

YPF S.A.

Domicilio: Macacha Güemes 515 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

Ejercicio económico N° 50 iniciado el 1 de enero de 2026.

Reseña informativa al 31 de marzo de 2026

Información confeccionada sobre la base de los estados financieros intermedios condensados consolidados de YPF S.A. y sus subsidiarias.

Contenido

- 1. INTRODUCCIÓN (*)**
- 2. CONDICIONES MACROECONÓMICAS (*)**
- 3. ANÁLISIS DE NUESTROS RESULTADOS (*)**
- 4. SÍNTESIS DE LA ESTRUCTURA PATRIMONIAL**
- 5. SÍNTESIS DE LA ESTRUCTURA DE RESULTADOS**
- 6. SÍNTESIS DE LA ESTRUCTURA DE FLUJOS DE EFECTIVO**
- 7. DATOS ESTADÍSTICOS (*)**
- 8. ÍNDICES**
- 9. PERSPECTIVAS (*)**

(*) Información no cubierta por el Informe de los Auditores Independientes.

7 de mayo de 2026

1. INTRODUCCIÓN

Siendo YPF S.A. ("YPF" o "la Sociedad") y sus subsidiarias (en conjunto, "el Grupo") un conjunto de empresas cuya actividad se centra principalmente en Argentina, el Grupo lleva a cabo su gestión en el marco de la evolución de las principales variables del contexto macroeconómico del país.

Las referencias a "\$", "peso" o "pesos" lo son a pesos argentinos, la moneda de presentación del Grupo; y las referencias a "US\$", "dólar" o "dólares" lo son a dólares estadounidenses, la moneda funcional de YPF.

2. CONDICIONES MACROECONÓMICAS

Principales variables

Una parte significativa de nuestros ingresos se derivan de nuestras operaciones en Argentina y, por lo tanto, están sujetos a las condiciones macroeconómicas prevalecientes en el país. En consecuencia, los cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias en Argentina han tenido y se espera que sigan teniendo un impacto significativo en nuestro negocio, situación patrimonial y financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Las condiciones macroeconómicas de Argentina dependen de múltiples factores: (i) el marco legal y regulatorio (ver Nota 36 a los estados financieros intermedios condensados consolidados); (ii) las políticas económicas del Gobierno Nacional, en especial las políticas monetarias y cambiarias; (iii) los niveles de inflación; (iv) las devaluaciones del peso respecto de otras monedas, principalmente del dólar; (v) la balanza comercial; (vi) los precios internacionales de los principales commodities de Argentina; (vii) la deuda pública; (viii) la inversión y el financiamiento interno y externo; entre otros.

Según el último Informe Mensual de Estimación de la Actividad Económica publicado en abril de 2026 por el Instituto Nacional de Estadística y Censos ("INDEC"), la actividad económica en Argentina en febrero de 2026 registró una disminución de 2,1% respecto de febrero de 2025; mientras que la variación acumulada de los primeros dos meses de 2026 registró una disminución de 0,2% respecto del mismo período del año anterior.

Durante los primeros tres meses de 2026 el Índice de Precios al Consumidor ("IPC") elaborado por el INDEC tuvo un incremento acumulado de 9,4%, mientras que el Índice de Precios Internos Mayoristas ("IPIM"), elaborado por el mismo organismo, presentó un incremento acumulado de 6,1%. Durante los primeros tres meses de 2025, el incremento acumulado del IPC fue de 8,6%, mientras que el IPIM aumentó 4,7%.

En términos de balanza comercial, según los datos publicados por el INDEC en el informe Intercambio Comercial Argentino, el superávit en el saldo de la cuenta comercial de Argentina ascendió a US\$ 5.508 millones durante los primeros tres meses de 2026, mientras que en los primeros tres meses de 2025 se registró un superávit que ascendió a US\$ 1.061 millones. Este mayor superávit se explica por un aumento de las exportaciones de 16,9% y una disminución de las importaciones de 7,3%.

