%	-6,2%	(1.731)	(1.805)	-4,1%
Costo de extracción	(401)	(427)	(426)	-6,0%	-5,8%	(1.245)	(1.795)	-30,6%
Regalías	(307)	(346)	(234)	-11,3%	31,1%	(899)	(736)	22,2%
Otros costos	(39)	(381)	(273)	-89,8%	-85,8%	(640)	(1.086)	-41,1%
Rdo operativo antes de deterioro de activos	1.212	955	419	26,9%	189,3%	2.783	507	448,9%
Resultado operativo	1.212	955	419	26,9%	189,3%	2.783	507	448,9%
Depreciaciones y amortizaciones	577	632	615	-8,7%	-6,2%	1.731	1.805	-4,1%
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	N/A	N/A	9	1	800,0%
EBITDA	1.789	1.587	1.034	12,7%	73,0%	4.523	2.313	95,5%
Arrendamientos	(39)	(55)	(42)	-30,2%	-6,8%	(143)	(142)	0,8%
Provisión por optimizaciones operativas	(1)	(13)	60	-92,3%	N/A	56	90	-37,8%
Resultado por venta de activos	(171)	-	(34)	N/A	402,9%	(175)	(216)	-19,0%
Resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta	-	147	(4)	N/A	N/A	133	240	-44,6%
Provisión por indemnizaciones	5	(6)	2	N/A	150,0%	(1)	28	N/A
Provisión para materiales y equipos obsoletos	(17)	(11)	(19)	54,5%	-10,5%	(37)	240	N/A
Resultado asociados a pasivos por acuerdos	-	82	-	N/A	N/A	82	-	N/A
Diversos – Campos Maduros	9	(5)	48	N/A	-81,3%	10	61	-82,9%
EBITDA Ajustado	1.575	1725	1046	-8,7%	50,7%	4.449	2.614	70,2%
Inversiones	932	1.066	751	-12,6%	24,0%	2.781	2.595	7,2%

Cash Costs unitarios						9M26	9M25	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$/boe								
Costo de extracción (*)	7,8	8,5	8,8	-8,3%	-11,9%	8,4	12,1	-31,0%
Regalías y otros impuestos	7,4	8,5	6,0	-13,1%	23,9%	7,4	6,4	16,5%
Otros costos	3,0	2,5	4,0	18,4%	-25,5%	2,3	3,4	-31,4%
Total Cash Costs (US\$/boe)	18,6	19,7	18,8	-5,3%	-0,9%	18,5	23,6	-21,8%

Los costos de extracción subyacentes excluyen costos específicos de servicios de pozo. Incluyendo este impacto, los costos de extracción hubieran sido (US\$/BOE, total y shale oil hub, respectivamente): 8,1 y 5,0 (3T26); 8,7 y 4,7 (2T26); 8,8 y 4,3 (3T25); 8,6 y 4,6 (9M26); y 12,2 y 4,5 (9M25).

Los **ingresos** fueron US\$2.536 millones (-7% t/t), por menor precio realizado de petróleo (-10% t/t), ante la baja del Brent y descuentos habituales al Medaño local respecto del Brent, mientras que en el 2T26 hubo escalada de Brent, con primas extraordinarias respecto del Brent. Asimismo, hubo menor producción de petróleo convencional, en el marco del programa de desinversión. Estos efectos fueron parcialmente compensados por el pico estacional de ventas de gas natural (+9% en volumen y +4% en precio) y el continuo crecimiento de la producción shale.

Las **depreciaciones y amortizaciones** fueron US\$577 millones (-9% t/t), explicadas por la depreciación no recurrente de PP&E en el 2T26, levemente compensada por mayor actividad en el bloque de shale oil Bajo del Toro en el 3T26.

El **costo de extracción** fue US\$7,8/BOE (-8% t/t), sobre todo por la continua desinversión de activos convencionales, parcialmente compensada por mayores costos en términos reales. Cabe destacar que el costo de extracción bajó 12% interanualmente, reflejando el progreso alcanzado en nuestra estrategia de desinversión de activos convencionales. El costo de extracción del **shale oil hub**² (al 100% de participación) se mantuvo en un nivel competitivo de US\$4,2/BOE.

Las **regalías** y otros impuestos fueron US\$7,4/BOE (-13% t/t), por menor precio realizado de petróleo, parcialmente compensado por mayor precio estacional de gas natural. **Otros costos** bajaron a US\$39 millones (-90% t/t), por el impacto positivo del *closing* de venta del clúster convencional Malargüe en Sep-26, mientras que 2T26 hubo ajuste negativo al valor razonable de activos mantenidos para la venta (Manantiales Behr) y reevaluación de compromisos, sobre todo por campos maduros.

El **EBITDA Aj.** totalizó US\$1.575 millones (-9% t/t), reflejando menor precio realizado de petróleo, dado que el Brent retrocedió respecto de la escalada en el 2T26. La caída fue parcialmente compensada por mayor venta estacional de gas natural, menores regalías vinculadas a precios y ahorro en costo de extracción tras la desinversión del bloque convencional Manantiales Behr.

Las **inversiones** fueron US\$932 millones (-13% t/t), destinando 97% a activos no convencionales, principalmente actividades de perforación e instalaciones. La disminución secuencial se explicó principalmente por el devengamiento

² 5 bloques de shale oil operados por YPF: La Angostura Sur I y II (100% tenencia YPF), Loma Campana (50%), La Amarga Chica (50%), Bandurria Sur (40% en el 1T26, y 44,9% desde May-26) y Aguada del Chañar (51%). La Angostura Sur es de south-hub, mientras que los restantes son del core-hub.

en el 2T26 del bono firmado por las concesiones no convencionales de cinco bloques asignados al Proyecto Argentina LNG, parcialmente compensado por mayor actividad en La Angostura Sur en el 3T26.

