19 de noviembre de 2026

YPF S.A.

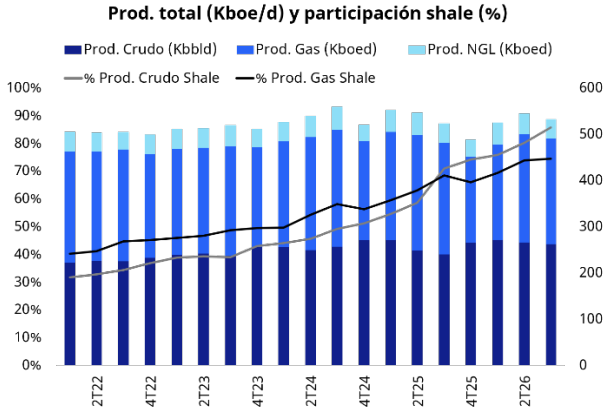
YPF es la principal compañía integrada de hidrocarburos de Argentina, con actividades de exploración y producción de petróleo y gas, transporte y procesamiento de hidrocarburos, refinación y comercialización de combustibles. En Argentina es líder en la producción de crudo y el abastecimiento de combustibles. El Estado argentino mantiene el control de YPF con el 51% del capital social, mientras que el 49% restante se negocia en NYSE (29%) y BYMA (20%).

Producción

Durante los últimos años, YPF profundizó su transformación productiva, acelerada desde 2024 con el lanzamiento del Plan 4x4, orientado a concentrar capital en los desarrollos no convencionales de Vaca Muerta, reducir gradualmente la exposición a campos maduros y ampliar la capacidad de transporte y exportación. En paralelo, YPF mantiene actividades en gas, petroquímica y generación eléctrica.

El desarrollo de shale requiere inversiones sostenidas en perforación, pero ofrece mayor productividad y menores costos de extracción frente a los campos convencionales, favoreciendo la rentabilidad y generación de caja.

Desde el 1T22, la participación del shale oil en la producción de crudo aumentó del 32% al 86%, mientras que la del shale gas pasó del 40% al 74%. Esta expansión compensó gran parte de la caída de la producción convencional, producto de la declinación natural de los campos maduros y las desinversiones, manteniendo relativamente estable la producción total de hidrocarburos en los últimos años.



Fuente: Cucchiara Research en base a EERR.

Al cierre de 2025, las reservas probadas (P1) alcanzaron 1.284 MMboe (+17% i.a.). Las reservas shale crecieron 32%, hasta 1.128 MMboe, representando el 88% del total, frente al 64% en 2022. El índice de reemplazo fue de 2,0x para YPF y 3,2x para el shale, con una vida de reservas de 6,7 y 9 años, respectivamente.

Durante el 3T26, YPF produjo 532 kboe/d (caída del 2,3% t/t y aumento del 1,7% i.a.). La actividad shale se mantuvo elevada, con 64 pozos perforados frente a 56 en el 2T26, además de 61 completados y 58 conectados. Los activos shale representaron el 81% de la producción total de hidrocarburos, con un crecimiento del 17,5% i.a.

El shale oil lideró el crecimiento, alcanzando 224,1 Kbbl/d (+5,3% t/t y +31,8% i.a.), impulsado por Bandurria Sur, Bajo del Toro Norte, La Calera y La Angostura Sur. En contraste, la producción convencional de crudo cayó a 36,4 Kbbl/d, con retrocesos del 30% t/t y 47% i.a. Así, la producción total de crudo disminuyó 1,5% t/t, pero creció 9% i.a., con el avance del shale compensando la caída de los campos maduros.

La producción de gas alcanzó 229,3 kboe/d, con caídas del 2% t/t y 5% i.a., principalmente por la contracción de los activos convencionales (27,9% i.a.). El shale gas creció 3,3% i.a. y representó el 74% del total. Por su parte, los NGL alcanzaron 41,3 kboe/d, con una caída del 7,5% t/t por mantenimiento y restricciones temporarias en la planta de MEGA.