En lo que respecta a las condiciones del mercado local en materia cambiaria, el tipo de cambio peso/dólar alcanzó un valor de 1.377,50 pesos por dólar al 31 de marzo de 2026, habiendo disminuido un 5,0% desde su valor de 1.450,50 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2025. La cotización promedio de los primeros tres meses de 2026 ascendió a 1.414,11 pesos por dólar y fue un 34,1% superior al promedio registrado durante el mismo período de 2025 de 1.054,66 pesos por dólar.

El 8 de abril y el 11 de abril de 2025 el FMI y el Gobierno Nacional, respectivamente, anunciaron que habían llegado a un acuerdo sobre un programa económico integral que se basa en un Servicio de Facilidades Extendidas (EFF, por sus siglas en inglés) con una duración de 4 años por un total de US\$ 20.000 millones, el cual incluye revisiones trimestrales de metas. El acuerdo prevé un desembolso inicial de US\$ 12.000 millones en abril de 2025, un segundo desembolso de US\$ 2.000 millones en junio de 2025 junto con la primera revisión trimestral, un desembolso de US\$ 1.000 millones durante el segundo semestre de 2025 y los restantes desembolsos durante el período de vigencia del acuerdo. El plazo de reembolso de cada desembolso es de 10 años con un plazo de gracia de cuatro años y medio, iniciando en 2026 y concluyendo en 2035. A la fecha de emisión de la presente Reseña informativa, el Gobierno Nacional recibió durante 2025 desembolsos por aproximadamente US\$ 12.000 millones y US\$ 2.000 millones correspondientes al primer y segundo desembolsos, respectivamente.

Mercado de hidrocarburos

Nuestra política de precios con respecto a la venta de combustibles contempla varios factores como los precios internacionales y locales del petróleo, los precios internacionales de los productos refinados, los costos de procesamiento y distribución, los precios de los biocombustibles, las fluctuaciones en el tipo de cambio, la demanda y oferta local, la competencia, los inventarios, los derechos de exportación, los impuestos locales, márgenes domésticos para nuestros productos, entre otros. Nuestra expectativa es alinear, a través del tiempo, nuestros precios locales con los de los mercados internacionales, procurando, a su vez, mantener una relación razonable entre los precios locales de los crudos y los combustibles, sin considerar fluctuaciones de corto plazo, sin embargo, no podemos asegurar que otros factores críticos que también se consideran en nuestra política de precios (incluyendo, pero no limitado a, cambios en el tipo de cambio, o en los precios internacionales o potenciales limitaciones legales o regulatorias, u otras limitaciones que afecten la capacidad de los mercados de enfrentar cambios de precios) no tendrán un impacto adverso en nuestra capacidad de mantener dicha relación ante la volatilidad e incertidumbre en los precios internacionales del petróleo y sus derivados y las fluctuaciones en el valor del peso.

Durante los primeros tres meses de 2026 las entregas de petróleo en el mercado local fueron negociadas entre empresas productoras y refinadoras. Cabe destacar que el conflicto geopolítico entre Estados Unidos, Israel e Irán, suscitado en febrero de 2026, ha aumentado la volatilidad en los precios internacionales del petróleo, con el precio del barril de petróleo Brent promediando US\$ 77,9 en los primeros tres meses de 2026 (un incremento de 4,0% respecto del promedio de los primeros tres meses de 2025 y un incremento de 23,5% respecto del promedio del cuarto trimestre de 2025). En este contexto, los crudos locales promediaron precios más bajos respecto al precio internacional, para el crudo Medanita, el precio promedio por barril fue de US\$ 71,8 para los primeros tres meses de 2026, en comparación con el precio promedio por barril de US\$ 69,7 para el mismo período de 2025.

En cuanto al gas natural, en el mercado local, rigen precios principalmente relacionados con programas de incentivos a la producción en Argentina establecidos por el Gobierno Nacional.

