

Análisis de Resultados. 2do. Trimestre de 2026

YPF S.A.

18 Agosto de 2026

Ticker NYSE YPF ISIN NYSE US9842451000

Ticker BYMA YPFD ISIN BYMA ARP9897X1319

Recomendación

Comprar

Recomendación anterior

Comprar

Precio objetivo

USD 62,00

Precio al 17-ago-2026

USD 52,70

Potencial de suba

17%

Cap. de mercado

USD 20.910 MM

Rango de 52 semanas

USD 22,8 - USD 57,4

Volumen promedio diario

1.680.500 acciones

Última recomendación

19 de mayo de 2026

Anuncio de Resultados 1T26

11 de agosto de 2026

Analista

Alan Feldman

afeldman@criterialatam.com

En función de los resultados correspondientes al segundo trimestre de 2026 presentados por YPF S.A., decidimos mantener nuestra recomendación de **compra** y elevar nuestro precio objetivo a **USD 62** por ADR (desde USD 54), lo que representa una suba potencial cercana al **17%** respecto de su precio actual. Esta revisión se fundamenta en la consolidación de una historia de ejecución con disciplina de costos, en la aceleración sostenida de la producción no convencional, en una cartera de proyectos de crecimiento que se sigue ampliando y confirma el potencial de Vaca Muerta, en un plan de inversiones más ambicioso que refleja el compromiso con el crecimiento, y en el continuo fortalecimiento del balance, que junto con la compresión del riesgo país reduce la tasa de descuento de los flujos futuros, todo en el marco de la ejecución del Plan 4x4 de la Compañía.

Producción y costos de extracción

La producción total de hidrocarburos alcanzó los 544.400 barriles equivalentes de petróleo por día (boe/d), un crecimiento del 4% secuencial y estable en la comparación interanual. Detrás de esa estabilidad conviven dos dinámicas opuestas y planificadas, la declinación de los campos convencionales maduros (que la Compañía sigue desinvirtiendo) y la fuerte expansión de los no convencionales o shale. La producción de petróleo shale volvió a crecer con fuerza, hasta 212.700 barriles por día (+47% interanual, +4% secuencial), y ya representa el 80%

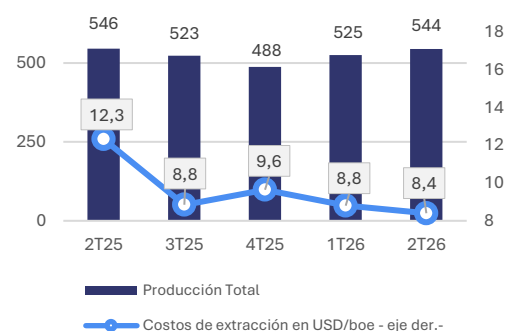
del crudo total, frente al 76% del trimestre anterior. Al desglosar por producto, el crudo total se situó en 265.500 barriles por día (-2% secuencial, +7% interanual), el gas natural en 37,3 millones de metros cúbicos por día (+14% secuencial, -6% interanual) y los líquidos de gas natural (NGL) en 44.600 barriles por día (-6% secuencial, -7% interanual).

En términos de eficiencia, el lifting cost total descendió a USD 8,4 por boe (-31% interanual), mientras que en el hub de shale oil se mantuvo en torno a USD 4 por boe, menos de la mitad del costo total, reflejando la brecha con los campos convencionales. El management reiteró su objetivo de un promedio de 215.000 barriles diarios de shale oil en 2026 y un exit rate de 250.000 barriles hacia diciembre, aclarando que buena parte de la perforación ya está realizada y que la puesta en marcha restante depende principalmente de completar y fracturar los pozos y de la terminación de la planta de tratamiento de La Angostura Sur I, estimada para septiembre próximo con 80.000 bbl/d de capacidad. La Compañía opera hoy 16 equipos de perforación en Vaca Muerta (contra 12 al cierre de 2025) y espera alcanzar 21 hacia principios de 2027.