En Midstream & Downstream, YPF procesó 344 Kbbl/d de crudo en el 3T26, con una caída del 1,9% t/t y un aumento del 5,5% i.a., pese a tareas de mantenimiento. La mayor eficiencia se refleja en el incremento del procesamiento promedio de 286 Kbbl/d en 2022 a 344 Kbbl/d en los últimos 12 meses (LTM), mientras que la utilización pasó del 87% al 102%.

En infraestructura, VMOS alcanzó un avance del 85% al 3T26 y completó la construcción del oleoducto en octubre. YPF participa con el 30% en el proyecto, que prevé iniciar exportaciones a comienzos de 2027 con 180 Kbbl/d y alcanzar 550 Kbbl/d en el 2S27, ampliando la capacidad de evacuación y el potencial productivo y exportador de los productores de Vaca Muerta.

En materia de portafolio, YPF vendió en septiembre los bloques convencionales Cerro Fortunoso y Valle del Río Grande. También acordó vender Mendoza No Operado y Chachahuén por USD 405 millones, y sus participaciones en MetroGAS y Metroenergía a Edenor por USD 780 millones, operaciones pendientes de aprobación. Posteriormente, en octubre adquirió por USD 430 millones el 25% restante de YPF Luz, alcanzando el 100% de su capital y consolidando íntegramente sus resultados a partir del 4T26.

Resultados

En el 3T26, YPF registró ingresos consolidados por USD 6.557 millones, estables t/t y con un crecimiento del 41,2% i.a., impulsado por mejores precios realizados, mayor actividad de refinación y exportaciones. Estas últimas alcanzaron USD 1.146 millones (+74,5% i.a.), elevando su participación en las ventas del 14,1% al 17,5%.

El precio realizado del petróleo promedió USD 81,4/barril (-10,7% t/t y +35,6% i.a.), tras el nivel excepcional de USD 91,1/barril del 2T26, favorecido por la suba internacional del crudo y primas extraordinarias del petróleo local. Por su parte, el gas natural promedió USD 4,4/MMBtu (+4,4% t/t y +1,0% i.a.). Frente al trimestre anterior, los menores precios de combustibles y exportaciones de crudo fueron compensados por mayores ventas estacionales de gas y exportaciones de refinados.

El EBITDA ajustado consolidado alcanzó USD 2.503 millones, con una caída del 10,7% t/t y un aumento del 84,4% i.a., el segundo mayor registro trimestral de YPF. El margen EBITDA fue del 38,2%, frente al 42,6% del 2T26 y el 29,2% del 3T25. La caída trimestral respondió a menores precios realizados y efectos de valuación de inventarios, mientras que la mejora interanual reflejó mayores precios, expansión del shale oil, mayor actividad de refinación y menores costos de extracción.

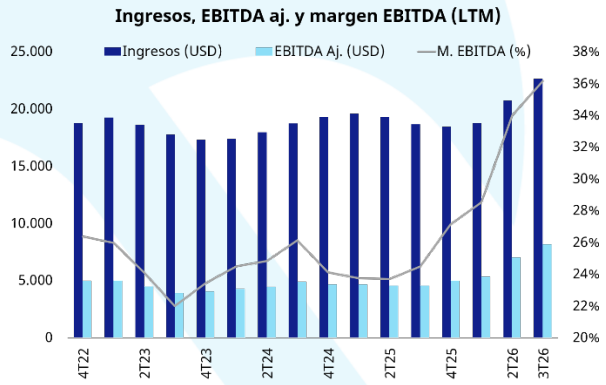
En Upstream, el EBITDA ajustado alcanzó USD 1.575 millones, con una caída del 8,7% t/t y un aumento del 50,7% i.a. La transformación del portafolio y las desinversiones en campos convencionales redujeron el costo de extracción subyacente a USD 7,8/boe, un 8,3% menos t/t y 11,9% i.a. En el shale oil hub, el costo se mantuvo estable en USD 4,2/boe, reflejando su competitividad operativa.