3. ANÁLISIS DE NUESTROS RESULTADOS

El Grupo explica su resultado neto a través del resultado operativo, el cual es gestionado a través de sus segmentos de negocio, y los resultados financieros y el cargo por impuesto a las ganancias los cuales se gestionan a nivel consolidado del Grupo. A fin de alinear las explicaciones del resultado operativo del Grupo con la Nota de Información por segmentos de negocio a los estados financieros intermedios condensados consolidados, dichas explicaciones se realizan en dólares (ver Nota 6 a los estados financieros intermedios condensados consolidados).

Primer trimestre de 2026 vs. Primer trimestre de 2025

Durante el primer trimestre de 2026 la ganancia operativa del Grupo fue de US\$ 878 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 192 millones durante el primer trimestre de 2025. Esto representa un incremento de la ganancia operativa de US\$ 686 millones (357,3%), explicado por:

- Mayores ingresos en el mercado local por US\$ 221 millones (5,7%), principalmente por mayores volúmenes y precios de venta de combustibles, parcialmente compensados por menores volúmenes de venta de gas natural como productores.
- Mayores ingresos en el mercado externo por US\$ 117 millones (15,5%), principalmente por mayores volúmenes y precios de venta de jet fuel, petróleo y nafta virgen y por mayores volúmenes de venta de gasoil, parcialmente compensados por menores volúmenes de venta de lubricantes y derivados.
- Menores costos por US\$ 120 millones (3,6%), debido a menores costos de producción (US\$ 433 millones) principalmente producto de la venta de activos relacionados con el Plan de optimización del portafolio Upstream convencional, parcialmente compensados por mayores compras (US\$ 249 millones) impulsadas principalmente por un incremento de los volúmenes de compra de petróleo a terceros producto de la venta de los activos relacionados con el Plan de optimización del portafolio Upstream convencional y por una variación negativa de la variación de existencias (US\$ 64 millones). Ver Nota 12.a) a los estados financieros intermedios condensados consolidados.
- Una variación positiva por US\$ 243 millones en otros resultados operativos, netos, explicada principalmente por la ganancia del primer trimestre de 2026 en comparación con la pérdida del primer trimestre de 2025 en el resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta, por menores cargos de provisión para materiales y equipos obsoletos, parcialmente compensados por mayores cargos de provisión por optimizaciones operativas y por menores ingresos del Programa Incremento Exportador derogado en abril de 2025. Ver Notas 12.a) y 29 a los estados financieros intermedios condensados consolidados.

- Parcialmente compensados por mayores gastos por US\$ 15 millones (1,9%), debido a mayores gastos de administración por US\$ 33 millones, parcialmente compensados por menores gastos de exploración por US\$ 10 millones y por menores gastos de comercialización por US\$ 8 millones.

Los resultados financieros, netos del Grupo durante el primer trimestre de 2026 fueron una pérdida de US\$ 327 millones (\$ 453.470 millones), en comparación con la pérdida de US\$ 245 millones (\$ 250.093 millones) durante el primer trimestre de 2025. Ver Nota 30 a los estados financieros intermedios condensados consolidados.

El cargo por impuesto a las ganancias del Grupo correspondiente al primer trimestre de 2026 fue una pérdida de US\$ 243 millones (\$ 342.873 millones), en comparación con la pérdida de US\$ 38 millones (\$ 40.720 millones) durante el primer trimestre de 2025. Ver Notas 2.d) a los estados financieros consolidados anuales y 19 a los estados financieros intermedios condensados consolidados.

El resultado neto del Grupo correspondiente al primer trimestre de 2026 fue una ganancia de US\$ 409 millones (\$ 611.861 millones), en comparación con una pérdida de US\$ 10 millones (\$ 12.970 millones) durante el primer trimestre de 2025.

A continuación, se explica el resultado operativo a través del análisis de las principales variaciones en los segmentos de negocio:

Upstream

Durante el primer trimestre de 2026 la producción diaria de hidrocarburos disminuyó un 4,9% respecto al mismo período de 2025, alcanzando 525 mil barriles equivalentes de petróleo por día (“boe/día”).