Los **pozos horizontales de petróleo no convencional al 100%** registraron sólidas métricas en el 3T26:

- Los pozos perforados aumentaron 14% t/t, alcanzando 64 pozos (66% de participación promedio o part. prom.) frente a 56 pozos (66% part. prom.) en el 2T26, todos ellos en bloques operados por YPF;
- La actividad de completación se mantuvo sólida, siendo estable t/t con 61 pozos (71% part. prom.) frente a 61 pozos (53% part. prom.) en el 2T26, todos ellos operados por YPF y 50 operados por YPF, respectivamente; y
- Los pozos enganchados disminuyeron 11% t/t a 58 pozos (72% part. prom.), frente a 65 pozos en el 2T26 (53% part. prom.), todos ellos operados por YPF y 54 operados por YPF, respectivamente.

Durante 3T26, YPF alcanzó un nuevo hito en sus operaciones de perforación. Se perforó el **pozo slim más largo, con 4.770 metros de rama lateral en una sola carrera**. Posteriormente, el resultado fue replicado en otros 3 pozos en ~10 días, demostrando escalabilidad y consistencia de nuestra operación entre distintos rigs y proveedores de servicios.

En términos de **eficiencias en nuestras operaciones no convencionales**, el desempeño de perforación y fractura se mantuvo en niveles sólidos durante **9M26**. Promediamos 354 metros/día de perforación en nuestro shale oil hub y alcanzamos 11,1 etapas/set/día en fractura no convencional (equivalente a 294 etapas/set/mes), con 18,8 horas de bombeo diario.

Upstream información operativa	3T26	2T26	3T25	T/T Δ	A/A Δ	9M26	9M25	A/A Δ
Cifras no auditadas								
Desglose producción neta								
Producción Crudo (Kbbld)	261,4	265,5	239,8	-1,5%	9,0%	265,9	252,4	5,4%
Convencional	36,4	52,0	69,0	-30,0%	-47,2%	51,0	97,1	-47,5%
Shale	224,1	212,7	170,0	5,3%	31,8%	214,1	154,2	38,8%
Tight	0,9	0,7	0,9	35,0%	5,5%	0,8	1,1	-27,9%
Producción NGL (Kbbld)	41,3	44,6	41,9	-7,5%	-1,5%	44,5	45,7	-2,7%
Convencional	6,3	6,6	11,3	-4,5%	-44,2%	6,6	12,2	-46,2%
Shale	34,8	37,9	30,4	-8,1%	14,6%	37,8	33,1	14,2%
Tight	0,2	0,1	0,3	18,9%	-38,4%	0,2	0,5	-63,7%
Producción Gas (Mm3d)	36,5	37,3	38,4	-2,1%	-5,0%	35,5	38,5	-7,7%
Convencional	6,3	6,9	8,7	-9,2%	-27,9%	6,9	10,4	-34,2%
Shale	27,1	27,5	26,3	-1,2%	3,3%	25,8	24,5	5,2%
Tight	3,0	2,8	3,4	6,0%	-10,2%	2,9	3,5	-19,5%
Producción Total (Kboed)	532,0	544,4	523,1	-2,3%	1,7%	533,8	540,2	-1,2%
Convencional	82,3	102,3	135,2	-19,5%	-39,1%	100,7	174,8	-42,4%
Shale	429,6	423,4	365,6	1,5%	17,5%	414,2	341,6	21,3%
Tight	20,0	18,7	22,2	7,1%	-9,9%	18,9	23,8	-20,7%
Precios promedio de realización								
Crudo (USD/bbl)	81,4	91,1	60,0	-10,7%	35,6%	80,3	62,6	28,2%
Gas Natural (USD/MMBTU)	4,4	4,2	4,3	4,4%	1,0%	3,9	3,8	2,0%

La **producción de crudo** alcanzó 261 kbbld/d (-2% t/t), reflejando la continuidad del programa de desinversión de campos convencionales, efecto compensado en gran medida por el crecimiento del shale oil, respaldado por el fuerte incremento de Bandurria Sur, Bajo del Toro Norte, La Calera y La Angostura Sur. Como resultado, el shale oil representó el 86% de la producción total de crudo.

La **producción de gas natural** disminuyó a 36,5 millones de m³/d (-2% t/t), explicada principalmente por una menor producción convencional (-9% t/t), mientras que el shale gas se mantuvo estable y representó el 74% de nuestra producción total de gas natural, impulsado principalmente por los bloques La Calera, Rincón del Mangrullo y Aguada Pichana Oeste.

La **producción de NGL** disminuyó 8% t/t hasta 41,3 kbbld/d, principalmente por una menor producción neta en la planta de MEGA como resultado de actividades de mantenimiento y restricciones temporarias en el suministro de gas, parcialmente compensada por mayores volúmenes provenientes de otras plantas de procesamiento.

