

YPF

2T26

PRESENTACIÓN WEBCAST DE RESULTADOS

Webcast: 11 de Agosto, 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 2T26

	KPI	2T26	1T26	T/T Δ	2T25	A/A Δ	1S26	1S25	Δ
Financieros	Ingresos	6.574	4.946	33%	4.641	42%	11.520	9.249	25%
	EBITDA Ajustado	2.804	1.594	76%	1.124	149%	4.398	2.369	86%
	Resultado neto	1.205	409	195%	58	N/A	1.614	48	N/A
	Inversiones	1.340	980	37%	1.160	16%	2.321	2.374	-2%
	FCF	824	871	-5%	(365)	N/A	1.695	(1.322)	N/A
	Deuda neta	7.654	8.425	-9%	8.833	-13%	7.654	8.833	-13%
	Ratio de apalancamiento neto (x)	1,1	1,6	-31%	1,9	-44%	1,1	1,9	-44%
Upstream	Producción total (Kboe/d) ⁽¹⁾	544,4	525,0	4%	545,7	0%	534,8	548,9	-3%
	Crudo (Kbbl/d)	265,5	271,0	-2%	247,9	7%	268,2	258,8	4%
	Gas Natural (Mm3/d)	37,3	32,8	14%	39,7	-6%	35,0	38,5	-9%
	NGL (Kbbl/d)	44,6	47,7	-6%	48,0	-7%	46,2	47,7	-3%
	Precio de crudo (US\$/bbl)	91,1	68,4	33%	59,5	53%	79,7	63,9	25%
	Precio de gas natural (US\$/MBTU)	4,2	2,9	44%	4,1	3%	3,6	3,5	2%
	Export. crudo (Kbbl/d)	33,8	38,3	-12%	43,6	-23%	36,0	40,0	-10%
	Producción Crudo Shale (Kbbl/d)	212,7	205,4	4%	145,1	47%	209,1	146,2	43%
	Costos extracción (US\$/boe) ⁽²⁾	8,4	8,7	-3%	12,3	-31%	8,6	13,8	-38%
	Costos extrac. shale oil hub (US\$/boe) ⁽²⁾	4,0	3,7	9%	4,6	-12%	3,9	4,5	-14%
Midstream & Dv	Crudo procesado (Kbbl/d)	350,8	344,3	2%	301,4	16%	347,6	309,6	12%
	Utilización refinarias (%)	104%	102%	2%	89%	16%	103%	92%	12%
	Venta local combustibles (Km3) ⁽³⁾	3.869	3.631	7%	3.532	10%	7.501	6.937	8%
	Precio neto local comb. (US\$/m3)	920	717	28%	641	43%	821	669	23%
	Combustible importado (Km3) ⁽³⁾	-	-	N/A	95	N/A	-	173	N/A
	EBITDA Ajustado R&M (US\$/bbl)	23,2	14,9	56%	13,0	79%	19,1	14,3	34%

En US\$ millones, salvo que se indique lo contrario. EBITDA = Resultado operativo + Depreciación de propiedad, planta y equipo + Depreciación por derecho de uso de uso de activos + Amortización de activos intangibles + Perforaciones exploratorias improductivas + (Reversión) / Deterioro de propiedad, planta y equipo. EBITDA Ajustado = EBITDA que excluye los efectos de la NIIF 16 + partidas no recurrentes. Ratio de apalancamiento neto = Deuda neta / EBITDA Ajustado de los últimos 12 meses. FCF = Flujo Neto de las Actividades Operativas menos inversiones (Actividades de inversión), M&A (Actividades de inversión), y pago de intereses y leasing (Actividades de Financiación). Combustible = gasoil + nafta. R&M es el negocio de refino y marketing, excluye petroquímica y productos agros. El EBITDA Ajustado del segmento R&M del 2025 ha sido recalculada como resultado de una reasignación de los impuestos a los créditos y débitos desde el segmento Midstream & Downstream hacia el segmento Corporación.

(1) Incluye producción adicional de 4.9% del bloque Bandurria Sur, no consolidada en el balance de YPF. (2) Los costos de extracción subyacentes —total y shale oil hub, respectivamente— excluyen costos específicos de servicios de pozo. Incluyendo este impacto, costos de lifting en US\$/BOE hubieran sido 8,7 y 4,5 en 2T26; 8,8 y 4,0 en 1T26; 12,3 y 4,7 en 2T25; 8,7 y 4,3 en 1S26; y 13,8 y 4,6 en 1S25. (3) Los volúmenes de combustibles vendidos en el mercado local y las importaciones de combustibles incluyen a Refinor para 1S26 (31 km³ de gasoil, 42 km³ de nafta, cero importaciones de combustibles), 2T26 (20 km³ de gasoil, 21 km³ de nafta, cero importaciones), 1T26 (11 km³ de gasoil, 21 km³ de nafta, cero importaciones) y 4T25 (cero volúmenes de combustibles vendidos, cero importaciones de combustibles). YPF posee el 100% de Refinor desde octubre de 2025.

El **EBITDA Aj.** fue récord de US\$2.804 millones (+76% t/t y +149% a/a), el mayor EBITDA trimestral en la historia de YPF. El margen EBITDA subió a 43% (vs. 32% en 1T26 y 24% en 2T25), el más alto de los últimos 20 años. Esto fue impulsado por mayor producción shale, nivel récord de procesamiento, el alza de precios internacionales (junto a mayor valuación de inventarios de crudo y productos refinados) y mayores ventas estacionales de gas natural, parcialmente compensado por mayores costos en términos reales. La suba a/a fue por menor costo de extracción (-30%), mayor procesamiento (+16%) sin importaciones y con demanda más sólida, y mayor impacto de precios internacionales.

Las **inversiones** alcanzaron US\$1.340 millones (+37% t/t y +16% a/a), 77% alocado a operaciones no convencionales. La suba respondió principalmente al devengamiento del bono por la adjudicación de cinco bloques no convencionales para el proyecto Argentina LNG, cuyo despliegue de inversiones será en los próximos años, e inversiones de upstream en instalaciones en La Angostura Sur y Norte. Esperamos una aceleración de las inversiones de shale en el 2S26.

La **producción shale oil** promedió 213 kbbl/d (+4% t/t y +47% a/a), representando el 80% de la producción total de petróleo (vs. 76% en 1T26 y 59% en 2T25). Esperamos que la aceleración de la producción continúe durante 2S26, en línea para alcanzar nuestro objetivo anual de 215 kbbl/d y 250 kbbl/d al cierre del año.

En may-26, YPF aplicó el **Proyecto LLL Oil** para RIGI, la mayor iniciativa de exportación de petróleo del país. El proyecto incluye cinco bloques no convencionales, 100% desarrollados por YPF, con más de 1.150 pozos de inventario e inversiones de US\$25 mil millones durante 15 años. Se espera alcanzar producción plateau de ~240 kbbl/d a partir de 2032, 100% exportación vía VMOS. Dada su escala, la aprobación podría darse en vehículos separados.

Los **niveles de procesamiento en nuestras refineries** alcanzaron nuevo récord de 351 kbbl/d (+2% t/t y +16% a/a), con máximo histórico en producción de naftas y destilados medios, permitiendo evitar importaciones, abastecer la demanda local y a otros refinadores y expandir las exportaciones, parcialmente compensado por paro de mantenimiento en refinería Luján de Cuyo en abr-26. La suba a/a se explica por el paro programado de refinería La Plata en 2T25.

El **Flujo de caja libre**, nuevamente en terreno positivo, fue US\$824 millones (-US\$47 millones t/t y +US\$1.189 millones a/a), la tercera mayor generación de flujo de caja libre en nuestra historia. Este desempeño fue explicado por un EBITDA récord, principalmente dado por mayores precios internacionales y un fuerte desempeño operativo. Por ende, el **ratio de apalancamiento neto** bajó a 1,1x, casi la mitad del 3T25 (2,1x), siendo el más bajo de los últimos 11 años.