La producción diaria de gas natural disminuyó un 12,2% en el primer trimestre de 2026 respecto al mismo período de 2025, promediando 32,8 millones de metros cúbicos por día (“Mm³/día”) como resultado de la venta de activos relacionados con el Plan de optimización del portafolio Upstream convencional (ver Nota 12.a) a los estados financieros intermedios condensados consolidados), parcialmente compensada por un incremento de la producción no convencional por 2,4%.

Asimismo, la producción diaria de NGLs aumentó un 0,8% en el primer trimestre de 2026 respecto al mismo período de 2025, promediando 47,7 mil barriles por día (“bbl/día”).

La producción diaria de petróleo aumentó un 0,4% respecto al primer trimestre de 2025, promediando 271 mil bbl/día, impulsada por el crecimiento de la producción no convencional por 39,4%, parcialmente compensada por la venta de activos relacionados con el Plan de optimización del portafolio Upstream convencional (ver Nota 12.a) a los estados financieros intermedios condensados consolidados).

Durante el primer trimestre de 2026 la ganancia operativa del segmento de Upstream fue de US\$ 616 millones, en comparación con la pérdida operativa de US\$ 103 millones durante el primer trimestre de 2025. Esto representa un incremento del resultado operativo de US\$ 719 millones, explicado por:

- Menores costos y gastos por US\$ 492 millones (26,8%), debido a:
 - Menores costos de extracción (“lifting cost”) por US\$ 341 millones (45,0%), principalmente por la venta de activos relacionados con el Plan de optimización del portafolio Upstream convencional (ver Nota 12.a) a los estados financieros intermedios condensados consolidados).
 - Menores cargos de depreciaciones de propiedades, planta y equipo por US\$ 81 millones (14,4%), debido principalmente a (i) el cese de amortización de áreas clasificadas como activos mantenidos para la venta en el cuarto trimestre de 2025 relacionados con el Plan de optimización del portafolio Upstream convencional (ver Nota 12.a) a los estados financieros intermedios condensados consolidados), y (ii) la incorporación de reservas en determinadas áreas.
 - Menores gastos de exploración por US\$ 10 millones (33,3%), principalmente por menores gastos de estudio, parcialmente compensados por mayores cargos de perforaciones exploratorias improductivas.
 - Menores costos relacionados con regalías y otros cargos asociados a la producción de petróleo y de gas natural por US\$ 9 millones (3,4%) como consecuencia de la venta de activos relacionados con el Plan de optimización del portafolio Upstream convencional (ver Nota 12.a) a los estados financieros intermedios condensados consolidados).
 - Menores cargos de otros costos y gastos por US\$ 51 millones (22,9%), principalmente por menores cargos de contrataciones de obra y otros servicios y de conservación, reparación y mantenimiento principalmente producto de la venta de activos relacionados con el Plan de optimización del portafolio Upstream convencional (ver Nota 12.a) a los estados financieros intermedios condensados consolidados).

- Una variación positiva por US\$ 273 millones en otros resultados operativos, netos, explicada principalmente por la ganancia del primer trimestre de 2026 en comparación con la pérdida del primer trimestre de 2025 en el resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta y por menores cargos de provisión para materiales y equipos obsoletos, parcialmente compensados por mayores cargos de provisión por optimizaciones operativas y por el resultado por venta de activos, principalmente relacionados con el Plan de optimización del portafolio Upstream convencional. Ver Notas 12.a) y 29 a los estados financieros intermedios condensados consolidados.
- Parcialmente compensados por menores ingresos por US\$ 46 millones (2,2%), principalmente por (i) menores volúmenes transferidos y vendidos (10,6%) al segmento de LNG y Gas Integrado y a terceros y menores precios de venta de gas natural (1,7%), y (ii) menores volúmenes transferidos y vendidos (0,9%) al segmento de Midstream y Downstream y a terceros, parcialmente compensados por mayores precios de venta de petróleo (0,8%).

Midstream y Downstream

Durante el primer trimestre de 2026 los niveles de procesamiento de nuestras refinerías promediaron 344 mil bbl/día, un 8,3% superior a los niveles de procesamiento del primer trimestre de 2025, lo que implicó un nuevo récord histórico.