En Midstream & Downstream, el EBITDA ajustado alcanzó USD 1.294 millones (+54,2% t/t y +297,8% i.a.), incluyendo USD 263 millones por valuación positiva de inventarios. Excluyendo este efecto, fue de USD 1.030 millones (+8,8% t/t y +168,6% i.a.). Las ventas de refinados crecieron 7,2% i.a., hasta 5,2 millones de m^3, con un aumento del 76,5% en las exportaciones, sin necesidad de importar combustibles. Los precios netos de nafta y gasoil subieron 36,8% y 44,8% i.a., hasta USD 776/m^3 y USD 922/m^3, aunque cayeron 6% t/t tras subir 28% en el 2T26, reflejando la política de precios buffer. El EBITDA unitario de Refino y Marketing aumentó de USD 7,1/bbl a USD 25,6/bbl i.a.

mill. de USD	3T26	2T26	Var.	3T25	Var.
Ingresos	6.557	6.574	-0,3%	4.643	41%
M. Local	5.411	5.475	-1,2%	3.986	36%
Export.	1.146	1.099	4,3%	657	74%
EBITDA Aj.	2.503	2.804	-11%	1.357	84%
Upstream	1.575	1.725	-8,7%	1.046	51%
Mid & Dw	1.294	839	54%	325	298%
Otros y aj.	-366	239	-	-14	-
Margen EBITDA	38,2%	42,6%	-447 pb	29,2%	894 pb

Fuente: Cucchiara Research en base a EERR.

En LTM 3T26, los ingresos alcanzaron USD 22.633 millones (+21,4% i.a.) y el EBITDA ajustado USD 8.184 millones (+79,3% i.a. y +16,3% respecto del LTM 2T26). El margen EBITDA se expandió del 24,5% al 36,2% i.a., una mejora de 1.170 pb. Esta evolución reflejó la creciente participación del shale, menores costos de extracción, mayor actividad de refinación y el efecto favorable de los precios internacionales de la energía.



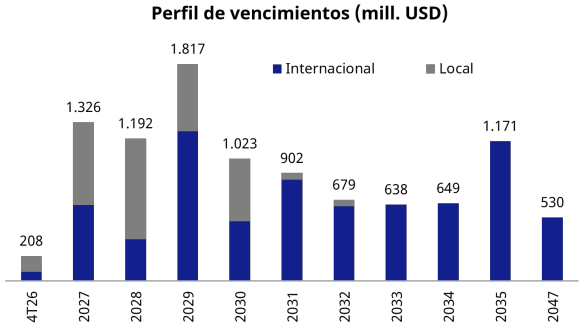
Fuente: Cucchiara Research en base a EERR.

Las inversiones (CAPEX) totalizaron USD 1.287 millones en el 3T26, con una caída del 4,0% t/t y un aumento del 26,5% i.a., destinándose el 70% a operaciones no convencionales. Upstream concentró USD 932 millones (97% shale) y Midstream & Downstream, USD 280 millones, principalmente en mantenimiento y modernización de refinerías. En 9M26, el CAPEX acumuló USD 3.607 millones (+6% i.a.).

El flujo de caja libre alcanzó USD 901 millones en el 3T26, frente a USD 824 millones en el 2T26 y un saldo negativo de USD 759 millones en el 3T25. En 9M26 acumuló USD 2.596 millones, revirtiendo el déficit de USD 2.081 millones de 9M25. La mejora respondió principalmente a la mayor generación operativa e incluyó USD 175 millones de ingresos netos por compraventa de activos, entre ellos anticipos vinculados a MetroGAS y campos convencionales cedidos.