3.2 MIDSTREAM & DOWNSTREAM

Resultados Midstream & Downstream	3T26	2T26	3T25	T/T Δ	A/A Δ	9M26	9M25	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Gasoil (3ros)	2.146	2.430	1.467	-11,7%	46,3%	6.239	4.514	38,2%
Naftas (3ros)	1.294	1.332	929	-2,8%	39,3%	3.756	2.890	30,0%
Otros mercado local	809	760	593	6,4%	36,3%	2.141	1.754	22,1%
Mercado externo	874	850	480	2,9%	82,2%	2.427	1.575	54,1%
Ingresos	5.123	5.372	3.469	-4,6%	47,7%	14.563	10.732	35,7%
Depreciaciones y amortizaciones	(204)	(182)	(185)	12,1%	10,3%	(562)	(512)	9,8%
Costos Downstream	(549)	(540)	(517)	1,7%	6,2%	(1.564)	(1.571)	-0,4%
Importación de combustibles (incluye <i>jet fuel</i> - a terceros)	(9)	(4)	(35)	108,4%	-75,8%	(15)	(147)	-89,7%
Compras de crudo (intersegmento + a terceros)	(2.679)	(3.042)	(2.012)	-11,9%	33,2%	(8.028)	(5.908)	35,9%
Compras de biocombustibles (a terceros)	(304)	(305)	(208)	-0,4%	46,2%	(891)	(678)	31,4%
Variación de existencias	187	(196)	9	N/A	N/A	673	(32)	N/A
Otros	(438)	(407)	(334)	7,6%	31,0%	(1.273)	(958)	32,9%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	1.127	695	187	62,1%	502,6%	2.904	926	213,6%
Resultado operativo	1.127	695	187	62,1%	502,6%	2.904	926	213,6%
Depreciaciones y amortizaciones	204	182	185	12,1%	10,3%	562	512	9,8%
EBITDA	1.331	877	372	51,7%	257,8%	3.466	1.438	141,0%
Arrendamientos	(37)	(38)	(46)	-1,8%	-18,6%	(105)	(110)	-4,7%
Resultado por revaluación de sociedades	-	-	-	N/A	N/A	-	(44)	N/A
Diversos - Otros	-	-	(1)	N/A	N/A	-	(1)	N/A
EBITDA Ajustado	1.294	839	325	54,2%	297,8%	3.361	1.283	161,9%
Efecto precio de inventarios de productos derivados del petróleo	263	(108)	(58)	N/A	N/A	789	(115)	N/A
EBITDA Ajustado excl. ef precio de inventarios productos oil	1.030	947	384	8,8%	168,6%	2.572	1.398	84,0%
Inversiones	280	213	218	31,4%	28,2%	643	668	-3,7%

La variación de existencias incluye el efecto precio por US\$ 264 millones en el 3T26, (US\$ 110) millones en el 2T26, (US\$ 58) millones en el 3T25, US\$ 788 en el 9M 2026 and (US\$ 115) en el 9M 2025.

Los **ingresos** fueron US\$5.123 millones (-5% t/t), principalmente por menor precio local de combustibles y menor exportación de petróleo en el 3T26, mientras que en el 2T26 hubo ventas extraordinarias de gasoil a otras refinerías, además del efecto estacional. La caída t/t fue parcialmente compensada por una mayor demanda de naftas y suba de exportación de combustibles, principalmente nafta.

Los **costos Downstream** fueron US\$549 millones, estable t/t (+2%). Las **importaciones de combustibles** registraron un volumen marginal de jet fuel, con una suba de US\$4 millones t/t en los costos de importación debido a mayores precios de jet fuel. Al igual que en el 2T26, YPF operó sin importaciones de nafta ni gasoil en el 3T26, representando el 0% de las ventas totales de combustibles.

Las **compras de crudo** (intersegmento y a terceros) fueron US\$2.679 millones (-12% t/t), principalmente por reducido precio de crudo y menor procesamiento dado por mantenimiento programado en la refinería La Plata en Sep-26. Las **compras de biocombustibles** se mantuvieron estables t/t: la caída del 4% en biodiésel (-4% precio y -1% volumen) fue ampliamente compensada por suba del 5% en bioetanol (+4% volumen), en línea con la mayor demanda de nafta.

La **variación de existencias** fue positiva en US\$187 millones, vs. US\$196 millones negativos en el 2T26, mayormente por el impacto en la valuación de inventarios de mayores precios de referencia al cierre de Sep-26 vs. Jun-26.

El **EBITDA Aj.**, excluyendo el efecto del precio de los inventarios de productos *oil*, subió 9% t/t a US\$1.030 millones en el 3T26. El crecimiento se explicó principalmente por menores compras de crudo (retorno del crudo Medanita a descuento vs. Brent, luego de la prima excepcional en el 2T26), y por mayor *spread* de productos refinados. Esto fue parcialmente compensado por menor volumen procesado en refinerías y menor precio local de combustibles.

El **EBITDA Aj. de Refino y Marketing**, en términos unitarios, aumentó a US\$25,6/bbl, desde US\$22,5/bbl en el 2T26, reflejando los efectos previamente mencionados.

Las **inversiones** fueron US\$280 millones (+31% t/t), impulsadas mayormente por el mantenimiento programado en La Plata en Sep-26 y mayores actividades de mantenimiento e integridad en las refinerías La Plata y Luján de Cuyo durante el 3T26. Las inversiones se destinaron: 56% a refino, 25% a midstream O&G, 12% a logística y 7% a comercial y otros.

En nuestras **refinerías**, durante el 3T26 las inversiones se alocaron en los siguientes proyectos principales:

- **Nuevas especificaciones de combustibles**, tras la puesta en marcha de la unidad de hidrotratamiento de gasoil en Luján de Cuyo en Jul-26, en cumplimiento de la Resolución N° 492/2023 (Secretaría de Energía), YPF continuó avanzando en las unidades de hidrotratamiento de La Plata y Plaza Huincul, tras la Decisión Final de Inversión en el 2T26. Una vez finalizadas, el sistema de refino de YPF cumplirá plenamente con las especificaciones de gasoil.