Avance en nuestros proyectos principales:

- **Andes II:** en may-26 completamos la salida de Manantiales Behr. En jul-26 firmamos la venta de 2 clústeres en las provincias de Mendoza y La Pampa (17 kbbl/d): Chachahuén y Mendoza No Operado, por un valor total de US\$405 millones (sujeto a cierre). Excluyendo los activos en desinversión, ~95% de nuestra producción de petróleo sería shale.
- **VMOS:** avanzando según lo previsto para alcanzar la habilitación al cierre del 4T26. A jul-26, el proyecto registra un avance del ~80%, esperando la primera exportación de petróleo a comienzos de 2027.
- **Argentina LNG:** Eni y XRG se unieron al desarrollo upstream (5 bloques de shale gas en Vaca Muerta: Meseta Buena Esperanza I & II, Las Tacanas I & II y Aguada Villanueva Norte), 32% cada uno (YPF: 36%).

Buenos Aires, 10 de agosto 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 2T26

Desglose Ingresos Consolidados								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						1S26	1S25	A/A Δ
2T26	1T26	2T25	T/T Δ	A/A Δ				
Gasoil	2.430	1.662	1.526	46,2%	59,2%	4.093	3.047	34,3%
Nafta	1.332	1.130	923	17,9%	44,2%	2.462	1.960	25,6%
Gas natural como productores (a terceros)	456	283	447	61,1%	2,2%	740	753	-1,7%
Otros	1.257	998	1.025	25,9%	22,5%	2.254	2.014	12,0%
Total Mercado Local	5.475	4.073	3.922	34,4%	39,6%	9.548	7.774	22,8%
Jet fuel	184	158	73	16,2%	152,9%	342	167	105,0%
Granos y harinas	216	143	172	50,8%	25,9%	359	305	17,9%
Crudo	304	256	254	18,8%	19,8%	560	494	13,3%
Petroquímicos y otros	395	316	221	25,3%	78,8%	711	510	39,5%
Total Mercado Externo	1.099	873	719	25,9%	52,8%	1.972	1.475	33,7%
Total Ingresos	6.574	4.946	4.641	32,9%	41,7%	11.520	9.249	24,6%

Los **ingresos netos** fueron US\$6.574 millones (+33% t/t), impulsados principalmente por el efecto de mayores precios locales e internacionales de gasoil, nafta, *jet fuel*, petróleo, petroquímicos y otros refinados, combinados con una fuerte demanda estacional de gasoil, gas natural y granos y harinas, respaldado por nivel récord de procesamiento. Esto fue parcialmente compensado por menor demanda estacional local de nafta (atenuada por mayor exportación de nafta).

Desglose Costos Consolidados								
Cifras no auditadas, en US\$ millones						1S26	1S25	A/A Δ
2T26	1T26	2T25	T/T Δ	A/A Δ				
Costo de extracción	(427)	(417)	(611)	2,5%	-30,1%	(844)	(1.369)	-38,4%
Otros Upstream	(112)	(88)	(158)	28,0%	-29,0%	(200)	(305)	-34,5%
Costos Downstream	(556)	(484)	(527)	14,9%	5,5%	(1.040)	(1.057)	-1,6%
Otros Midstream & Downstream	(165)	(199)	(123)	-17,1%	34,0%	(364)	(238)	53,2%
LNG & GI, NNEE, Corpo y Otros	(207)	(206)	(109)	0,5%	89,9%	(414)	(304)	36,2%
Total Costos Operativos	(1.468)	(1.394)	(1.529)	5,3%	-4,0%	(2.862)	(3.273)	-12,6%
Depreciaciones y Amortizaciones	(878)	(743)	(788)	18,2%	11,4%	(1.621)	(1.594)	1,7%
Regalías	(359)	(254)	(243)	41,4%	47,8%	(613)	(508)	20,6%
Otros	(382)	(325)	(312)	17,5%	22,4%	(707)	(631)	12,1%
Total Otros Costos	(1.619)	(1.322)	(1.343)	22,5%	20,6%	(2.941)	(2.733)	7,6%
Importación de combustibles (incluye jet fuel)	(4)	(3)	(53)	63,6%	-92,2%	(7)	(112)	-94,1%
Compras de crudo a terceros	(878)	(671)	(442)	30,9%	98,7%	(1.548)	(927)	67,0%
Compras de biocombustibles	(305)	(281)	(244)	8,4%	25,0%	(587)	(470)	24,9%
Compras de productos agro	(263)	(125)	(224)	110,6%	17,7%	(388)	(342)	13,4%
Otras compras	(191)	(199)	(246)	-4,3%	-22,4%	(390)	(385)	1,2%
Variación de existencias	178	5	(132)	N/A	N/A	183	(63)	N/A
Total de Compras y Variación de existencias	(1.463)	(1.272)	(1.340)	14,9%	9,2%	(2.736)	(2.299)	19,0%
Otros resultados operativos, netos	(203)	(80)	(26)	153,8%	680,8%	(283)	(349)	-18,9%
Desvalorización de inventarios y recupero de valor en propiedades, planta y equipo	(8)	-	9	N/A	N/A	(8)	9	N/A
Total Costos Operativos + Compras + Deterioro de Activos	(4.761)	(4.068)	(4.229)	17,0%	12,6%	(8.830)	(8.645)	2,1%

La variación de existencias incluye el efecto precio por US\$ 219 millones en el 2T26, (US\$ 23) millones en el 1T26, (US\$ 96) millones en el 2T25, US\$ 196 en el 1S 2026 and (US\$ 91) en el 1S 2025.

Los **costos operativos** totalizaron US\$1.468 millones (+5% t/t), reflejando principalmente mayores costos en términos reales en todos los segmentos de negocio. En Upstream, los costos se incrementaron debido a una mayor actividad de mantenimiento de pozos y al aumento de la producción de gas natural. En Midstream & Downstream, la suba se dio por mayores costos logísticos asociados al incremento de las ventas locales y exportaciones. **Otros costos** alcanzaron US\$1.619 millones (+22% t/t), principalmente por mayores cargos por depreciación y amortización en La Angostura Sur I y II tras la puesta en marcha de nuevos pozos, junto con mayores regalías, impulsadas por la mejora de los precios de petróleo y las ventas estacionales de gas, así como mayores impuestos vinculados a los ingresos.

Las **compras y variación de existencias** fueron US\$1.463 millones (+15% t/t). Las **compras** aumentaron t/t, principalmente por mayores precios de crudo adquirido a terceros, mayores compras estacionales de productos agrícolas y mayores volúmenes de biodiésel, para abastecer las mayores ventas de gasoil. Cabe destacar que el 2T26 fue otro trimestre sin importaciones de gasoil ni nafta. La **variación de existencias** fue positiva en US\$178 millones, vs. US\$5 millones en 1T26, dado principalmente por una mayor valuación de los inventarios crudo y productos refinados, ante la suba de los precios internacionales. Esto fue parcialmente compensado por una reducción de inventarios por mayor procesamiento de crudo y mayor consumo de gasoil para abastecer una demanda estacional más sólida.

Otros resultados operativos netos registraron pérdida de US\$203 millones (vs. pérdida de US\$80 millones en 1T26), principalmente por resultados extraordinarios asociados a la desinversión de activos convencionales. Mientras en el 2T26 se reconoció resultado negativo por cambios en el valor razonable de activos mantenidos para la venta

¹ 1 ADR = 1 acción. El capital social total era de 393.312.793 acciones a Jun-2026 (51% Gobierno argentino; 28% NYSE y 21% ByMA). Al 4-Ago-2026, se realizó un split accionario de 1 a 10, subiendo el capital social total a ~3.933,1 millones de acciones, mientras que el valor nominal disminuyó de AR\$10 por acción a AR\$1 por acción.

(Manantiales Behr) y reevaluación de compromisos, principalmente vinculados a campos maduros, en el 1T26 se registró un cargo de provisión por optimizaciones operativas.

Desglose Resultado neto	2T26	1T26	2T25	T/T Δ	A/A Δ	1S26	1S25	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Resultado operativo	1.813	878	412	106,5%	340,0%	2.691	604	345,5%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	115	101	(6)	13,9%	N/A	216	75	188,0%
Resultados financieros, netos	(130)	(327)	(256)	-60,2%	-49,3%	(457)	(501)	-8,8%
Resultado antes de impuestos	1.798	652	150	175,8%	N/A	2.450	178	N/A
Impuesto a las ganancias	(593)	(243)	(92)	144,0%	546,9%	(836)	(130)	543,8%
Resultado neto	1.205	409	58	194,6%	N/A	1.614	48	N/A
Resultado neto antes de deterioro de activos	1.210	409	52	195,9%	N/A	1.619	42	N/A

Los **resultados financieros netos** fueron pérdida de US\$130 millones, explicada principalmente por cargos financieros, parcialmente compensados por ganancias medidas en dólares derivadas de nuestra gestión de liquidez. Este resultado refleja una mejora significativa vs. la pérdida de US\$327 millones del 1T26, dado principalmente por el impacto positivo de la menor valuación de los pasivos comerciales de corto plazo denominados en pesos.