Facturación y segmentos Midstream & Downstream

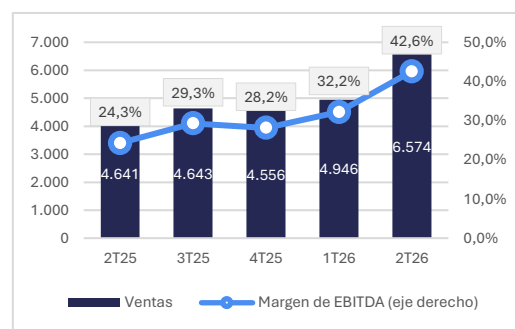
La facturación total del trimestre ascendió a USD 6.574 millones, un incremento del 33% secuencial y del 42% interanual. La mejora estuvo impulsada por el fuerte salto en el precio de realización del petróleo, que promedió los USD 91,1 por barril (+33% secuencial y +53% interanual) en el marco del aumento del precio del crudo como consecuencia del conflicto en Medio Oriente.

Gráfico nro. 1. Producción total en kbb/d y costos de extracción en USD/boe, desde 2T25 al 2T26



Fuente: Elaboración propia en base a información brindada por la Compañía

Gráfico nro. 2. Evolución de los ingresos por ventas en millones de USD y margen de EBITDA, desde 2T25 al 2T26



Fuente: Elaboración propia en base a información brindada por la Compañía.

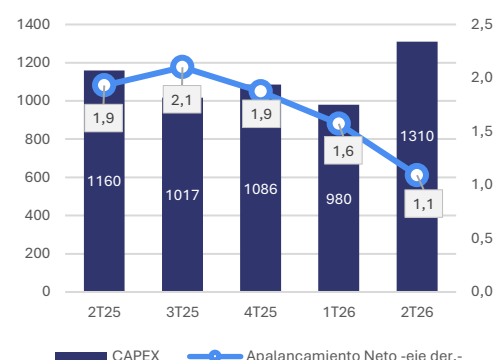
En el área de refinación y transporte, YPF elevó su nivel de procesamiento a 351.000 barriles diarios (+16% interanual), con una utilización de la capacidad instalada del 104%, lo que le permitió aumentar la producción de naftas y gas oil, evitar importaciones de combustible, abastecer a refinadores locales y exportar excedentes a la región. Las ventas locales de combustibles crecieron un 10% interanual, consolidando una participación de mercado del 59%, por encima del 54% del trimestre anterior. Cabe destacar que durante el trimestre la Compañía implementó un esquema de buffer temporal de precios, por el cual no trasladó al surtidor el impacto completo de la suba internacional, moderando el margen del segmento downstream. Al igual que en trimestres previos, el Upstream volvió a ser el principal motor del resultado, apalancado en el shale y en los mayores precios.

EBITDA y márgenes

La rentabilidad operativa mostró una fuerte expansión. El EBITDA ajustado totalizó USD 2.804 millones, lo que representa un aumento del 76% respecto del trimestre previo y del 149% en comparación con el segundo trimestre de 2025, con un margen del 43%.

En el resultado neto, la Compañía registró una utilidad de USD 1.205 millones, muy por encima de los USD 58 millones del mismo período del año anterior. El salto se explica por el mayor volumen de shale, la eficiencia en costos y la dinámica alcista de precios, incluyendo una revalorización favorable de los inventarios de crudo y productos. De cara al año completo, la Compañía revisó al alza su guía, proyectando un EBITDA ajustado de alrededor de USD 8.000 millones asumiendo un barril promedio de USD 82 para el 2026. El CAPEX proyectado se situó en el

Gráfico nro. 3. Ratio de apalancamiento neto y CAPEX en millones de USD, desde 2T25 al 2T26



Fuente: Elaboración propia en base a información brindada por la Compañía

rango de USD 5.800 a 6.200 millones (un aumento respecto al rango anterior de USD 5.500 a 5.800 millones) y un flujo de caja libre cercano a los USD 2.000 millones, cuando a comienzos de año lo estimaba neutral o ligeramente positivo.

