Resultados 3T26

YPF – Tercer trimestre de 2026

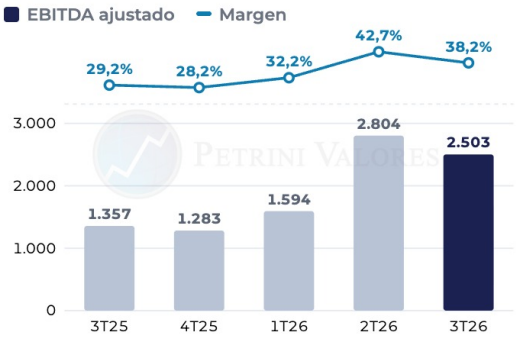
4 de noviembre de 2026

Highlights

- **YPF tuvo otro muy buen trimestre: el EBITDA ajustado fue de USD 2.503 MM, el segundo más alto de su historia y 84% superior al del 3T25, aunque 11% por debajo del récord del 2T26.** Los ingresos se mantuvieron en USD 6.557 MM: más ventas estacionales de gas y de combustibles al exterior compensaron los menores precios del gasoil local y del crudo exportado. La baja de USD 301 MM frente al 2T26 se explica casi toda por la valuación de inventarios, un efecto contable que surge de revalorizar el stock de crudo y combustibles con los precios del trimestre. En el 2T26, con precios internacionales en máximos, YPF registró una ganancia de USD 219 MM por ese concepto, y en el 3T26, con precios más bajos, una pérdida de USD 37 MM. Esa diferencia de USD 256 MM explica cerca del 85% de la caída; sin ella, el EBITDA habría bajado unos USD 45 MM. Frente al 3T25, el salto viene de mejores precios, menor lifting cost, más shale y mayor procesamiento.
- **En Upstream, el EBITDA ajustado bajó 9% t/t a USD 1.575 MM por un menor precio del crudo.** El precio realizado cayó 11% a USD 81,4/bbl por el Brent más bajo y porque el Medanito volvió a su descuento habitual frente al Brent, tras la prima excepcional del 2T26. La caída se compensó en parte con las ventas de gas del pico de invierno (+9% en volumen y +4% en precio), menores regalías atadas al precio y un lifting cost más bajo tras la salida de Manantiales Behr: el total bajó a USD 7,8/boe (-8% t/t) y el del hub shale se mantuvo en USD 4,2/boe.
- **El shale oil promedió 224 kbbl/d (+5% t/t, +32% a/a) y ya representa el 86% del crudo, contra 71% un año atrás.** El crecimiento vino de Bandurria Sur, Bajo del Toro Norte, La Calera y La Angostura Sur, y compensó casi toda la caída de 30% t/t del crudo convencional por las desinversiones: la producción de crudo cedió 1,5% t/t, a 261 kbbl/d. La actividad se aceleró, con 64 pozos horizontales perforados (+14% t/t), y en septiembre el shale llegó a 243 kbbl/d, cerca de la meta de ~250 kbbl/d para diciembre.

EBITDA ajustado y margen

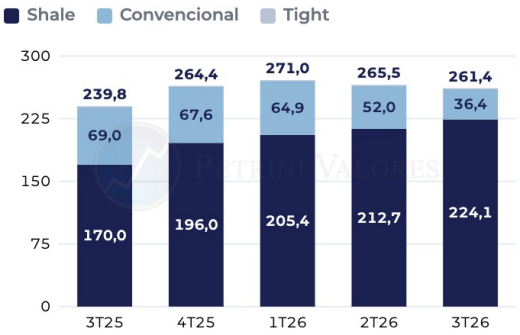
USD MM y % de los ingresos



Margen: EBITDA ajustado sobre ingresos.

Producción de crudo

kbbl/d



Desde mayo de 2026, el shale incluye un 4,9% de Bandurria Sur que no consolida en el balance.

Resumen de resultados

USD MM, salvo indicación

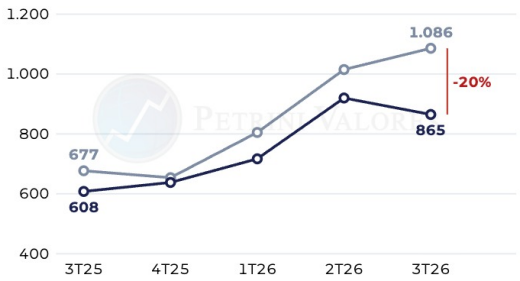
	3T25	2T26	3T26	t/t	a/a
Ingresos	4.643	6.574	**6.557**	0%	+41%
EBITDA ajustado	1.357	2.804	**2.503**	-11%	+84%
Margen EBITDA ajustado	29,2%	42,7%	**38,2%**	-4,5 pp	+9,0 pp
Resultado neto	-198	1.205	**1.196**	-1%	n.a.
Capex	1.017	1.340	**1.287**	-4%	+26%
Flujo de fondos libre	-759	824	**901**	+9%	n.a.
Deuda neta	9.595	7.654	**6.596**	-14%	-31%
Deuda neta / EBITDA	2,10x	1,09x	**0,81x**	-26%	-62%

Variaciones según el release de la compañía; las del margen, en puntos porcentuales.