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

- **VMOS** (Allen – Punta Colorada, ~440 km de oleoducto dedicado a exportación de crudo, YPF: 30%): en Oct-26 se finalizó la construcción del oleoducto y el proyecto ingresó en fase de comisionado. Continúan las obras de las terminales *onshore* y *offshore*, y el avance total del proyecto alcanzó 85% a Sep-26. Se prevé la primera exportación de crudo a comienzos de 2027 (~180 kbb/d), incrementándose a ~550 kbb/d en el 2S27.
- **Ampliación Tercer Tramo VMOC**: el avance de obra fue ~90%, con la finalización mecánica prevista para Oct-26.
- **Proyecto de Evacuación de La Angostura Sur**: en Ago-26 se finalizó la construcción del nuevo oleoducto que conecta el Hub Sur con el Oleoducto LLL-Centenario, ampliando la capacidad de evacuación de Vaca Muerta.

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

- **Proyecto de captación Hub Sur**: en Sep-26 se finalizó la infraestructura de evacuación de gas asociada a los gasoductos Puesto López–LLL, encontrándose todos los tramos ya operativos.
- **Proyecto de captación Hub Norte**, tras finalizar el gasoducto que conecta los bloques Narambuena y Bajo del Toro con el Complejo Industrial El Portón, YPF continuó avanzando en las instalaciones de tratamiento de gas, con puesta en marcha prevista para el 1T27.

En **Logística**, tras la exitosa puesta en marcha de la modernización del poliducto Luján de Cuyo–Monte Cristo en el 2T26, que incrementó la capacidad de evacuación de productos de la refinería de Luján de Cuyo, la Compañía continuó con obras de integridad en la red de ductos que abastece a la refinería La Plata.

Información Operativa Midstream & Downstream								
Cifras no auditadas						9M26	9M25	A/A Δ
Crudo procesado (Kbbld)	344,0	350,8	326,2	-1,9%	5,5%	346,4	315,2	9,9%
Utilización refinarias (%)	101,8%	103,8%	96,5%	-202bps	526bps	102,5%	93,3%	922bps

Volumenes vendidos a terceros (YPF Individual)								
Venta de productos refinados (Km3)	5.191	5.193	4.842	0,0%	7,2%	15.407	14.136	9,0%
Mercado local	4.455	4.565	4.425	-2,4%	0,7%	13.295	12.753	4,3%
por nafta	1.522	1.500	1.501	1,5%	1,4%	4.600	4.394	4,7%
por gasoil	2.209	2.360	2.154	-6,4%	2,6%	6.620	6.198	6,8%
Mercado externo	736	628	417	17,1%	76,5%	2.113	1.383	52,7%
Venta de productos petroquímicos (Ktn)	197	236	179	-16,4%	10,0%	634	561	12,9%
Mercado local	122	138	114	-11,3%	7,8%	380	342	11,3%
Mercado externo	75	98	65	-23,7%	13,9%	254	220	15,5%

Precios promedio netos								
Nafta (USD/m3) (mercado local)	776	824	567	-5,8%	36,8%	751	601	25,1%
Gasoil (USD/m3) (mercado local)	922	981	637	-6,0%	44,8%	893	682	31,0%

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

El **crudo procesado** promedió 344 kbb/d (-2% t/t), principalmente por el mantenimiento programado en la refinería La Plata iniciado en Sep-26. No obstante, la utilización de refino se mantuvo sólida en 102%. Este desempeño operativo generó excedente de nafta y destilados medios, permitiendo a YPF abastecer la demanda local sin importar combustibles, abastecer a otros refinadores locales y expandir las exportaciones de combustibles, principalmente nafta.

Los **volúmenes de ventas locales de combustibles** (YPF individual) fueron 3.731 mil m³ (-3% t/t). La caída fue principalmente por menor venta de gasoil (-6% t/t), tras ventas extraordinarias a refinadores locales en el 2T26, y una menor demanda industrial y agropecuaria en el 3T26, parcialmente compensadas por mayor venta de nafta (+1% t/t).

Los **volúmenes vendidos de petroquímicos** cayeron 16% t/t, principalmente por disminución en las ventas locales de propileno y aromáticos, y menores exportaciones de metanol por paradas de planta. Esto fue parcialmente compensado por mayores exportaciones de parafinas.

El **precio neto promedio local de combustibles medido en dólares** cayó 6% t/t, reflejando la estrategia de precios “buffer” de YPF para sostener la demanda ante la volatilidad de precios internacionales.