Apalancamiento y CAPEX

En términos de flujo de caja, la Compañía reportó un flujo de caja libre (FCF) de USD 824 millones. Este número incluye un efecto extraordinario por la compra de los activos de Equinor en Vaca Muerta (USD 188 millones).

Excluyéndolo, la generación de caja hubiera ascendido a alrededor de USD 1.000 millones. Además, el capital de trabajo estuvo afectado por unos USD 420 millones vinculados a la venta de Plan Gas que no se cobraron en el trimestre y que ingresarían en el siguiente. La deuda neta se redujo un 9% secuencial hasta los USD 7.654 millones, situando el ratio de apalancamiento neto en 1,1x, y la Compañía cerró el trimestre con una liquidez de casi USD 2.500 millones. A esto se sumaron mejoras de calificación por parte de todas las agencias de crédito.

Por el lado de las inversiones, el CAPEX ejecutado en el trimestre fue de USD 1.340 millones (+16% interanual), de los cuales el 77% se destinó a actividad no convencional, con una aceleración prevista para la segunda mitad del año, en línea con la guía anual revisada al alza. Parte de ese mayor esfuerzo de inversión se explica por la incorporación de nuevos equipos de perforación necesarios para sostener el crecimiento de la producción de shale.

Perspectivas futuras y proyectos estratégicos

El horizonte estratégico de YPF sigue vinculado a la monetización de sus reservas a escala global y a la

consolidación de su perfil exportador. El oleoducto Vaca Muerta Sur (VMOS) avanza según lo previsto, con más del 77% de la obra ejecutada al cierre de junio y el comienzo de operaciones esperado para principios de 2027, un hito clave para destrabar la exportación. El proyecto Argentina LNG, que ya cuenta con el respaldo de socios como Eni y XRG (con el 32% cada uno y YPF como operador con el 36%) sobre cinco bloques de shale gas en Vaca Muerta, tuvo una actualización respecto a la decisión final de inversión que buscará aprobarse hacia el cuarto trimestre de este año. A esto le sumamos el gasoducto San Matías, con una inversión estimada de USD 1.300 millones cuya financiación se buscará cerrar el próximo trimestre. Y en mayo la Compañía presentó al RIGI el proyecto Loma La Lata Oil (LLL), con una inversión de USD 25.000 millones en 15 años, una de las mayores iniciativas exportadoras de crudo del país, que apunta a un plateau de 240.000 barriles diarios hacia 2032, íntegramente exportados por VMOS. En paralelo, YPF continúa depurando su portafolio con las desinversiones de activos convencionales (Andes II), tras las cuales se busca que el 95% de la producción de petróleo sea no convencional.

Conclusión y precio objetivo

Elevamos nuestro precio objetivo de USD 54 a USD 62 por ADR. La revisión responde principalmente a 5 tendencias subyacentes en nuestra tesis de valuación.

Primero, YPF continúa demostrando ejecución con disciplina de costos. El lifting cost cayó 31% interanual hasta USD 8,4 por barril equivalente, y en los desarrollos núcleo de shale se ubicó cerca de USD 4 impactando directamente en mejores niveles de rentabilidad.

Segundo, los proyectos de crecimiento se siguen apilando hacia adelante. El avance de Argentina LNG hacia su decisión final de inversión en el cuarto trimestre, junto con la infraestructura de evacuación asociada, confirma que el potencial de Vaca Muerta se traduce en proyectos concretos y financiables.

Tercero, a pesar de no haber trasladado toda la suba del Brent al surtidor por el mecanismo de buffer en los combustibles, YPF se beneficia de un año de precios de petróleo más altos que los previstos a comienzos de año. El supuesto de Brent pasó de USD 63 a un promedio anual de USD 82. Ese diferencial se vuelca al negocio local y al exportador y explica la revisión al alza de la generación de caja, con un flujo de caja libre proyectado de alrededor de USD 2.000 millones para 2026, un cambio muy positivo para la Compañía.

Cuarto, la revisión al alza del plan de inversiones, a un rango de USD 5.800 a 6.200 millones, confirma la voluntad de sostener el ritmo de desarrollo para alcanzar el objetivo de 250.000 barriles diarios de shale hacia diciembre, la meta fijada a comienzos de año.