El **impuesto a las ganancias** registró un cargo de US\$593 millones (vs. un cargo de US\$243 millones en 1T26), principalmente reflejando los mayores resultados operativos del período. En consecuencia, el **resultado neto** alcanzó una ganancia de US\$1.205 millones, en comparación con la ganancia de US\$409 millones registrada en el 1T26.

Finalmente, como parte de las iniciativas destinadas a mejorar la accesibilidad del mercado, YPF completó exitosamente el **Split** de acciones de 1 por 10 en ByMA, que entró en vigencia el 4 de agosto de 2026, ajustando la relación entre ADR y acción de 1:1 a 1:10. Cabe destacar que esta operación no modifica los derechos económicos de los accionistas, sus porcentajes de participación ni sus derechos de voto.

2. EBITDA AJUSTADO & CAPEX

2.1 RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO

Reconciliación EBITDA Ajustado	2T26	1T26	2T25	T/T Δ	A/A Δ	1S26	1S25	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Resultado neto	1.205	409	58	194,6%	N/A	1.614	48	N/A
Resultados financieros, netos	130	327	256	-60,2%	-49,3%	457	501	-8,8%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(115)	(101)	6	13,9%	N/A	(216)	(75)	188,0%
Impuesto a las ganancias	593	243	92	144,0%	546,9%	836	130	543,8%
Perforaciones exploratorias improductivas	3	9	1	-66,7%	200,0%	12	1	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	878	743	788	18,2%	11,4%	1.621	1.594	1,7%
Desvalorización de inventarios y recupero de valor en propiedades, planta y equipo	8	-	(9)	N/A	N/A	8	(9)	N/A
EBITDA	2.702	1.630	1.192	65,8%	126,7%	4.332	2.190	97,8%
Arrendamientos	(94)	(86)	(82)	9,9%	15,6%	(180)	(167)	8,1%
Provisión por optimizaciones operativas	(13)	70	30	N/A	N/A	57	30	90,0%
Resultado por venta de activos	-	(4)	(168)	N/A	N/A	(4)	(182)	-97,8%
Resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta	147	(14)	44	N/A	234,1%	133	244	-45,5%
Provisión por indemnizaciones	(6)	-	-	N/A	N/A	(6)	26	N/A
Provisión para materiales y equipos obsoletos	(11)	(9)	123	22,2%	N/A	(20)	259	N/A
Resultado por revaluación de sociedades	-	-	(45)	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	(3)	7	29	N/A	N/A	4	13	-71,9%
EBITDA Ajustado	2.804	1.594	1.124	75,9%	149,5%	4.398	2.368	85,7%

2.2 EBITDA AJUSTADO & CAPEX POR SEGMENTO

Segmentos	2T26	1T26	T/T Δ	2T25	A/A Δ	1S26	1S25	Δ
EBITDA Aj.								
Upstream	1.725	1.148	50%	786	119%	2.873	1.568	83%
Midstream & Downstream	967	598	62%	468	107%	1.565	1.014	54%
LNG & GI	(2)	-	N/A	(0)	338%	(2)	(5)	-60%
NNEE	39	27	45%	26	51%	66	64	4%
Corporación	(154)	(147)	4%	(90)	72%	(301)	(181)	67%
Eliminaciones y Otros	228	(32)	N/A	(66)	N/A	196	(92)	N/A
EBITDA ajustado	2.804	1.594	76%	1.124	149%	4.398	2.369	86%
Inversiones								
Upstream	1.066	783	36%	864	23%	1.849	1.843	0%
Midstream & Downstream	213	151	41%	246	-13%	363	450	-19%
LNG & GI	23	18	28%	14	64%	41	17	141%
NNEE	8	9	-11%	8	0%	17	19	-8%
Corporación	31	19	61%	28	12%	50	46	10%
Inversiones totales	1.340	980	37%	1.160	16%	2.321	2.374	-2%

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

Nueva definición de inversiones: Durante el 2T26, se revisó el criterio utilizado para definir las **Inversiones** (altas de Propiedad, Planta y Equipo (PP&E) y activos intangibles, excluyendo costos de abandono de pozos y consumos del período registrados en Costos Operativos, entre otros ajustes). Bajo la nueva metodología, **se excluyen adquisiciones por M&A** (fusiones y adquisiciones), con impacto únicamente en el 2T26. Cabe destacar que esta nueva definición no implica modificación alguna en las normas contables aplicadas por la Compañía.

3. ANÁLISIS DE RESULTADO POR SEGMENTO

3.1 UPSTREAM

Resultados Upstream	2T26	1T26	2T25	T/T Δ	A/A Δ	1S26	1S25	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Crudo	2.179	1.644	1.323	32,5%	64,6%	3.823	2.969	28,7%
Gas natural	537	346	541	55,3%	-0,7%	884	935	-5,5%
Otros	25	31	31	-20,0%	-19,2%	55	58	-4,1%
Ingresos	2.741	2.021	1.895	35,6%	44,6%	4.762	3.962	20,2%
Depreciaciones y amortizaciones	(632)	(522)	(588)	21,1%	7,5%	(1.154)	(1.190)	-3,0%
Costo de extracción	(427)	(417)	(611)	2,5%	-30,1%	(844)	(1.369)	-38,4%
Regalías	(356)	(253)	(242)	41,1%	47,0%	(609)	(505)	20,7%
Otros costos	(371)	(214)	(262)	73,4%	41,3%	(584)	(810)	-27,9%
Rdo operativo antes de deterioro de activos	955	616	191	55,0%	400,0%	1.571	88	N/A
Resultado operativo	955	616	191	55,0%	400,0%	1.571	88	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	632	522	588	21,1%	7,5%	1.154	1.190	-3,0%
Perforaciones exploratorias improductivas	-	9	1	N/A	N/A	9	1	800,0%
EBITDA	1.587	1.147	780	38,4%	103,5%	2.734	1.279	113,8%
Arrendamientos	(55)	(49)	(51)	14,2%	7,9%	(104)	(100)	3,9%
Provisión por optimizaciones operativas	(13)	70	30	N/A	N/A	57	30	90,0%
Resultado por venta de activos	-	(4)	(168)	N/A	N/A	(4)	(182)	-97,8%
Resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta	147	(14)	44	N/A	234,1%	133	244	-45,5%
Provisión por indemnizaciones	(6)	-	-	N/A	N/A	(6)	26	N/A
Provisión para materiales y equipos obsoletos	(11)	(9)	123	22,2%	N/A	(20)	259	N/A
Resultado asociados a pasivos por acuerdos	82	-	-	N/A	N/A	82	-	N/A
Diversos – Campos Maduros	(5)	7	29	N/A	N/A	1	12	-89,0%
EBITDA Ajustado	1.725	1.148	786	50,3%	119,4%	2.873	1.568	83,2%
Inversiones	1.066	783	864	36,0%	23,3%	1.849	1.843	0,3%

Cash Costs unitarios	2T26	1T26	2T25	T/T Δ	A/A Δ	1S26	1S25	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$/boe								
Costo de extracción ⁽¹⁾	8,4	8,7	12,3	-3,0%	-31,4%	8,6	13,8	-37,8%
Regalías y otros impuestos	8,5	6,3	6,2	34,6%	38,5%	7,4	6,4	16,5%
Otros costos	2,5	2,2	3,4	16,3%	-25,9%	2,3	3,4	-31,4%
Total Cash Costs (US\$/boe)	19,7	17,3	21,8	13,8%	-9,9%	18,5	23,6	-21,8%

⁽¹⁾ El costo de extracción subyacente excluye costos específicos de servicio de pozo. Incluyendo este impacto, los costos de extracción en US\$/BOE hubieran sido de 8,7 en el 2T26; 8,8 en el 1T26; 12,3 en el 2T25; 8,7 en el 1S26; y 13,8 en el 1S25.