Este aumento se explica principalmente por: (i) plena disponibilidad operativa y menores eventos de paros no planificados en las refinerías; (ii) aumento de la capacidad de transporte de petróleo hacia las refinerías; (iii) elevados spreads de refinación; y (iv) capacidades incrementales de blending y despacho producto de las eficiencias logísticas y de producción logradas durante 2025.

En el primer trimestre de 2026 se obtuvo una mayor producción de jet fuel por 28,3%, de gasoil por 7,7% y de naftas por 4,6% en comparación con el primer trimestre de 2025.

Durante el primer trimestre de 2026 la ganancia operativa del segmento de Midstream y Downstream fue de US\$ 1.085 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 422 millones durante el primer trimestre de 2025. Esto representa un incremento de la ganancia operativa de US\$ 663 millones (157,1%), explicado por:

- Mayores ingresos en el mercado local por US\$ 200 millones (6,2%), explicados por:
 - Mayores ventas de combustibles a terceros por US\$ 234 millones, principalmente por mayores volúmenes de venta de naftas (8,0%) y de gasoil (7,1%) y por mayores precios de venta de gasoil (2,0%) y de naftas (0,9%).
 - Menores ventas de otros productos por US\$ 34 millones, principalmente por menores volúmenes de venta de gas natural al segmento de LNG y Gas Integrado y de petróleo, menores precios de venta de gas licuado de petróleo y menores volúmenes y precios de venta de nafta virgen, parcialmente compensados por mayores ingresos relacionados con la operatoria de midstream oil.
- Mayores ingresos en el mercado externo por US\$ 127 millones (17,7%), principalmente por mayores volúmenes y precios de venta de jet fuel, nafta virgen y petróleo, por mayores volúmenes de venta de gasoil y petroquímicos y por mayores precios de venta de harinas y granos.
- Menores costos y gastos por US\$ 371 millones (10,5%), explicados por:
 - Una variación de existencias positiva en el primer trimestre de 2026 de US\$ 668 millones en comparación con una variación de existencias positiva en el primer trimestre de 2025 de US\$ 104 millones, explicada principalmente por el incremento del precio del barril de petróleo Brent (ver apartado “Condiciones macroeconómicas—Mercado de hidrocarburos”).
 - Una disminución de los costos de downstream por US\$ 46 millones (8,7%), principalmente por menores costos por el efecto de las variables macroeconómicas y por mayores eficiencias operativas.
 - Parcialmente compensados por un aumento en las compras de materias primas y productos de reventa por US\$ 139 millones (5,2%), principalmente explicada por: (i) el incremento en los volúmenes de compra de petróleo a terceros parcialmente compensado por una disminución en las compras de petróleo al segmento de Upstream producto de la venta de activos relacionados con el Plan de optimización del portafolio Upstream convencional (ver Nota 12.a) a los estados financieros intermedios condensados consolidados); y (ii) mayores compras de biodiesel producto de un mayor nivel de aditivación, parcialmente compensados por menores importaciones de gasoil y jet fuel.
 - Mayores cargos de otros costos y gastos por US\$ 100 millones (23,8%), principalmente debido a mayores cargos de conservación, reparación y mantenimiento, mayores cargos de depreciaciones de propiedades, planta y equipo y mayores cargos de impuestos, tasas y contribuciones.

- Una variación negativa por US\$ 35 millones en otros resultados operativos, netos, principalmente debido a menores ingresos del Programa Incremento Exportador derogado en abril de 2025. Ver Nota 29 a los estados financieros intermedios condensados consolidados.

LNG y Gas Integrado

Durante el primer trimestre de 2026 la pérdida operativa del segmento de LNG y Gas Integrado fue de US\$ 1 millón, en comparación con la pérdida operativa de US\$ 5 millones durante el primer trimestre de 2025. Esto representa una disminución de la pérdida operativa de US\$ 4 millones (80,0%), explicada por:

- Menores costos y gastos por US\$ 33 millones (8,1%), debido a menores compras netas de la variación de existencias principalmente por menores volúmenes de compra al segmento de Upstream principalmente producto de la venta de activos relacionados con el Plan de optimización del portafolio Upstream convencional (ver Nota 12.a) a los estados financieros intermedios condensados consolidados).
- Parcialmente compensados por menores ingresos por US\$ 29 millones (7,3%), principalmente por menores volúmenes de venta de gas natural como productores a terceros, parcialmente compensados por mayores precios de venta intersegmento de gas natural al segmento de Nuevas Energías.