Quinto, la mejora del perfil crediticio, con un ratio de deuda neta sobre EBITDA que culminó en 1,1x desde 1,6x del trimestre anterior, se combina con una compresión del riesgo país. Ambos factores reducen la tasa a la que descontamos los flujos futuros y elevan el valor presente de la Compañía.

La combinación de mayor generación de caja, un plan de inversión orientado al crecimiento, un balance más sólido y un menor costo de capital sostiene el paso de nuestro precio objetivo de USD 54 a USD 62 por ADR, lo que implica

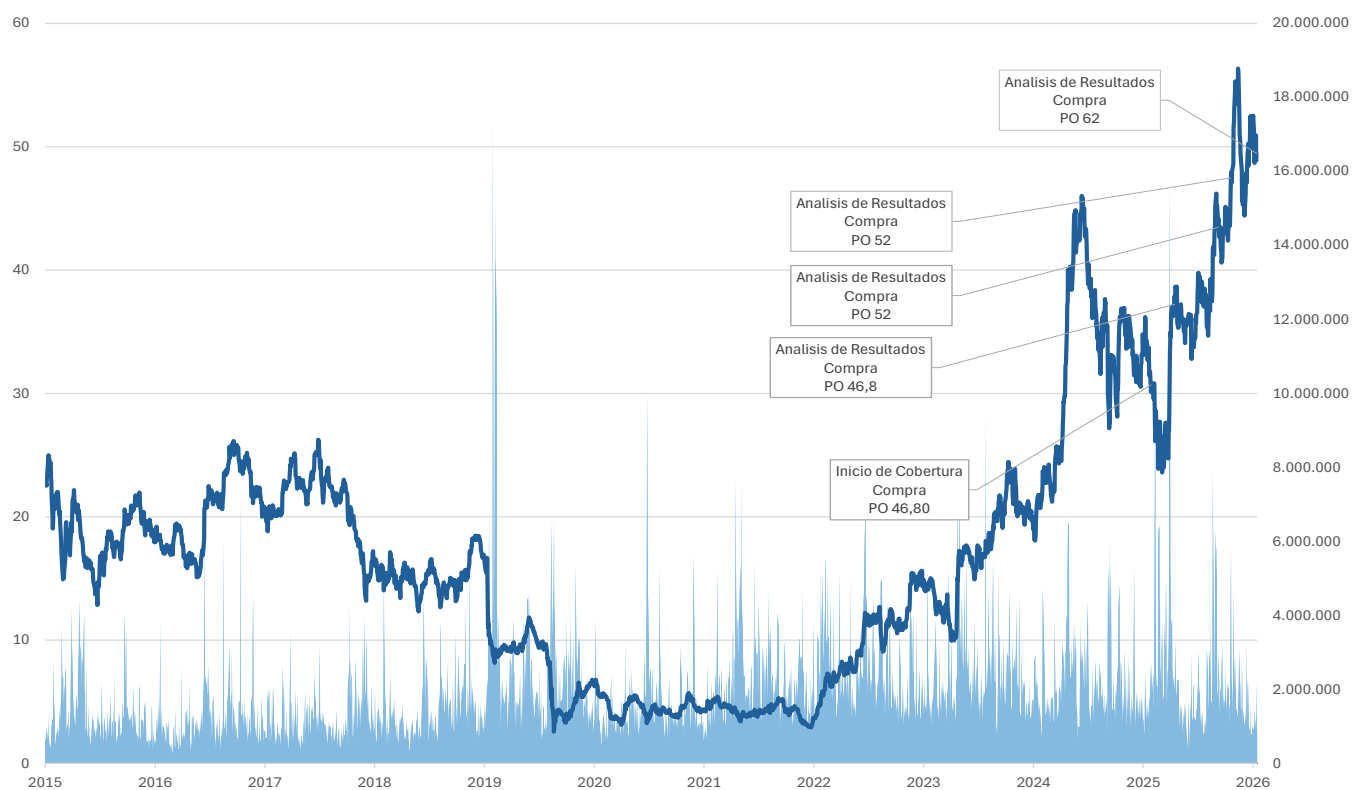
un potencial de apreciación cercano al 17% desde los niveles actuales de USD 52,7.