Los **ingresos** totalizaron US\$2.741 millones (+36% t/t), impulsados principalmente por mayores precios de petróleo (+33% t/t) y por pico estacional de ventas de gas natural (+43% en precio y +8% en volumen), respaldado por la expansión del shale gas. Estos efectos fueron levemente compensados por menor volumen vendido de petróleo (-1% t/t), dado que la expansión de la producción de shale oil no logró compensar el programa de desinversión en el negocio convencional.

Las **depreciaciones y amortizaciones** alcanzaron US\$632 millones (+21% t/t), explicadas principalmente por la mayor actividad desplegada en La Angostura Sur I y II.

El **costo de extracción** alcanzó US\$8,4/BOE (-3% t/t), impulsado principalmente por una mayor producción estacional de gas natural y por la desinversión del bloque convencional Manantiales Behr en May-26, parcialmente compensado por mayores costos en términos reales. El costo de extracción **convencional** ascendió a US\$23,6/BOE (+8% t/t). Cabe destacar que, interanualmente, el costo de extracción registró una significativa reducción del 31%, principalmente como resultado del programa de salida de campos maduros.

En cuanto al costo de extracción de nuestro **shale oil hub**² (al 100% de participación), se mantuvo en un nivel competitivo de US\$4,0/BOE.

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. Los costos de extracción subyacentes (total y shale oil hub, respectivamente) excluyen costos específicos de servicios de pozos. Incluyendo este impacto, los costos de extracción en US\$/BOE hubieran sido de 8,7 y 4,5 en el 2T26; 8,8 y 4,0 en el 1T26; 12,3 y 4,7 en el 2T25; 8,7 y 4,3 en el 1S26; y 13,8 y 4,6 en el 1S25.

Las **regalías y otros impuestos** promediaron US\$8,5/BOE (+35% t/t), reflejando principalmente mayores precios realizados de petróleo y precios de gas natural estacionalmente más elevados. **Otros costos** totalizaron US\$371 millones (+73% t/t), explicados principalmente por mayores costos extraordinarios vinculados a la desinversión de activos convencionales y, en menor medida, por un incremento de impuestos asociados a los ingresos.

El **EBITDA Ajustado** totalizó US\$1.725 millones (+50% t/t), respaldado principalmente por mayores precios realizados de petróleo, en línea con la tendencia alcista de los precios internacionales, así como por mayores ventas estacionales de gas natural durante el período pico de demanda invernal, parcialmente compensados por mayores regalías e impuestos asociados a los ingresos.

Las **inversiones** alcanzaron US\$1.066 millones (+36% t/t), con más del 95% destinadas a áreas no convencionales (principalmente actividades de perforación y *workover*). El incremento secuencial se explicó principalmente por el devengamiento del bono de firma correspondiente a las concesiones no convencionales de los cinco bloques que serán dedicados íntegramente al Proyecto Argentina LNG. Se espera que las inversiones aumenten durante el 2S26 para respaldar el plan de crecimiento de la producción shale.

Los **pozos horizontales petróleo no convencional al 100%** registraron excelentes métricas durante el 2T26:

- Los pozos perforados aumentaron 22% t/t, alcanzando 56 pozos (66% participación promedio) vs. 46 pozos (56% participación promedio) en 1T26, todos ellos perforados en bloques operados por YPF;
- Los pozos completados también crecieron (+30% t/t), siendo 61 pozos (53% participación promedio) vs. 47 pozos (59% participación promedio) en 1T26, siendo 11 y 1 pozos no operados por YPF, respectivamente; y
- Los pozos enganchados subieron 51% t/t hasta 65 pozos (53% participación promedio) frente a 43 pozos (60% participación promedio) en 1T26, siendo 11 y 1 pozos no operados por YPF, respectivamente.

Vale destacar que alcanzamos un nuevo récord operativo en Vaca Muerta, completando **203 horas consecutivas de fractura hidráulica (más de 8,5 días de actividad ininterrumpida)** en el bloque Bandurria Sur. Este hito fue monitoreado por el *Real Time Intelligence Center* (RTIC), reflejando una operación de fractura completamente remota y autónoma, ejecutada íntegramente sin incidentes.

En términos de **eficiencias en nuestras operaciones no convencionales**, durante el **1S26** alcanzamos un sólido desempeño en perforación y fractura. En este sentido, la velocidad de perforación promedió 354 metros por día en nuestros bloques del shale oil hub, mientras que la velocidad de fractura no convencional alcanzó 11,4 etapas por set por día (equivalente a 302 etapas por set por mes), respaldada por 19,2 horas de bombeo por día.

Upstream información operativa	2T26	1T26	2T25	T/T Δ	A/A Δ	1S26	1S25	A/A Δ
Cifras no auditadas								
Desglose producción neta								
Producción Crudo (Kbbld)	265,5	271,0	247,9	-2,0%	7,1%	268,2	258,8	3,6%
Convencional	52,0	64,9	101,7	-19,9%	-48,8%	58,5	111,4	-47,5%
Shale	212,7	205,4	145,1	3,6%	46,6%	209,1	146,2	43,0%
Tight	0,7	0,7	1,0	-0,6%	-30,4%	0,7	1,2	-40,7%
Producción NGL (Kbbld)	44,6	47,7	48,0	-6,4%	-7,1%	46,2	47,7	-3,2%
Convencional	6,6	6,8	12,5	-3,7%	-47,4%	6,7	12,7	-47,0%
Shale	37,9	40,7	35,1	-6,8%	8,0%	39,3	34,5	14,0%
Tight	0,1	0,2	0,4	-34,7%	-68,1%	0,2	0,6	-69,7%
Producción Gas (Mm3d)	37,3	32,8	39,7	13,6%	-6,2%	35,0	38,5	-9,1%
Convencional	6,9	7,3	11,1	-5,3%	-37,3%	7,1	11,3	-36,6%
Shale	27,5	22,8	25,0	20,7%	9,7%	25,1	23,6	6,3%
Tight	2,8	2,7	3,6	4,8%	-21,3%	2,8	3,6	-23,8%
Producción Total (Kboed)	544,4	525,0	545,7	3,7%	-0,2%	534,8	548,9	-2,6%
Convencional	102,3	117,8	183,9	-13,2%	-44,4%	110,0	194,9	-43,5%
Shale	423,4	389,2	337,7	8,8%	25,4%	406,4	329,4	23,4%
Tight	18,7	18,0	24,1	4,1%	-22,5%	18,3	24,6	-25,7%
Precios promedio de realización								
Crudo (USD/bbl)	91,1	68,4	59,5	33,3%	53,2%	79,7	63,9	24,8%
Gas Natural (USD/MMBTU)	4,2	2,9	4,1	43,7%	3,1%	3,6	3,5	2,0%

La **producción de crudo** registró 265 kbbld/d (-2% t/t), reflejando principalmente la desinversión de activos convencionales, parcialmente compensada por el continuo crecimiento de la producción shale oil, impulsado por el sólido desempeño del bloque La Angostura Sur. El shale oil representó el 80% de la producción total de crudo.

La **producción de gas natural** se expandió 14% t/t hasta 37,3 millones de m³/d, impulsada principalmente por una mayor producción de shale gas (+21% t/t) en los bloques La Calera, Rincón del Mangrullo, Aguada Pichana Oeste y

Aguada de la Arena. Este efecto fue parcialmente compensado por una leve caída de la producción convencional, en línea con el avance del programa de desinversión de campos maduros.

La **producción de NGL** disminuyó levemente 6% t/t hasta 44,6 kbb/d, explicada principalmente por actividades de mantenimiento operativo y restricciones marginales de producción, parcialmente compensadas por la expansión de capacidad y el mejor desempeño de la planta de tratamiento de Mega.