Nuevas Energías

Durante el primer trimestre de 2026 la ganancia operativa del segmento de Nuevas Energías fue de US\$ 13 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 24 millones durante el primer trimestre de 2025. Esto representa una disminución de la ganancia operativa de US\$ 11 millones (45,8%), explicada por:

- Mayores costos y gastos por US\$ 21 millones (12,4%), debido principalmente a mayores compras de nuestra subsidiaria Metrogas S.A. ("Metrogas") por US\$ 19 millones por mayores precios y volúmenes de compra de gas natural, parcialmente compensados por menores compras de servicios de transporte.
- Una variación negativa por US\$ 4 millones en otros resultados operativos, netos.
- Parcialmente compensados por mayores ingresos por US\$ 14 millones (7,3%), debido a nuestra subsidiaria Metrogas por mayores volúmenes de venta de gas natural al segmento de grandes clientes y por mayores ingresos por servicios de transporte y distribución, parcialmente compensados por menores volúmenes de venta de gas natural al segmento minorista.

Administración Central y Otros

Durante el primer trimestre de 2026 la pérdida operativa de Administración Central y Otros ascendió a US\$ 170 millones, lo que representó un incremento de la pérdida operativa de US\$ 55 millones (47,8%), en comparación con la pérdida operativa de US\$ 115 millones en el primer trimestre de 2025, debido principalmente a mayores costos y gastos y menores ingresos de construcción de nuestra subsidiaria A-Evangelista S.A., parcialmente compensados por mayores ingresos de la Sociedad, principalmente de arena para la fractura de pozos con el segmento de Upstream y con terceros.

Resultados no trascendidos a terceros ¹

Los principales resultados entre los segmentos de negocio se generan por: (i) las ventas de petróleo y gas natural producidos por el segmento de Upstream a los segmentos de Midstream y Downstream y de LNG y Gas Integrado, respectivamente, y (ii) las ventas de gas natural del segmento de LNG y Gas Integrado a los segmentos de Midstream y Downstream y de Nuevas Energías por nuestra subsidiaria Metrogas.

Los ajustes de consolidación durante el primer trimestre de 2026, que corresponden a la eliminación de los resultados operativos entre los distintos segmentos de negocio que no han trascendido a terceros, tuvieron un importe negativo de US\$ 665 millones comparado con un importe negativo de US\$ 31 millones en el primer trimestre de 2025, explicado por el incremento del precio del barril de petróleo Brent (ver apartado "Condiciones macroeconómicas—Mercado de hidrocarburos"). En ambos períodos los precios de transferencia reflejan las variaciones de los precios de mercado.

¹ Incluidos dentro de Ajustes de consolidación. Ver Nota 6 a los estados financieros intermedios condensados consolidados.