3.3 LNG & GAS INTEGRADO

Resultados LNG & Gas Integrado	3T26	2T26	3T25	T/T Δ	A/A Δ	9M26	9M25	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ventas de gas natural (IS + a terceros)	619	552	634	12,2%	-2,2%	1.521	1.556	-2,2%
Otros	24	30	28	-18,4%	-13,8%	76	71	7,5%
Ingresos	644	582	662	10,6%	-2,7%	1.597	1.627	-1,8%
Depreciaciones y amortizaciones	(6)	(33)	(2)	-81,8%	200,0%	(40)	(3)	N/A
Compras de gas natural (intersegmentos + a terceros)	(607)	(550)	(624)	10,4%	-2,7%	(1.500)	(1.561)	-3,9%
Costos operativos y Otros	(42)	(34)	(39)	22,9%	6,9%	(104)	(71)	46,4%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	(11)	(35)	(3)	-68,1%	270,4%	(47)	(8)	482,8%
Resultado operativo	(11)	(35)	(3)	-68,1%	270,4%	(47)	(8)	482,8%
Depreciaciones y amortizaciones	6	33	2	-81,8%	200,0%	40	3	N/A
EBITDA	(5)	(2)	(1)	179,6%	411,1%	(7)	(5)	32,5%
Arrendamientos	-	-	(0)	N/A	N/A	-	(1)	N/A
EBITDA Ajustado	(5)	(2)	(1)	179,6%	291,8%	(7)	(6)	5,9%
Inversiones	17	23	9	-26,1%	88,9%	58	26	123,1%

El **EBITDA Aj.** fue estable t/t, siendo negativo en US\$5 millones (vs. negativo en US\$2 millones en el 2T26). Las mayores compras de gas natural para abastecer la demanda invernal, junto con mayor provisión por incobrabilidad asociada a ventas de gas, fueron compensadas en gran medida por mayores ventas estacionales de gas natural, particularmente a clientes residenciales e industriales.

Las **inversiones** continuaron principalmente destinadas al Proyecto Argentina LNG.

En agosto de 2026, YPF presentó el **Proyecto Argentina LNG** bajo el régimen RIGI. Se trata del mayor proyecto de inversión privada de Argentina y de la solicitud más grande presentada bajo el RIGI. El proyecto contempla inversiones por aproximadamente US\$51.000 millones durante la vida del proyecto, de los cuales se estima alcanzar aproximadamente US\$29.000 millones para 2031, siendo US\$24.000 millones para infraestructura integrada de LNG y US\$5.000 millones para el desarrollo del upstream. Se prevé que entre 60% y 70% de la inversión en infraestructura sea financiada mediante deuda de project finance.

3.4 NUEVAS ENERGÍAS

Resultados Nuevas Energías	3T26	2T26	3T25	T/T Δ	A/A Δ	9M26	9M25	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ventas de gas natural retail (a terceros)	338	195	201	73,5%	68,1%	685	536	28,0%
Ventas de productos agro	344	291	260	18,1%	32,6%	826	671	23,1%
Otros	67	63	38	6,5%	74,3%	182	137	32,9%
Ingresos	749	549	499	36,4%	50,1%	1.694	1.344	26,0%
Depreciaciones y amortizaciones	(15)	(7)	(9)	114,3%	66,7%	(36)	(34)	5,9%
Compras de gas natural (intersegmentos + a terceros)	(186)	(110)	(106)	68,4%	76,1%	(378)	(265)	42,3%
Compras de productos agro (a terceros)	(262)	(263)	(226)	-0,6%	16,0%	(650)	(568)	14,4%
Costos operativos y Otros	(200)	(122)	(107)	64,2%	87,4%	(481)	(385)	24,8%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	87	47	52	85,1%	66,0%	150	91	64,1%
Pérdida de valor en propiedades, planta y equipo y recupero y (desvalorización) de inventarios	-	(8)	(5)	N/A	N/A	(8)	4	N/A
Resultado operativo	87	39	47	123,1%	83,5%	142	95	48,8%
Depreciaciones y amortizaciones	15	7	9	114,3%	66,7%	36	34	5,9%
Perforaciones exploratorias improductivas (Litio)	-	3	-	N/A	N/A	3	-	N/A
Pérdida de valor en propiedades, planta y equipo y recupero y (desvalorización) de inventarios	-	8	5	N/A	N/A	8	(4)	N/A
EBITDA	102	57	61	78,9%	66,1%	189	125	50,7%
Diversos - Resultado por venta de Compañías	-	2	-	N/A	N/A	2	-	N/A
EBITDA Ajustado	102	59	61	72,1%	66,1%	191	125	52,5%
Inversiones	10	8	7	25,0%	33,4%	27	26	3,8%

El **EBITDA Aj.** alcanzó US\$102 millones (+72% t/t), explicado principalmente por mayores ventas estacionales de gas natural de nuestra subsidiaria Metrogas, impulsadas por una suba en la demanda residencial, parcialmente compensadas por mayores compras de gas natural, mientras que el negocio agropecuario se mantuvo estable.

En Ago-26, YPF aceptó la oferta de Edenor para adquirir la **participación accionaria del 70% que YPF tiene en Metrogas y Metroenergía** por US\$780 millones, avanzando con la estrategia de optimización del portafolio de YPF, sujeto al cierre de la operación. Hasta tanto ello ocurra, los resultados de Metrogas y Metroenergía continuarán consolidándose dentro de este segmento de negocio.

Información Operativa Nuevas Energías	3T26	2T26	3T25	T/T Δ	A/A Δ	9M26	9M25	A/A Δ
Cifras no auditadas								
Volumenes vendidos a terceros (YPF Individual)								
Venta de fertilizantes, granos y harinas (Ktn)	681	601	535	13,3%	27,2%	1.667	1.489	11,9%
Mercado local	163	118	196	38,2%	-16,9%	365	403	-9,5%
Mercado externo	517	483	339	7,2%	52,8%	1.302	1.086	19,9%