3.2 MIDSTREAM & DOWNSTREAM

Resultados Midstream & Downstream	2T26	1T26	2T25	T/T Δ	A/A Δ	1S26	1S25	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Gasoil (3ros)	2.430	1.662	1.526	46,2%	59,2%	4.093	3.047	34,3%
Naftas (3ros)	1.332	1.130	923	17,9%	44,2%	2.462	1.960	25,6%
Otros mercado local	854	619	622	37,8%	37,2%	1.473	1.275	15,5%
Mercado externo	1.066	846	680	26,1%	56,8%	1.912	1.399	36,6%
Ingresos	5.682	4.257	3.752	33,5%	51,4%	9.939	7.682	29,4%
Depreciaciones y amortizaciones	(182)	(176)	(162)	3,4%	12,3%	(358)	(327)	9,5%
Costos Downstream	(556)	(484)	(527)	14,9%	5,5%	(1.040)	(1.057)	-1,6%
Importación de combustibles (incluye <i>jet fuel</i> - a terceros)	(4)	(3)	(53)	63,6%	-92,2%	(7)	(112)	-94,1%
Compras de crudo (intersegmento + a terceros)	(3.042)	(2.306)	(1.765)	31,9%	72,4%	(5.348)	(3.896)	37,3%
Compras de biocombustibles (a terceros)	(305)	(281)	(244)	8,4%	25,0%	(587)	(470)	24,9%
Compas de productos agro (a terceros)	(263)	(125)	(224)	110,6%	17,7%	(388)	(342)	13,4%
Variación de existencias	(156)	668	(114)	N/A	37,3%	512	(10)	N/A
Otros	(458)	(466)	(347)	-1,6%	32,2%	(924)	(728)	26,8%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	715	1.085	317	-34,1%	125,8%	1.799	739	143,5%
Desvalorización de inventarios y recupero de valor en propiedades, planta y equipo	(8)	-	-	N/A	N/A	(8)	-	N/A
Resultado operativo	707	1.085	317	-34,8%	123,2%	1.791	739	142,4%
Depreciaciones y amortizaciones	182	176	162	3,4%	12,3%	358	327	9,5%
Desvalorización de inventarios y recupero de valor en propiedades, planta y equipo	8	-	-	N/A	N/A	8	-	N/A
EBITDA	897	1.261	479	-28,9%	87,4%	2.157	1.066	102,4%
Arrendamientos	(38)	(30)	(29)	26,8%	31,7%	(68)	(64)	5,2%
Resultado por revaluación de sociedades	-	-	(44)	N/A	N/A	-	(44)	N/A
EBITDA Ajustado	859	1.231	406	-30,2%	111,5%	2.090	958	118,1%
Efecto precio de inventarios de productos derivados del petróleo	(108)	633	(61)	N/A	75,8%	525	(56)	N/A
EBITDA Ajustado excl. ef precio de inventarios productos oil	967	598	468	61,8%	106,8%	1.564	1.014	54,3%
Inversiones	213	151	246	41,3%	-13,4%	363	450	-19,2%

La variación de existencias incluye el efecto precio por (US\$ 101) millones en el 2T26, US\$ 636 millones en el 1T26, (US\$ 60) millones en el 2T25, US\$ 535 en el 1S 2026 and (US\$ 52) en el 1S 2025.

Los **ingresos** totalizaron US\$5.682 millones (+33% t/t), impulsados principalmente por mayores precios locales e internacionales de gasoil, nafta, jet fuel, petróleo, petroquímicos y otros productos refinados. Asimismo, registramos una demanda estacional más sólida de gasoil, y granos y harinas, junto con mayores exportaciones de nafta, parcialmente compensadas por una menor demanda estacional de nafta en el mercado local.

Los **costos Downstream** fueron US\$556 millones (+15% t/t), en su mayoría por mayores costos en términos reales, así como mayores costos de transporte asociados al incremento de las ventas y de la actividad operativa, parcialmente compensados por nuevas eficiencias en Operaciones Industriales y Logística, incluyendo la optimización de los cronogramas de mantenimiento programado, una mejora en el abastecimiento de combustibles para operaciones de fractura y mejores contratos de transporte terrestre.

Las **importaciones de combustibles** subieron US\$1 millón t/t, explicado por mayores precios del jet fuel. Excluyendo jet fuel, las importaciones de combustibles representaron 0% de las ventas totales de combustibles, en línea con 1T26.

Las **compras de crudo** (intersegmento + terceros) fueron US\$3.042 millones (+32% t/t), principalmente por mayores precios del crudo, parcialmente compensados por una caída en los volúmenes comprados debido al consumo de inventarios, a pesar de una menor producción total de petróleo. Las **compras de biocombustibles** subieron 8% t/t, por una suba de 9% en biodiésel (+5% en volumen y +4% en precio), reflejando mayores niveles de corte para abastecer la demanda estacional de gasoil, y por una suba de 8% en bioetanol (+9% en volumen y -1% en precio), debido a mayores niveles de corte regulado, que aumentaron de 12% a 15% bajo la Resolución 79/2026 de la Secretaría de Energía. Las **compras de productos agrícolas** crecieron 111% t/t, en línea con mayores ventas estacionales de fertilizantes, granos y harinas.

La **variación de existencias** fue negativa en US\$156 millones (vs. positivo de US\$668 millones en 1T26), reflejando el efecto *mark-to-market* de menores precios de referencia hacia fines de junio sobre la valuación de inventarios y, en menor medida, el consumo de inventarios para atender una mayor demanda de gasoil. En contraste, 1T26 estuvo impactado por mayores precios de referencia y recomposición de inventarios.

El **EBITDA Aj.**, excluyendo el efecto precio de inventarios de productos *oil*, alcanzó US\$967 millones en 2T26 (+62% t/t), principalmente por suba de precios internacionales, impulsada por sólidos *crack spreads*, que fueron incorporados en gran medida a los precios locales de los combustibles, junto con niveles récord de procesamiento.

El **EBITDA Aj. de Refino & Marketing**, en términos unitarios, se expandió a US\$23,2/bbl, en comparación con US\$14,9/bbl en 1T26, reflejando los efectos mencionados anteriormente.

Las **inversiones** alcanzaron US\$213 millones (+41% t/t), principalmente por actividades de mantenimiento e integridad, la finalización de la unidad de hidrotratamiento de gasoil en la refinería de Luján de Cuyo y la aceleración en la ejecución de proyectos de midstream gas. La composición fue: 39% midstream oil & gas, 38% refinación, 16% logística y 7% comercial y otros.

En nuestras **refinerías**, durante 2T26 las inversiones fueron asignadas principalmente a los siguientes proyectos:

- **Nuevas especificaciones de combustibles**, en línea con la Resolución N.º 492/2023 de la Secretaría de Energía, completamos los trabajos relacionados con la nueva unidad de hidrotratamiento de gasoil en la refinería de Luján de Cuyo, operativa desde julio, permitiendo el pleno cumplimiento de las nuevas especificaciones de gasoil. Asimismo, tras la finalización de la etapa de Ingeniería Básica Extendida, en mayo de 2026 la compañía aprobó la Decisión Final de Inversión para las nuevas unidades de hidrotratamiento en La Plata y Plaza Huincul. Una vez finalizadas, el sistema de refinación de YPF cumplirá plenamente con las especificaciones de gasoil.
- **Modernización de unidades topping**, en la refinería de Luján de Cuyo, permitiendo procesar 100% shale oil.

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

- **VMOS** (Allen – Punta Colorada, oleoducto dedicado a exportación de crudo de ~440 km, YPF: 30%): ~80% de avance (jul-26), con primera exportación de crudo esperada en 1T27 (~180 kbb/d de capacidad), creciendo hasta ~550 kbb/d en 2S27.
- **Proyecto de evacuación de La Angostura Sur**: la construcción de un nuevo oleoducto que conecta nuestro nuevo bloque insignia de shale oil y el Hub Sur con el oleoducto LLL–Centenario alcanzó más de 60% de avance y se espera que entre en operación en 3T26.
- **Oldelval** completó la última etapa de su proyecto de expansión en ago-26, agregando ~150 kbb/d mediante repotenciación de estaciones de bombeo y uso de polímeros, subiendo la capacidad de transporte a ~690 kbb/d.

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

- **Planta de tratamiento de gas Loma La Lata**, durante 2T26 completamos los trabajos de modernización para ampliar la capacidad actual y mejorar el tratamiento del gas asociado.
- **Proyecto de captación Hub Sur**, continúa el avance de la infraestructura de evacuación de gas en los gasoductos Puesto López–LLL, con distintas secciones previstas para completarse entre 3T26 y 1T27.
- **Proyecto de captación Hub Norte**, luego de completar la construcción de un nuevo gasoducto que conecta los bloques Narambuena y Bajo del Toro con el Complejo Industrial El Portón, continuamos avanzando en las instalaciones de tratamiento de gas, cuya entrada en operación se espera para 1T27.