Liquidez y recursos de capital

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	Por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de	
	2026	2025
Actividades operativas:		
Resultado neto	611.861	(12.970)
<i>Ajustes para conciliar el resultado neto con el efectivo generado por las actividades operativas:</i>		
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(166.345)	(86.034)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	921.680	757.677
Amortización de activos intangibles	23.711	15.249
Depreciación de activos por derecho de uso	101.971	77.536
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	75.417	104.639
Cargo por impuesto a las ganancias	342.873	40.720
Aumento neto de provisiones	143.009	278.736
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	437.179	237.255
Planes de beneficios basados en acciones	4.921	2.770
Resultado por venta de activos	(5.475)	(15.042)
Resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta	(19.979)	214.500
<i>Cambios en activos y pasivos:</i>		
Créditos por ventas	(85.404)	(26.840)
Otros créditos	(24.771)	(208.368)
Inventarios	(8.212)	(71.353)
Cuentas por pagar	147.793	(316.130)
Cargas fiscales	171.204	(15.339)
Remuneraciones y cargas sociales	82.838	33.351
Otros pasivos	(129.212)	(109.306)
Disminución de provisiones por pago/utilización	(35.580)	(62.159)
Activos de contratos	(2.710)	4.845
Pasivos de contratos	71.735	60.475
Cobros de seguros por pérdida de beneficio	-	1.474
Pagos de impuesto a las ganancias	(34.140)	(9.269)
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	2.624.364	896.417
Actividades de inversión:		
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(1.530.062)	(1.279.802)
Altas de activos mantenidos para la venta	(4.522)	(34.607)
Aportes y adquisiciones en inversiones en asociadas y negocios conjuntos	(48.892)	(74.621)
Adquisiciones por combinaciones de negocios neto de efectivo y equivalentes de efectivo	-	(256.152)
Cobros por ventas de activos financieros	70.164	101.514
Pagos por adquisición de activos financieros	(201.963)	-
Intereses cobrados de activos financieros	1.254	1.421
Cobros por concesiones, acuerdos de cesión y venta de activos	739.624	75.669
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(974.397)	(1.466.578)
Actividades de financiación:		
Pagos de préstamos	(1.674.053)	(1.144.695)
Pagos de intereses	(364.107)	(232.177)
Préstamos obtenidos	1.081.404	1.854.108
Adelantos en cuenta corriente, netos	(4.719)	-
Pagos por arrendamientos	(134.990)	(110.201)
Pagos de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(38.971)	(459)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(1.135.436)	366.576
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	(41.483)	58.698
Aumento / (Disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	473.048	(144.887)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	1.352.703	1.151.868
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	1.825.751	1.006.981
Aumento / (Disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	473.048	(144.887)

4. SÍNTESIS DE LA ESTRUCTURA PATRIMONIAL

Estados de situación financiera consolidados al 31 de marzo de 2026, 2025 y 2024.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>31/03/2026</u>	<u>31/03/2025</u>	<u>31/03/2024</u>
ACTIVO			
Activo no corriente	32.563.983	24.731.058	16.921.862
Activo corriente	<u>9.253.625</u>	<u>7.136.682</u>	<u>5.903.168</u>
TOTAL DEL ACTIVO	<u>41.817.608</u>	<u>31.867.740</u>	<u>22.825.030</u>
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante	15.655.534	12.521.946	8.404.970
Interés no controlante	<u>370.984</u>	<u>250.165</u>	<u>132.158</u>
TOTAL DEL PATRIMONIO	<u>16.026.518</u>	<u>12.772.111</u>	<u>8.537.128</u>
PASIVO			
Pasivo no corriente	15.918.560	10.066.190	8.068.079
Pasivo corriente	<u>9.872.530</u>	<u>9.029.439</u>	<u>6.219.823</u>
TOTAL DEL PASIVO	<u>25.791.090</u>	<u>19.095.629</u>	<u>14.287.902</u>
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	<u>41.817.608</u>	<u>31.867.740</u>	<u>22.825.030</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MAYO - 2026

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

5. SÍNTESIS DE LA ESTRUCTURA DE RESULTADOS

Estados de resultados integrales consolidados por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2026, 2025, y 2024.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>31/03/2026</u>	<u>31/03/2025 ⁽¹⁾</u>	<u>31/03/2024 ⁽¹⁾</u>
Resultado operativo	1.241.859	191.809	532.211
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	166.345	86.034	106.382
Resultados financieros, netos	(453.470)	(250.093)	(253.929)
Resultado antes de impuesto a las ganancias	954.734	27.750	384.664
Impuesto a las ganancias	(342.873)	(40.720)	159.518
Resultado neto del período	611.861	(12.970)	544.182
Otros resultados integrales del período	(609.088)	550.426	688.429
Resultado integral del período	2.773	537.456	1.232.611

(1) Las cifras comparativas incluyen el cambio de presentación de las diferencias de cambio generadas por el impuesto diferido. Ver Nota 2.d) a los estados financieros consolidados anuales.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MAYO - 2026