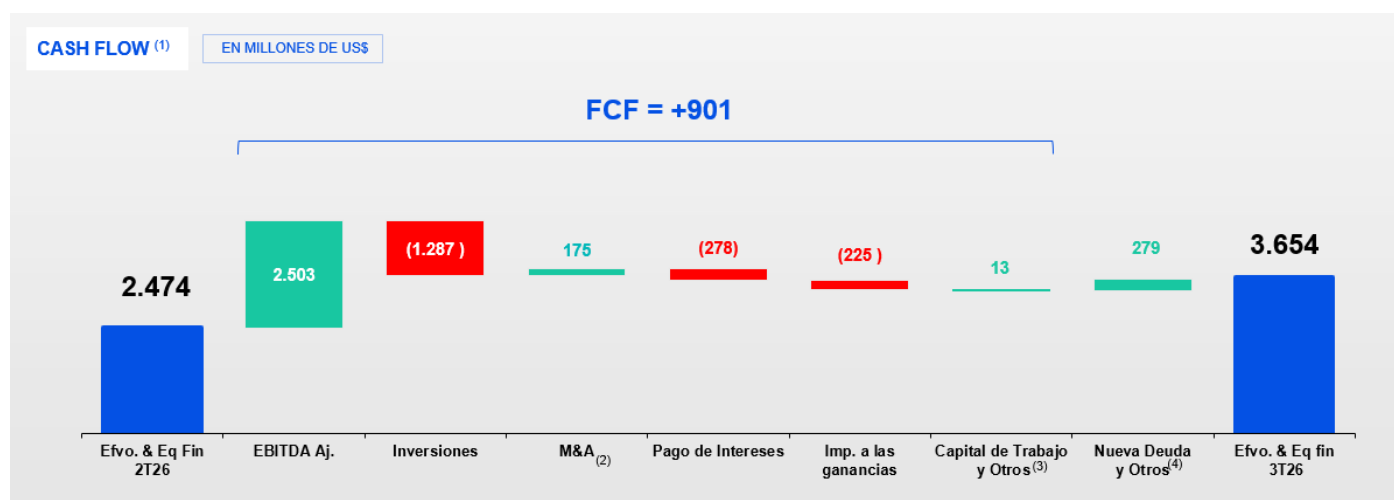
Los **volúmenes de venta de fertilizantes** (100% mercado local) aumentaron 83% t/t, reflejando una mayor actividad agrícola y demanda estacional, mientras que los **volúmenes de venta de granos y harinas**, destinados casi en su totalidad a la exportación (99,7% en el 3T26, 94% en el 2T26 y 98% en el 3T25), aumentaron 1% t/t, impulsados por mejores condiciones en los mercados de exportación.

4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

4.1 RESUMEN DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

El **flujo de caja libre** se mantuvo sólido en US\$901 millones en el 3T26, alcanzando el segundo récord trimestral más alto de YPF. El EBITDA Ajustado de US\$2.503 millones cubrió holgadamente las inversiones por US\$1.287 millones, pago regular de intereses por US\$278 millones y pago de impuesto a las ganancias por US\$225 millones. La salida de caja fue atenuada por fondos provenientes de operaciones de M&A por US\$175 millones (correspondientes principalmente a las cobranzas iniciales por la venta de Metrogas y de los clústeres convencionales: Mendoza No Operado y Chachahuén) y por un capital de trabajo y otros conceptos levemente positivos por US\$13 millones.

Respaldados por la sólida generación de caja mencionada anteriormente, así como por la contribución positiva de nueva deuda y otros conceptos por US\$279 millones, **el efectivo e inversiones de corto plazo** aumentaron a US\$3.654 millones al cierre del 3T26 (frente a US\$2.474 millones al cierre del 2T26), cubriendo más de 2 años y medio del perfil de vencimientos de deuda de YPF. En materia de financiamiento, se destacó la exitosa colocación de un bono internacional por aproximadamente US\$1.200 millones con vencimiento en 2035 y la recompra de bonos internacionales con vencimientos en 2027 y 2029 por un total de US\$531 millones en septiembre.



Notas: YPF S.A. individual. [1] Aproximación de la evolución del flujo de caja, destacando cifras clave. Caja y equivalentes incluyen bonos soberanos argentinos y Letras del Tesoro. [2] M&A incluye el cobro inicial por la desinversión del clúster Chachahuén (40) y la venta de Metrogas (78), ambas transacciones sujetas a cierre, entre otros cobros. [3] Considera mayores ventas estacionales de gas, cobro de dividendos de afiliadas (+19), aportes a afiliadas (-50), entre otros. [4] Otros incluyen principalmente diferencias de cambio y cobro neto por venta de activos financieros.

4.2 DEUDA NETA

Desglose Deuda Neta	3T26	2T26	3T25	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Deuda corto plazo	1.578	1.607	2.653	-1,8%
Deuda largo plazo	8.672	8.521	7.958	1,8%
Deuda Total	10.250	10.128	10.611	1,2%
Tasa de interés promedio para deuda US\$	7,3%	7,0%	6,7%	
% deuda en USD	100,0%	99,5%	98,7%	
Caja y equivalente de caja	3.654	2.474	1.016	47,7%
% de liquidez dolarizada	83,0%	67,6%	70,5%	
Deuda neta	6.596	7.654	9.595	-13,8%