Perfil de deuda

Al cierre del 3T26, YPF registró una deuda financiera bruta de USD 10.250 millones, íntegramente denominada en dólares. El 85% corresponde a vencimientos de largo plazo, con una vida promedio de 5 años. Los bonos representan el 90% de la deuda, de los cuales el 74,4% corresponde a Ley NY y el 25,6% a Ley Argentina, distribuidos en 10 emisiones internacionales y 13 locales.



Fuente: Cucchiara Research en base a EERR.

La liquidez alcanzó USD 3.654 millones al 3T26, compuesta por un 54% de efectivo y un 46% de activos financieros, con un 83% dolarizado. La deuda neta se redujo a USD 6.596 millones, principalmente por la acumulación de liquidez, respaldada por un flujo libre de caja positivo de USD 2.861 millones LTM, desinversiones y gestión de pasivos.

En materia de financiamiento, en el 3T26 YPF emitió en el mercado internacional bonos al 2035 por USD 1.200 millones, la mayor colocación corporativa argentina en 11 años. Destinó parte de los fondos a recomprar bonos 2027 y 2029, extendiendo su perfil de deuda. Adicionalmente, amplió una ON local con vencimiento en 2030 por USD 171 millones al 5,5%. Con posterioridad al cierre, obtuvo un

préstamo de USD 400 millones de Itaú, con vencimiento en 2031, destinado a refinanciar deuda vinculada con la adquisición de YPF Luz.

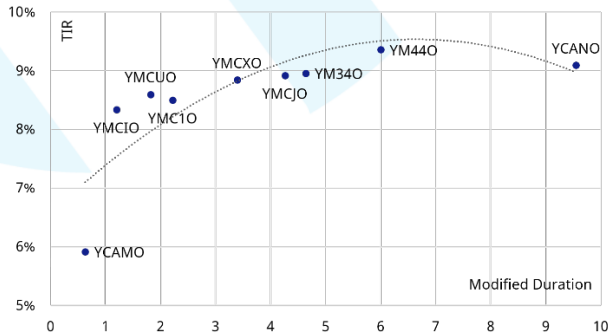
La combinación de menor deuda neta y expansión del EBITDA ajustado LTM permitió reducir el ratio Deuda Neta/EBITDA a 0,81x. En paralelo, la cobertura de intereses pagados LTM mejoró a 10,6x, pese al aumento del costo promedio ponderado de la deuda de YPF individual, del 6,7% en el 3T25 al 7,3% en el 3T26.

mill. de USD	3T26	2T26	Var.	3T25	Var.
Deuda Financiera	10.250	10.128	1,2%	10.611	-3%
Caja y Activos	3.654	2.474	47,7%	1.016	260%
Deuda Neta	6.596	7.654	-13,8%	9.595	-31%
EBITDA Aj. LTM	8.184	7.038	16,3%	4.565	79%
Deuda Neta/ EBITDA	0,81	1,09	-0,3	2,10	-1,3
Int. pagados LTM	769	721	6,7%	644	19%
EBITDA/ Intereses	10,6	9,8	0,9	7,1	3,6

Fuente: Cucchiara Research en base a EERR.

Bonos Corporativos YPF (Ley NY)

Clase	Ticker	Descripción	Clean	TIR	MD
LIII	YCAMO	YPF 6,95% 21/07/27	100,75	5,9%	0,6
1998	YPC4O	YPF 10% 02/11/28	-	-	-
I	YMC1O	YPF 8,50% 27/06/29	100,38	8,5%	2,2
XVII	YMCIO	YPF 9% 30/06/29	101,00	8,3%	1,2
XXVIII	YMCUO	YPF 9,50% 17/01/31	102,00	8,6%	1,8
XXXI	YMCXO	YPF 8,75% 11/09/31	100,25	8,9%	3,4
XVIII	YMCJO	YPF 7% 30/09/33	92,75	8,9%	4,3
XXXIV	YM34O	YPF 8,25% 17/01/34	97,50	9,0%	4,6
XLIV	YM44O	YPF 7,55% 18/06/35	90,50	9,4%	6,0
LIV	YCANO	YPF 7% 15/12/47	82,00	9,1%	9,6



Fuente: Bloomberg, TIR y precios indicativos al 18-11-26.