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

6. SÍNTESIS DE LA ESTRUCTURA DE FLUJOS DE EFECTIVO

Estados de flujo de efectivo consolidados por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2026, 2025 y 2024.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>31/03/2026</u>	<u>31/03/2025</u>	<u>31/03/2024</u>
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	2.624.364	896.417	1.077.950
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(974.397)	(1.466.578)	(1.163.878)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(1.135.436)	366.576	250.241
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	(41.483)	58.698	51.275
Aumento / (Disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	<u>473.048</u>	<u>(144.887)</u>	<u>215.588</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	1.352.703	1.151.868	905.956
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	1.825.751	1.006.981	1.121.544
Aumento / (Disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	<u>473.048</u>	<u>(144.887)</u>	<u>215.588</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MAYO - 2026

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

7. DATOS ESTADÍSTICOS

	Unidad	31/03/2026	31/03/2025	31/03/2024
Producciones				
Petróleo (incluye NGLs)	mbd	319	317	297
Gas natural	Mpcd	1.165	1.319	1.285
Refinación				
Petróleo procesado	mbd	344	318	301
Ventas como productores				
Petróleo	mbd	40	38	29
Gas natural	Mpcd	1.146	1.223	1.134
Principales subproductos vendidos				
Naftas	mbd	112	103	104
Gasoil	mbd	150	139	141
Aerokerosene y kerosén	mbd	27	21	19
Fuel oil	mbd	3	4	3
GLP	mbd	30	25	20
Fertilizantes	ktn	62	59	59
Granos y harinas	ktn	323	337	143
Petroquímicos	ktn	147	109	151
Lubricantes y derivados	km3	56	61	51
Petróleo vendido				
En el mercado local	mbd	2	2	2
En el exterior	mbd	38	36	27
Gas natural vendido				
En el mercado local	Mpcd	1.073	1.140	1.063
En el exterior	Mpcd	73	83	71
Principales subproductos vendidos				
En el mercado local	mbd	279	259	259
	ktn	149	141	205
	km3	47	42	42
En el exterior	mbd	43	33	28
	ktn	383	364	148
	km3	9	19	9

8. ÍNDICES

	31/03/2026	31/03/2025	31/03/2024
Liquidez corriente <i>(Activo corriente sobre Pasivo corriente)</i>	0,937	0,790	0,949
Solvencia <i>(Patrimonio neto sobre Pasivo total)</i>	0,621	0,669	0,598
Inmovilizado del capital <i>(Activo no corriente sobre Activo total)</i>	0,779	0,776	0,741

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MAYO - 2026
 DELOITTE & Co. S.A.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

DIEGO O. DE VIVO
 Socio
 Contador Público U.B.A.
 C.P.C.E.C.A.B.A. T° 223 - F° 190

9. PERSPECTIVAS

Durante 2026 la Sociedad continuará enfocando sus esfuerzos en los 4 pilares de su plan estratégico “YPF 4x4”: (i) foco en el negocio más rentable, Vaca Muerta, acelerando la monetización del petróleo no convencional; (ii) gestión activa del portafolio, para lograr la asignación más eficiente del capital; (iii) maximizar la eficiencia en upstream y downstream, así como en toda la cadena de valor y en los distintos segmentos del Grupo, a través de iniciativas destinadas a mejorar la ejecución, estandarizar los procesos e incorporar tecnologías avanzadas; y (iv) “Argentina LNG”, sentando las bases y desarrollando la infraestructura tal que se viabilice este proyecto a mediano y largo plazo.

Asimismo, la Sociedad continuará enfocada en la defensa de sus intereses, particularmente en lo referido a aquellas contingencias relevantes (ver Notas 18 y 34 a los estados financieros intermedios condensados consolidados). La Sociedad monitorea en forma continua su evolución, el potencial impacto de las mismas en los resultados y la situación financiera del Grupo, como asimismo los cursos de acción a seguir y medidas a adoptar.

Horacio Daniel Marín
Presidente