En **logística**, avanzamos con:

Modernización del poliducto Luján de Cuyo – Monte Cristo (incluyendo la nueva estación de bombeo Río Tercero), completado en 2T26, subiendo aún más la capacidad de evacuación de productos desde la refinería de Luján de Cuyo.

Información Operativa Midstream & Downstream	2T26	1T26	2T25	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas					
Crudo procesado (Kbbld)	350,8	344,3	301,4	1,9%	16,4%
Utilización refinarias (%)	103,8%	101,9%	89,2%	191bps	1463bps

1S26	1S25	A/A Δ
347,6	309,6	12,3%
102,8%	91,6%	1124bps

Volumenes vendidos a terceros (YPF Individual)					
Venta de productos refinados (Km3)	5.193	5.023	4.721	3,4%	10,0%
Mercado local	4.565	4.275	4.328	6,8%	5,5%
por nafta	1.500	1.577	1.413	-4,9%	6,2%
por gasoil	2.360	2.052	2.119	15,0%	11,4%
Mercado externo	628	749	393	-16,1%	60,0%
Venta de productos petroquímicos (Ktn)	236	201	151	17,1%	56,5%
Mercado local	138	120	52	15,3%	163,2%
Mercado externo	98	82	98	19,6%	-0,5%
Venta de fertilizantes, granos y harinas (Ktn)	601	385	559	55,9%	7,6%
Mercado local	118	83	124	42,1%	-4,8%
Mercado externo	483	302	434	59,7%	11,1%

10.217	9.507	7,5%
8.840	8.540	3,5%
3.077	2.893	6,4%
4.411	4.044	9,1%
1.377	967	42,5%
437	265	64,7%
258	111	132,2%
179	154	16,2%
986	954	3,4%
201	206	-2,5%
785	748	5,0%

Precios promedio netos	2T26	1T26	2T25	T/T Δ	A/A Δ
Nafta (USD/m3) (mercado local)	824	659	595	25,0%	38,5%
Gasoil (USD/m3) (mercado local)	981	761	673	28,9%	45,7%

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

739	618	19,7%
878	706	24,4%

El **crudo procesado** promedió 351 kbbld/d (+2% t/t), alcanzando un nuevo récord histórico, con una utilización de refinación de 104%, respaldada por un sólido desempeño operativo en nuestras refinarias, parcialmente compensado por la parada de mantenimiento programada en la refinería de Luján de Cuyo (abr-26). Esto se combinó con una producción récord de nafta y destilados medios, permitiéndonos abastecer la demanda local, evitar importaciones de combustibles y, al mismo tiempo, abastecer a refinadores locales y expandir exportaciones. Interanualmente, el procesamiento subió 16%, dado que 2T25 estuvo impactado por parada de mantenimiento en la refinería de La Plata.

Los **volúmenes de ventas locales de combustibles** (YPF individual) fueron 3.860 mil m3, aumentando 6% t/t, por mayor demanda estacional de gasoil (+15% t/t), parcialmente compensada por menor demanda estacional de nafta (-5% t/t). Asimismo, las menores exportaciones de GLP fueron compensadas en gran medida por ventas locales de GLP.

Los **volúmenes vendidos de petroquímicos** subieron 17% t/t, por mayor demanda local de propileno y metanol y una mayor exportación de aromáticos. Los **volúmenes de venta de fertilizantes** (100% local) aumentaron 42% t/t, mientras que los **volúmenes de venta de granos y harinas** (94% exportaciones en 2T26 y 1T26) crecieron 59% t/t, ambos principalmente explicados por una mayor estacionalidad.

El **precio neto promedio de combustible local medido en dólares** creció 28% t/t, reflejando la suba de precios internacionales de referencia iniciado en marzo, que fue trasladado en gran medida a los precios en surtidor. Como resultado, el precio neto promedio de combustible local fue de US\$920/m3, mientras que la paridad de importación fue de US\$1.015/m3.

3.3 LNG & GAS INTEGRADO

Resultados LNG & Gas Integrado	2T26	1T26	2T25	T/T Δ	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones					
Ventas de gas natural (IS + a terceros)	552	349	539	58,0%	2,4%
Otros	30	22	25	36,7%	18,8%
Ingresos	582	371	565	56,8%	3,1%
Depreciaciones y amortizaciones	(33)	(1)	-	N/A	N/A
Compras de gas natural (intersegmentos + a terceros)	(550)	(343)	(532)	60,3%	3,4%
Costos operativos y Otros	(34)	(28)	(33)	21,5%	3,2%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	(35)	(1)	(0)	N/A	N/A
Resultado operativo	(35)	(1)	(0)	N/A	N/A
Depreciaciones y amortizaciones	33	1	-	N/A	N/A
EBITDA	(2)	0	(0)	N/A	363,8%
Arrendamientos	-	-	(0)	N/A	N/A
EBITDA Ajustado	(2)	0	(0)	N/A	114,9%
Inversiones	23	18	14	27,8%	64,3%

1S26	1S25	A/A Δ
902	922	-2,2%
52	43	21,6%
953	965	-1,2%
(34)	(1)	N/A
(893)	(937)	-4,7%
(62)	(32)	94,8%
(36)	(5)	610,3%
(36)	(5)	610,3%
34	1	N/A
(2)	(4)	-62,1%
-	(1)	N/A
(2)	(5)	-69,4%
41	17	141,2%

El **EBITDA Aj.** fue negativo en US\$2 millones (vs. resultado neutral en 1T26), principalmente debido a mayores compras de gas natural y suba en costos operativos en términos reales, parcialmente compensadas por incremento en ventas de gas natural (precio y volumen), en línea con el pico de demanda invernal, particularmente desde las distribuidoras de gas para abastecer la demanda residencial.

Las **inversiones** continuaron principalmente vinculadas a actividades de ingeniería del Proyecto Argentina LNG.

Nuestra afiliada **Mega**, compañía líder en procesamiento de líquidos del gas natural en Argentina (participación de YPF: 38%), completó la Fase 1 de ampliación de su capacidad de producción de líquidos mediante la incorporación de un nuevo tren de fraccionamiento en may-26. Este hito permitió incrementar 18% la capacidad original de procesamiento de 4.800 ton/día de Mega (CAPEX ~US\$260 millones). Asimismo, la compañía aprobó una segunda fase de ampliación para incrementar en 50% adicional su capacidad original, con habilitación prevista para 2S28. En este sentido, el proyecto se convirtió recientemente en el primer proyecto de producción de líquidos de gas natural aprobado bajo el régimen RIGI, reforzando su relevancia estratégica dentro de la cadena de valor de Vaca Muerta. Una vez completada, la expansión agregará ~1.500 ton/día de producción de líquidos, manteniendo un marcado perfil exportador, dado que alrededor del 80% de los volúmenes incrementales estarán destinados a mercados externos. El CAPEX total asociado a esta fase asciende a ~US\$360 millones.

3.4 NUEVAS ENERGÍAS

Resultados Nuevas Energías	2T26	1T26	2T25	T/T Δ	A/A Δ	1S26	1S25	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ventas de gas natural retail (a terceros)	195	153	188	27,7%	3,8%	347	335	3,8%
Otros	42	53	41	-21,0%	2,1%	96	86	10,6%
Ingresos	237	206	229	15,0%	3,5%	443	421	5,2%
Depreciaciones y amortizaciones	(7)	(14)	(11)	-50,0%	-36,4%	(21)	(25)	-16,0%
Compras de gas natural (intersegmentos + a terceros)	(110)	(81)	(102)	35,5%	7,7%	(192)	(160)	20,0%
Costos operativos y Otros	(93)	(98)	(101)	-5,1%	-7,9%	(190)	(197)	-3,5%
Resultado operativo antes de deterioro de activos	27	13	15	107,7%	80,0%	40	39	2,6%
Pérdida de valor en propiedades, planta y equipo y recupero y (desvalorización) de inventarios	-	-	9	N/A	N/A	-	9	N/A
Resultado operativo	27	13	24	107,7%	12,5%	40	48	-16,7%
Depreciaciones y amortizaciones	7	14	11	-50,0%	-36,4%	21	25	-16,0%
Perforaciones exploratorias improductivas	3	-	-	N/A	N/A	3	-	N/A
Pérdida de valor en propiedades, planta y equipo y recupero y (desvalorización) de inventarios	-	-	(9)	N/A	N/A	-	(9)	N/A
EBITDA	37	27	26	37,0%	42,3%	64	64	0,0%
Diversos - Resultado por venta de Compañías	2	-	-	N/A	N/A	2	-	N/A
EBITDA Ajustado	39	27	26	45,4%	51,0%	66	64	3,5%
Inversiones	8	9	8	-11,1%	-0,5%	17	19	-8,1%

El **EBITDA Aj.** totalizó US\$39 millones (+45% t/t), explicado principalmente por el desempeño de nuestra subsidiaria Metrogas, reflejando mayores ventas estacionales de gas natural, parcialmente compensadas por menores precios medidos en dólares y menores ingresos provenientes de otros servicios vinculados al transporte y la distribución.