- **Midstream y Downstream compensó en parte: sin el efecto inventarios, su EBITDA ajustado subió 9% t/t a USD 1.030 MM.** La mejora vino de un crudo de compra más barato (el mismo descuento del Medanito que pesó en Upstream) y de mejores márgenes de refinación, que llevaron el EBITDA R&M a USD 25,6/bbl, desde USD 22,5/bbl en el 2T26. Las refinerías procesaron 344 kbbl/d con 102% de utilización pese a la parada programada de La Plata, y YPF volvió a abastecer el mercado sin importar nafta ni gasoil. En cambio, el precio local de los combustibles en dólares bajó 6% t/t: la compañía sigue amortiguando la suba internacional para sostener la demanda, y el precio local quedó 20% por debajo de la paridad de importación.
- **El flujo de fondos libre fue de USD 901 MM, el segundo más alto de su historia, y el apalancamiento neto bajó a 0,81x, el menor en más de una década.** El EBITDA cubrió con holgura el capex de USD 1.287 MM (70% en no convencional), los intereses de USD 278 MM y el impuesto a las ganancias de USD 225 MM. El FCF también incluye USD 175 MM de cobros iniciales por las ventas de Metrogas y de los clusters de Mendoza y Chachahuen. Con eso, la caja e inversiones de corto plazo subieron a USD 3.654 MM y la deuda neta bajó USD 1.058 MM en el trimestre, a USD 6.596 MM.
- **En septiembre YPF volvió al mercado internacional con un bono a 2035 por USD 1.200 MM al 7,85%, con el menor spread sobre los bonos del Tesoro de EE.UU. de su historia (~300 pb).** Usó parte de los fondos para recomprar USD 531 MM de bonos 2027 y 2029, y en el mercado local reabrió una ON en dólar MEP a 2030 por USD 171 MM al 5,5%. La deuda total quedó en USD 10.250 MM, toda en dólares y con una tasa promedio de 7,3%. Vencen USD 208 MM en el 4T26 y USD 1.326 MM en 2027; según la compañía, la caja cubre más de dos años y medio de vencimientos.

Combustibles: precio local y paridad

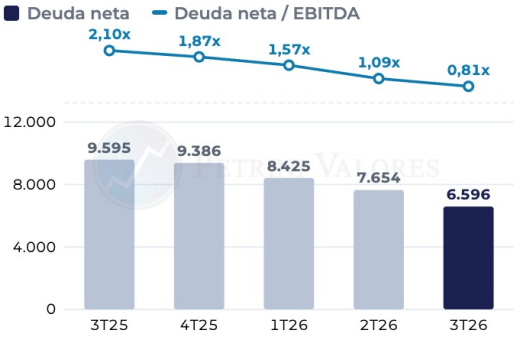
USD/m³, nafta y gasoil



Fuente: presentación de resultados 3T26. Brecha: precio local frente a la paridad.

Deuda neta y apalancamiento

USD MM y veces el EBITDA ajustado LTM



Apalancamiento según la compañía; deuda neta sin arrendamientos.

Outlook

Según la compañía

- **Shale oil.** Meta 2026 de ~215 kbbl/d promedio y ~250 kbbl/d en diciembre; en los primeros nueve meses promedió 214,1 kbbl/d.
- **VMOS.** El oleoducto, en el que YPF tiene el 30%, está terminado y en comisionamiento. El primer petróleo se espera para inicios de 2027 (~180 kbbl/d) y la capacidad llegaría a ~550 kbbl/d en el 2S27.
- **Argentina LNG y RIGI.** La decisión final de inversión de Argentina LNG se estima para noviembre, con una propuesta no vinculante del US EXIM Bank por hasta USD 6.000 MM. En el mismo mes YPF presentaría al RIGI tres proyectos del North Hub (capex bruto de ~USD 44.000 MM).
- **Cambios de perímetro.** Siguen pendientes de cierre las ventas de Metrogas y de los clusters de Mendoza y Chachahuen, y la compra del 25% de YPF Luz por USD 430 MM.

Glosario

Lifting cost. Costo de extraer cada barril equivalente, sin regalías ni amortizaciones.

Shale y convencional. Shale: petróleo y gas de roca de baja permeabilidad, como Vaca Muerta, que se extraen con pozos horizontales y fractura. Convencional: yacimientos tradicionales, más maduros.

kbbl/d y kboe/d. Miles de barriles por día. El barril equivalente (boe) suma petróleo y gas en una misma unidad.

EBITDA R&M. EBITDA de refinación y comercialización por barril procesado. Mide el margen del negocio de combustibles.

Fuentes. YPF S.A., earnings releases del 3T26 (28/10/2026) y del 1T26, y presentación de resultados del 3T26.

La presente publicación ha sido elaborada por Petrini Valores S.A con fines exclusivamente informativos. Su contenido no debe interpretarse, en ningún caso, como una recomendación de compra, venta o tenencia de instrumentos financieros, ni como asesoramiento de inversión personalizado. La información incluida se basa en fuentes consideradas confiables, pero no garantizamos su exactitud ni integridad. Toda decisión de inversión debe basarse en el análisis y criterio del inversor, quien asume plena responsabilidad por las consecuencias económicas y legales que se deriven de sus decisiones. Petrini Valores S.A es un Agente de Liquidacion y Compensacion Propio inscripto en CNV bajo la matrícula 85.