Perspectivas

La transformación operativa de YPF, impulsada por la expansión del shale oil y las desinversiones de campos convencionales, fortaleció significativamente su rentabilidad, generación de caja y perfil crediticio, reduciendo el apalancamiento a su nivel más bajo en más de una década. Los precios internacionales continúan favoreciendo la generación operativa, pese a la reciente corrección del Brent.

Hacia adelante, VMOS será clave para sostener la expansión del shale oil. YPF tiene comprometidos 164 Kbbl/d de capacidad de transporte y proyecta una producción promedio de shale oil cercana a 300 Kbbl/d en 2027. Esta infraestructura permitirá aliviar restricciones de evacuación y ampliar su perfil exportador.

En gas, Argentina LNG constituye el principal proyecto de crecimiento de mediano y largo plazo. Southern Energy, con una participación de YPF del 25%, prevé incorporar dos unidades flotantes entre 2027 y 2028, con capacidad conjunta de 6 millones de toneladas anuales de GNL (Mtpa). Por su parte, Argentina LNG, junto con Eni y XRG, contempla otros 12 Mtpa, con operaciones previstas entre 2030 y 2031. Requiere inversiones estimadas en USD 29.000 millones hasta 2031, con YPF participando en un 36% y un objetivo de financiamiento mediante deuda de proyecto del 60% al 70%. La comercialización de líquidos asociados al gas mejoraría su competitividad y rentabilidad.

El principal desafío será el esfuerzo inversor previsto para 2027. Según proyecciones preliminares compartidas por YPF, el CAPEX podría alcanzar hasta USD 8.000 millones, junto con aportes a proyectos LNG de hasta USD 2.000 millones, generando un déficit de caja cercano a USD 3.500 millones. Sin embargo, YPF afronta esta etapa con mayor solidez financiera, respaldada por su elevada liquidez y acceso al financiamiento. Su emisión con vencimiento en 2035 se colocó con un G-spread cercano a 300 pb, el más bajo de su historia. La ejecución de los proyectos y la evolución del apalancamiento serán factores clave para monitorear.

En renta fija, la elevada volatilidad de los rendimientos de los Treasuries continúa condicionando el desempeño de los bonos corporativos emergentes. En este contexto, destacamos el YPFDAR 7.55 06/18/35 por su atractiva relación entre TIR y duration, respaldada por la mejora crediticia de YPF y con potencial de valorización ante una eventual estabilización de las tasas estadounidenses y/o compresión de spreads. Para inversores que prioricen menor duration, recomendamos el YPFDAR 9 1/2 01/17/31, con garantías vinculadas a exportaciones y una cuenta de reserva para el servicio de deuda, ofreciendo protección adicional sin resignar significativamente rendimiento. En ambos casos, sus atractivos cupones aportan un flujo de intereses que contribuye a amortiguar el impacto de la suba de las tasas sobre el retorno total.

Mantenemos una visión favorable sobre los bonos corporativos de YPF por sus sólidos fundamentos crediticios y atractivos rendimientos. Si bien persiste la exposición al riesgo país, esperamos mayor firmeza relativa frente a episodios de estrés soberano, respaldada por su solidez financiera y creciente perfil exportador.

Juan José Battaglia
juan@cucchiara.com.ar

Manuel Carvalho
manuel@cucchiara.com.ar

Ian Weber
ian@cucchiara.com.ar

Tomás Mangino
tomasmangino@cucchiara.com.ar

Jonathan Rung
jonathan@cucchiara.com.ar

Julieta Marchione
julietamarchione@cucchiara.com.ar