Cabe destacar que en jul-26 nuestra subsidiaria Metrogas distribuyó dividendos por AR\$100.000 millones (equivalentes a ~US\$67 millones). Dado que YPF posee 70% de acciones de Metrogas, se percibió ~US\$47 millones en el 3T26.

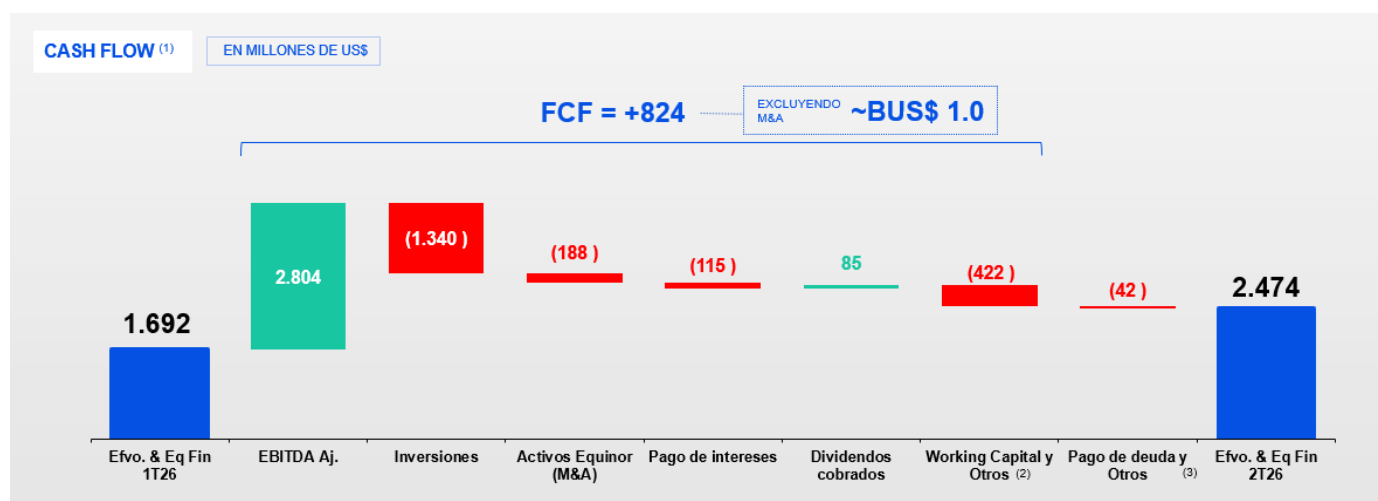
4. LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

4.1 RESUMEN DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

El **flujo de caja libre** del 2T26 se mantuvo en terreno positivo, alcanzando US\$824 millones, principalmente por el EBITDA Ajustado récord de US\$2.804 millones y por la cobranza de dividendos (US\$85 millones), que compensaron ampliamente las inversiones del período (-US\$1.340 millones), los pagos regulares de intereses (-US\$115 millones), actividades de M&A (-US\$188 millones) y variación de capital de trabajo y otros (-US\$422 millones).

En términos de actividades de M&A, la Compañía desembolsó US\$188 millones para adquirir los activos de Equinor en Vaca Muerta (incorporando en los bloques shale +4,9% en Bandurria Sur y +15% en Bajo del Toro y Bajo del Toro Norte). Excluyendo este efecto no recurrente, el flujo de caja libre trimestral hubiera alcanzado ~US\$1.000 millones. Asimismo, la variación negativa de capital de trabajo y otros totalizó US\$422 millones, principalmente por estacionalidad en cobranzas de gas natural y, en menor medida, por extraordinarios de desinversión de activos convencionales.

En términos de liquidez, la sólida generación de caja anteriormente mencionada derivó en un incremento significativo del **efectivo e inversiones de corto plazo**, que alcanzaron US\$2.474 millones al cierre de junio de 2026 (+US\$782 millones vs. 1T26), registrando el nivel más alto en la historia de YPF.



Notas [*] YPF S.A. individual. [1] Aproximación de evolución del flujo de caja, destacando las principales cifras. El efectivo y equivalentes incluyen bonos soberanos argentinos y letras del Tesoro. [2] "Otros" contempla mayores ventas estacionales de gas, conceptos extraordinarios relacionados con campos maduros (-31); optimizaciones operativas (-21), acuerdo TDF (-5), indemnizaciones laborales (-10), altas de activos mantenidos para la venta (-4), entre otros +9], el Plan de Normalización Impositiva (Resolución ARCA N.º 5.684/2025), aportes a afiliadas (-75), entre otros. [3] "Otros" incluye principalmente diferencias de cambio y cobranzas netas por venta de activos financieros.

4.2 DEUDA NETA

Desglose Deuda Neta	2T26	1T26	2T25	T/T Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones				
Deuda corto plazo	1.607	1.591	2.252	1,0%
Deuda largo plazo	8.521	8.526	7.592	-0,1%
Deuda Total	10.128	10.117	9.844	0,1%
Tasa de interés promedio para deuda US\$	7,0%	7,1%	6,6%	
% deuda en USD	99,5%	99,2%	99,7%	
Caja y equivalente de caja	2.474	1.692	1.011	46,2%
% de liquidez dolarizada	67,6%	69,8%	67,2%	
Deuda neta	7.654	8.425	8.833	-9,2%

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

Al 30 de junio de 2026, la **deuda neta consolidada** de YPF totalizó US\$7.654 millones (-US\$771 millones vs. 1T26), reflejando la sólida generación de flujo de caja libre, que fortaleció la posición de liquidez de la Compañía. Como resultado, **nuestro ratio de apalancamiento neto** se redujo de 1,57x en el 1T26 a 1,09x en el 2T26. Asimismo, representa una reducción del 48% respecto del máximo registrado en el 3T25 (2,10x).

En términos de **financiamiento**, durante el 2T26 emitimos en el mercado local un nuevo bono a 4 años por US\$122 millones, con un rendimiento de 5,5%, aprovechando condiciones favorables de mercado para asegurar financiamiento de largo plazo a un costo competitivo. Los fondos obtenidos fueron destinados al prepago de un préstamo con vencimiento en 2028, fortaleciendo aún más nuestro perfil crediticio. Asimismo, durante abril prepagamos ~US\$220 millones de préstamos locales y financiamientos comerciales con vencimientos principalmente en 2027 y 2028.

En relación con deuda financiera internacional, en el 2T26 se realizó un desembolso adicional de US\$400 millones bajo la línea sindicada de financiamiento garantizada por exportaciones por US\$700 millones, suscripta en el 4T25. Este desembolso se efectuó luego de alcanzar un acuerdo con entidades financieras para extender en dos meses el período de disponibilidad y en un año el vencimiento final, elevando el saldo total utilizado bajo esta facilidad a US\$450 millones.