Principales Métricas. Todos los números expresados en USD, según reportado por la Compañía o estimación de CRITERIA

		2T 26	1T 26	T/T	2T 25	A/A
Producción Total	mboe/d	544,4	525	4%	545,7	0%
Prod. no Convencional	%	80,1	75,7	6%	59,9	34%
Producción de Petróleo	mbbl/d	265,5	271	-2%	249,9	6%
Producción de Gas	mboe/d	234,3	206,3	14%	247,8	-5%
Producción de LGN	mbbl/d	44,6	47,7	-6%	48	-7%
Precio Realizado de Crudo	USD/bbl	91,1	68,4	33%	59,5	53%
Costo de Extracción	USD/boe	8,4	8,8	-5%	12,3	-32%
Ventas	MM de USD	6.574	4.946	33%	4.641	42%
CAPEX	MM de USD	1.340	980	37%	1.160	16%
EBITDA aj.	MM de USD	2.804	1.594	76%	1124	149%
Ingreso Neto	MM de USD	1205	409	195%	58	1978%
Apalancamiento Neto	X	1,09	1,6	-32%	1,93	19%

Tabla de abreviaturas

MMm ³ /d	Millones de metros cúbicos de gas natural por día	bbl	Barril de petróleo crudo
Mbb/d	Miles de barriles de petróleo crudo por día	boe	Barril equivalente de petróleo
Mboe/d	Miles de barriles equivalentes de petróleo por día	USD/boe	Dólares por barril de petróleo equivalente
MM	Millón	USD/bbl	Dólares por barril de petróleo

Evolución del precio (en USD por ADR) y volumen operado (en eje derecho) de YPF del 26-07-2019 al 17-08-2026


Reporte	Recomendación	Fecha	Precio Objetivo	Precio spot al momento de publicación	Diferencia a PO al momento de publicación
Inicio de Cobertura	COMPRA	26-ago-2025	46,80	30,10	55%
Análisis de Resultados 3T de 2025	COMPRA	13-nov-2025	46,80	37,91	23%
Análisis de Resultados 4T de 2025 y 2025	COMPRA	08-abr-2026	52,00	43,48	20%
Análisis de Resultados 1T 2026	COMPRA	18-may-2026	52,00	47,48	10%
Análisis de Resultados 2T 2026	COMPRA	18-ago-2026	62,00	50,00	24%

CRITERIA Research

Gustavo Araujo
Head de Research

Guadalupe Birón
Estratega de Renta Fija

Federico Sibilía
Estratega de Renta Fija

Alan Feldman
Estratega de Renta Variable

Fecha de Publicación: 18 de agosto de 2026

contacto@criteria.com.ar | CRITERIA© 2026. Todos los derechos reservados.

AVISO LEGAL/DISCLAIMER: Este documento, y la información y estimaciones y alternativas en él expresadas contiene información general correspondiente a la fecha de emisión del informe que está sujeta a cambios sin previo aviso. CRITERIA no se responsabiliza ni se encuentra obligado a notificar tales cambios o actualizar los contenidos del presente. No ha sido emitido para entregar a clientes particulares. No se garantiza que la información que incluye sea exacta y completa y no debe confiarse en ella como si lo fuera. Este documento y sus contenidos no constituyen una oferta, invitación o solicitud para la compra o suscripción de valores u otros instrumentos, ni para decidir o modificar inversiones. En forma alguna este documento o su contenido constituyen la base para un contrato, compromiso o decisión de cualquier tipo. Los contenidos de este documento se basan en información disponible de manera pública y que ha sido obtenida de fuentes consideradas confiables. No obstante, tal información no ha sido verificada en forma independiente por CRITERIA y, en consecuencia, no puede proveerse una garantía, ni expresa ni implícita, respecto de su precisión o integridad. CRITERIA no asume responsabilidad de ningún tipo por cualquier resultado negativo consecuencia del uso de este documento o su contenido.