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

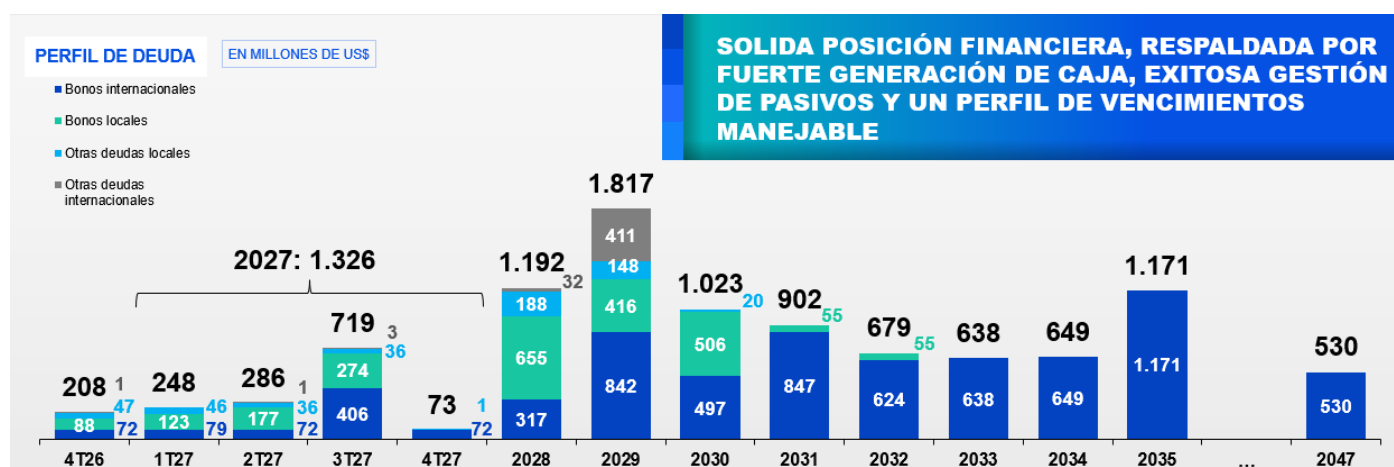
Al 30 de septiembre de 2026, la **deuda neta consolidada** de YPF totalizó US\$6.596 millones (US\$1.058 millones menos t/t), impulsada por una sólida generación de flujo de caja que fortaleció la posición de liquidez de la Compañía. Como resultado, el **ratio de apalancamiento neto** mejoró de 1,09x en el 2T26 a 0,81x en el 3T26. Este nivel también representa una reducción del 62% respecto del pico registrado en el 3T25 (2,10x) y se posiciona como el menor nivel de apalancamiento neto alcanzado por YPF en más de una década.

En términos de **financiamiento**, durante el 3T26 YPF regresó exitosamente al **mercado internacional de capitales** mediante la emisión de un bono no garantizado por aproximadamente US\$1.200 millones, con vencimiento en 2035 y un rendimiento de 7,85%. La transacción representó la emisión de bono más grande de YPF en 11 años y alcanzó un **spread** mínimo récord de ~300 puntos básicos sobre los bonos del Tesoro de Estados Unidos. Como parte de su estrategia de gestión de pasivos, la Compañía utilizó parte de los fondos para recomprar US\$531 millones de bonos internacionales con vencimientos entre 2027 y 2029, extendiendo el perfil de vencimientos de deuda y reduciendo las necesidades de refinanciamiento de corto plazo.

En el **mercado local de capitales**, YPF emitió US\$171 millones adicionales con un rendimiento de 5,5%, mediante la reapertura de su bono US\$-MEP con vencimiento en abril de 2030, emitido originalmente en abril de 2026 por US\$122 millones. Con posterioridad al cierre del trimestre, la Compañía emitió US\$72 millones adicionales del bono US\$-MEP con un rendimiento de 6,0%, e inició el rescate anticipado de un bono US\$-MEP por US\$140 millones con vencimiento en mayo de 2027, previsto para noviembre de 2026.

En cuanto a nuestro **perfil de vencimientos**, para los 3 meses restantes de 2026 la Compañía enfrenta vencimientos manejables por US\$208 millones: US\$88 millones correspondientes a bonos locales (de los cuales US\$14,9 millones fueron recomprados con posterioridad al cierre del 3T26); US\$72 millones de bonos internacionales y el remanente correspondiente a otras deudas locales e internacionales.

El siguiente gráfico presenta el perfil de vencimientos de deuda consolidada de YPF al 30 de septiembre de 2026, excluyendo intereses:



5. TABLAS

5.1 BALANCE CONSOLIDADO

Balance General Consolidado		
Cifras no auditadas	30-Sep-26	31-Dec-25
Activo No Corriente		
Activos intangibles	846	1.068
Propiedades, planta y equipo	19.893	19.085
Activos por derecho de uso	735	537
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	2.243	1.610
Activos por impuesto diferido, netos	24	9
Otros créditos	678	648
Créditos por ventas	3	5
Total del Activo No Corriente	24.422	22.962
Activo Corriente		
Activos mantenidos para la venta	1.670	1.019
Inventarios	1.559	1.447
Activos de contratos	3	3
Otros créditos	896	1.159
Créditos por ventas	1.975	1.654
Inversiones en activos financieros	1.667	262
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.987	933
Total del Activo Corriente	9.757	6.477
Total del Activo	34.179	29.439
Total Patrimonio Neto	14.016	11.044
Pasivo No Corriente		
Provisiones	951	610
Pasivos por impuesto diferido, netos	476	373
Pasivos de contratos	243	180
Impuesto a las ganancias a pagar	756	830
Cargas fiscales	11	18
Remuneraciones y cargas sociales	171	63
Pasivos por arrendamientos	442	273
Préstamos	8.672	8.226
Otros pasivos	569	373
Cuentas por pagar	5	6
Total del Pasivo No Corriente	12.296	10.952
Pasivo Corriente		
Pasivos asociados con activos mantenidos para la venta	739	1.181
Provisiones	299	229
Pasivos de contratos	150	117
Impuesto a las ganancias a pagar	1.233	73
Cargas fiscales	401	217
Remuneraciones y cargas sociales	366	336
Pasivos por arrendamientos	324	298
Préstamos	1.578	2.355
Otros pasivos	546	399
Cuentas por pagar	2.231	2.238
Total del Pasivo Corriente	7.867	7.443
Total del Pasivo	20.163	18.395
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	34.179	29.439