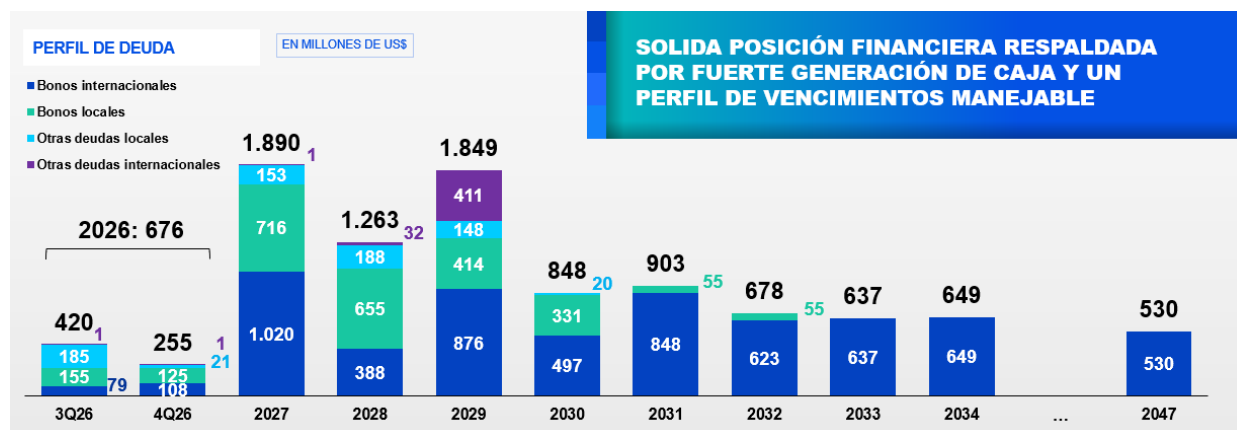
Después del 2T26, reabrimos exitosamente el bono local emitido originalmente en abril, captando US\$170 millones adicionales a un rendimiento de 5,5%. Los fondos obtenidos serán destinados a la recompra de un bono local con vencimiento en febrero de 2027 por US\$ 140 millones.

En cuanto a nuestro **perfil de vencimientos**, para los 6 meses restantes de 2026, la Compañía enfrenta vencimientos manejables por US\$676 millones: US\$280 millones en bonos locales (de los cuales US\$3,7 millones fueron

recomprados con posterioridad al cierre del 2T26), US\$187 millones en bonos internacionales y el remanente correspondiente a otras deudas locales e internacionales.

Adicionalmente, durante el 2T26, la calificación crediticia de YPF fue mejorada por Fitch y S&P Global, tras la mejora en la calificación soberana de Argentina. Fitch elevó la calificación de CCC+ a B-, con perspectiva estable, mientras que S&P Global mejoró de B- a B. Asimismo, en julio de 2026, Moody's elevó la calificación de la Compañía de B2 a B1, también con perspectiva estable. Estas últimas mejoras representan las calificaciones crediticias más altas alcanzadas por la Compañía desde 2017 y 2018, respectivamente.

El siguiente gráfico muestra el perfil de vencimientos de nuestra deuda consolidada al 30 de junio de 2026:



5. TABLAS

5.1 BALANCE CONSOLIDADO

Balance General Consolidado		
Cifras no auditadas	30-Jun-26	31-Dec-25
Activo No Corriente		
Activos intangibles	1.079	1.068
Propiedades, planta y equipo	20.433	19.085
Activos por derecho de uso	689	537
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	2.056	1.610
Activos por impuesto diferido, netos	24	9
Otros créditos	797	648
Créditos por ventas	6	5
Total del Activo No Corriente	25.084	22.962
Activo Corriente		
Activos mantenidos para la venta	432	1.019
Inventarios	1.643	1.447
Activos de contratos	7	3
Otros créditos	666	1.159
Créditos por ventas	2.087	1.654
Inversiones en activos financieros	1.156	262
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.318	933
Total del Activo Corriente	7.309	6.477
Total del Activo	32.393	29.439
Total Patrimonio Neto	12.795	11.044
Pasivo No Corriente		
Provisiones	661	610
Pasivos por impuesto diferido, netos	446	373
Pasivos de contratos	236	180
Impuesto a las ganancias a pagar	801	830
Cargas fiscales	12	18
Remuneraciones y cargas sociales	134	63
Pasivos por arrendamientos	410	273
Préstamos	8.521	8.226
Otros pasivos	547	373
Cuentas por pagar	5	6
Total del Pasivo No Corriente	11.773	10.952
Pasivo Corriente		
Pasivos asociados con activos mantenidos para la venta	981	1.181
Provisiones	236	229
Pasivos de contratos	192	117
Impuesto a las ganancias a pagar	781	73
Cargas fiscales	401	217
Remuneraciones y cargas sociales	300	336
Pasivos por arrendamientos	304	298
Préstamos	1.607	2.355
Otros pasivos	737	399
Cuentas por pagar	2.286	2.238
Total del Pasivo Corriente	7.825	7.443
Total del Pasivo	19.598	18.395
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	32.393	29.439

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

5.2 ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Estado de Resultados	2T26	1T26	2T25	T/T Δ	A/A Δ	1S26	1S25	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Ingresos	6.574	4.946	4.641	32,9%	41,7%	11.520	9.249	24,6%
Costos	(3.609)	(3.188)	(3.447)	13,2%	4,7%	(6.797)	(6.756)	0,6%
Resultado bruto	2.965	1.758	1.194	68,7%	148,4%	4.723	2.493	89,4%
Gastos de comercialización	(601)	(489)	(510)	22,9%	17,8%	(1.090)	(1.007)	8,3%
Gastos de administración	(323)	(291)	(233)	11,0%	38,3%	(614)	(492)	24,9%
Gastos de exploración	(17)	(20)	(21)	-15,0%	-19,0%	(37)	(51)	-27,5%
Desvalorización de inventarios y recupero de valor en propiedades, planta	(8)	-	9	N/A	N/A	(8)	9	N/A
Otros resultados operativos, netos	(203)	(80)	(26)	153,8%	680,8%	(283)	(349)	-18,9%
Resultado operativo	1.813	878	412	106,5%	340,0%	2.691	604	345,5%
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	115	101	(6)	13,9%	N/A	216	75	188,0%
Ingresos financieros	63	32	28	96,9%	125,0%	95	44	115,9%
Costos financieros	(312)	(304)	(279)	2,6%	11,8%	(616)	(564)	9,2%
Otros resultados financieros	119	(55)	(5)	N/A	N/A	64	19	239,5%
Resultados financieros, netos	(130)	(327)	(256)	-60,2%	-49,3%	(457)	(501)	-8,8%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	1.798	652	150	175,8%	N/A	2.450	178	N/A
Impuesto a las ganancias	(593)	(243)	(92)	144,0%	546,9%	(383)	(130)	543,8%
Resultado neto del período	1.205	409	58	194,6%	N/A	1.614	48	N/A
Resultado neto atribuible a accionistas de la controlante	1.201	404	50	197,3%	N/A	1.605	34	N/A
Resultado neto atribuible al interés no controlante	4	5	8	-20,0%	-50,0%	9	14	-35,7%
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante (básico y diluido)	3,07	1,03	0,13	198,1%	N/A	4,10	0,09	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	2T26	1T26	2T25	T/T Δ	A/A Δ	1S26	1S25	A/A Δ
Cifras no auditadas, en US\$ millones								
Efectivo al inicio del ejercicio	1.326	933	938	42,1%	41,4%	933	1.118	-16,5%
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	2.372	1.865	1.146	27,2%	107,0%	4.237	1.996	112,3%
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(2.031)	(709)	(1.258)	186,5%	61,4%	(2.740)	(2.641)	3,7%
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(328)	(787)	20	-58,3%	N/A	(1.115)	374	N/A
Ajustes de conversión & otros	(21)	24	(72)	N/A	-70,8%	3	(73)	N/A
Efectivo al cierre del período	1.318	1.326	774	-0,6%	70,3%	1.318	774	70,3%
Inversiones en activos financieros	1.156	366	237	215,8%	387,8%	1.156	237	387,8%
Caja + inversiones corrientes al cierre	2.474	1.692	1.011	46,2%	144,7%	2.474	1.011	144,7%
FCF	824	871	(365)	-5,4%	N/A	1.695	(1.322)	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% y ~30% del petróleo y gas del país, y somos el mayor productor de shale en Vaca Muerta, en proceso de desinversión de campos maduros convencionales; (ii) en el downstream, operamos 3 refinerías (+50% de la capacidad de refinación de Argentina) y lideramos las ventas locales de gasoil y naftas (participación de mercado >55%); y (iii) en gas y energía, Metrogas, nuestra subsidiaria, distribuye ~25% del gas natural del país, mientras que YPF Luz, nuestra afiliada, es la tercera empresa de generación eléctrica de Argentina. El Gobierno es el accionista mayoritario, con una participación del 51%, e YPF cotiza en la Bolsa de Nueva York y en ByMA.

7. DISCLAIMER

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

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.