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

5.2 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						3T26	2T26	3T25
						T/T Δ	A/A Δ	
Ingresos						6.557	6.574	4.643
Costos						(3.822)	(3.609)	(3.309)
Resultado bruto						2.735	2.965	1.334
Gastos de comercialización						(626)	(601)	(462)
Gastos de administración						(334)	(323)	(251)
Gastos de exploración						(15)	(17)	(17)
Desvalorización de inventarios y recupero de valor en propiedades, planta y equipo						-	(8)	(5)
Otros resultados operativos, netos						161	(203)	(48)
Resultado operativo						1.921	1.813	552
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos						134	115	32
Ingresos financieros						31	63	28
Costos financieros						(304)	(312)	(257)
Otros resultados financieros						45	119	(16)
Resultados financieros, netos						(228)	(130)	(245)
Resultado antes de impuesto a las ganancias						1.827	1.798	339
Impuesto a las ganancias						(631)	(593)	(537)
Resultado neto del período						1.196	1.205	(198)
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante						1.181	1.201	(206)
Resultado neto atribuible al interés no controlante						15	4	8
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)						0,30	0,31	(0,05)

9M26	9M25	A/A Δ
18.077	13.892	30,1%
(10.619)	(10.064)	5,5%
7.458	3.828	94,8%
(1.716)	(1.468)	16,9%
(948)	(743)	27,7%
(52)	(68)	-23,5%
(8)	4	N/A
(122)	(397)	-69,3%
4.612	1.156	299,0%
350	107	227,1%
126	72	75,0%
(920)	(821)	12,1%
109	3	N/A
(685)	(746)	-8,2%
4.277	517	727,3%
(1.467)	(667)	119,9%
2.810	(150)	N/A
2.786	(172)	N/A
24	22	9,1%
0,71	(0,04)	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								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						3T26	2T26	3T25
						T/T Δ	A/A Δ	
Efectivo al inicio del ejercicio						1.318	1.326	774
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas						2.863	2.372	1.225
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión						(1.955)	(2.031)	(1.662)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación						(162)	(328)	497
Ajustes de conversión & otros						(77)	(21)	(35)
Efectivo al cierre del período						1.987	1.318	799
Inversiones en activos financieros						1.667	1.156	217
Caja + inversiones corrientes al cierre						3.654	2.474	1.016
FCF						901	824	(759)

9M26	9M25	A/A Δ
933	1.118	-16,5%
7.100	3.221	120,4%
(4.695)	(4.303)	9,1%
(1.277)	871	N/A
(74)	(108)	-31,5%
1.987	799	148,7%
1.667	217	668,2%
3.654	1.016	259,6%
2.596	(2.081)	N/A

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% 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 nuevas energías, YPF Luz, nuestra subsidiaria, es la tercera compañía de generación eléctrica más grande de Argentina. El Gobierno es el accionista controlante, con una participación del 51%, y YPF cotiza en la NYSE y en BYMA.

7. DISCLAIMER

Puede encontrar información adicional sobre YPF S.A., una sociedad anónima constituida de conformidad con las leyes de Argentina (la "Compañía" o "YPF") en la sección "Inversores" de la página web www.ypf.com.

El presente documento no constituye una oferta de venta ni una solicitud de oferta de compra de valores de la Compañía en ninguna jurisdicción. Los valores no pueden ser ofrecidos o vendidos en los Estados Unidos sin registro en la U.S. Securities Exchange Commission ("SEC"), la Comisión Nacional de Valores (CNV) o una exención de dichos registros.

La información contenida en este documento y su integridad no pueden considerarse fiables a ningún efecto. Cierta información contenida en este documento puede haber sido obtenida de fuentes publicadas, que pueden no haber sido verificadas o auditadas de forma independiente. Ni la Compañía ni ninguna de sus filiales (en el sentido de la Rule 405 de la Securities Act of 1933, "filiales"), miembros, consejeros, directivos o empleados ni ninguna otra persona (las "Partes Relacionadas") ofrecen ni ofrecerán declaración o garantía alguna, expresa o implícita, en cuanto a la exactitud, integridad o imparcialidad de la información o las opiniones contenidas en este documento o cualquier otro material comentado verbalmente, y cualquier confianza que usted deposite en ellas será por su cuenta y riesgo. Las opiniones aquí vertidas se basan en información general recopilada en el momento de redactar el presente documento y están sujetas a cambios sin previo aviso. Además, ni la Compañía ni ninguna de sus Partes Relacionadas aceptan ni aceptarán responsabilidad alguna (ya sea directa o indirecta, contractual, extracontractual o de otro tipo) en relación con dicha información u opiniones o con cualquier otro asunto relacionado con este documento o su contenido o que surja de cualquier otro modo en relación con el mismo.

Este documento también puede incluir ciertas medidas financieras no NIIF (Normas Internacionales de Información Financiera) que no han sido objeto de una auditoría financiera para ningún período. La información y las opiniones contenidas en este documento se facilitan a la fecha del mismo y están sujetas a verificación, finalización y modificación sin previo aviso.

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

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

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

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