

YPF S.A.

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

Ejercicio económico N° 49 iniciado el 1 de enero de 2025.

Reseña informativa al 30 de junio de 2025

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 agosto de 2025

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

Prácticamente la totalidad 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 (véase 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) el superávit o déficit fiscal del Estado Nacional; (viii) la deuda pública; (ix) la inversión y el financiamiento interno y externo; entre otros.

Según el último Informe Mensual de Estimación de la Actividad Económica publicado en julio de 2025 por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (“INDEC”), la actividad económica en Argentina en mayo de 2025 registró una variación positiva de 5,0% respecto de mayo de 2024; mientras que la variación acumulada de los primeros cinco meses de 2025 registró un aumento de 6,1% respecto del mismo período del año anterior.

En términos de inflación, en los últimos años Argentina ha enfrentado altos índices de inflación hasta febrero de 2024, cuando se observó una desaceleración de las tasas de inflación. Durante los primeros seis meses de 2025 el Índice de Precios al Consumidor (“IPC”) elaborado por el INDEC tuvo un incremento acumulado de 15,1%, mientras que el Índice de Precios Internos Mayoristas (“IPIM”), elaborado por el mismo organismo, presentó un incremento acumulado de 9,2%. Durante los primeros seis meses de 2024, el incremento acumulado del IPC fue de 79,8%, mientras que el IPIM aumentó 50,5%.

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\$ 2.788 millones durante los primeros seis meses de 2025, mientras que en los primeros seis meses de 2024 se registró un superávit que ascendió a US\$ 10.742 millones. Este menor superávit se explica por un aumento de las importaciones de 34,6%, parcialmente compensado por un aumento de las exportaciones de 4,0%.

En lo que respecta a las condiciones del mercado local en materia cambiaria, el tipo de cambio peso/dólar alcanzó un valor de 1.200,50 pesos por dólar al 30 de junio de 2025, habiéndose incrementado un 16,5% desde su valor de 1.030,50 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2024. La cotización promedio de los primeros seis meses de 2025 ascendió a 1.099,98 pesos por dólar y fue un 28,2% superior al promedio registrado durante el mismo período de 2024 de 857,91 pesos por dólar.

Adicionalmente, el 11 de abril de 2025 el Gobierno Nacional anunció medidas para flexibilizar el régimen cambiario y fortalecer el marco monetario. En virtud de ello, el Banco Central de la República Argentina (“BCRA”) implementó un nuevo régimen cambiario en el que deja sin efecto ciertas restricciones para el acceso al Mercado de Cambios. A continuación, se mencionan las principales medidas: (i) la cotización del dólar en el Mercado de Cambios podrá fluctuar en un rango entre \$ 1.000 y \$ 1.400, cuyos límites se ampliarán a un ritmo del 1% mensual, poniéndose fin al mecanismo de ajuste “crawling peg”; (ii) se elimina el dólar “blend” (véase Nota 36.i) apartado “Programa Incremento Exportador” a los estados financieros intermedios condensados consolidados); (iii) se eliminan ciertas restricciones cambiarias a las personas humanas para la compra de moneda extranjera; (iv) se permite el acceso al Mercado de Cambios sin conformidad previa del BCRA para el pago de dividendos a accionistas no residentes que se devenguen a partir de los ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2025; y (v) se flexibilizan los plazos para el pago de operaciones de comercio exterior, eliminando el cronograma establecido por el BCRA para el acceso al Mercado de Cambios sin conformidad previa para el pago de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023 y de servicios prestados y/o devengados a partir de dicha fecha. Las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional mencionadas precedentemente contarán con un respaldo financiero de un nuevo Servicio de Facilidades Extendidas (“EFF”, por sus siglas en inglés) acordado con el Fondo Monetario Internacional (“FMI”) suscripto en abril de 2025.

En el marco del EFF acordado en marzo de 2022 con el FMI, dicho organismo modificó en enero de 2024 las metas del acuerdo en función de los planes de estabilización de la actual administración del Gobierno Nacional, aprobando prorrogar el acuerdo hasta el 31 de diciembre de 2024 y recalibrar los desembolsos previstos.

El 11 de marzo de 2025, a través del DNU N° 179/2025, el Poder Ejecutivo aprobó celebrar un nuevo EFF con el FMI, que fue aprobado por la Cámara de Diputados del Congreso de la Nación el 19 de marzo de 2025.

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 EFF 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. El 15 de abril de 2025 el Gobierno Nacional recibió el primer desembolso por aproximadamente US\$ 12.000 millones.

El 31 de julio de 2025 el Directorio del FMI concluyó la primera revisión trimestral, habilitando el segundo desembolso por aproximadamente US\$ 2.000 millones originalmente previsto para junio de 2025. El 4 de agosto de 2025 el Gobierno Nacional recibió dicho desembolso.

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 el primer semestre de 2025 las entregas de petróleo en el mercado local fueron negociadas entre empresas productoras y refinadoras. El precio del barril de petróleo Brent promedió US\$ 70,8 en los primeros seis meses de 2025 (una disminución de 15,1% respecto del promedio de los primeros seis meses de 2024). Para los crudos Medanita y Escalante, los precios promedio por barril fueron de US\$ 65,9 y US\$ 66,8, respectivamente, para los primeros seis meses de 2025, en comparación con los precios promedio por barril de US\$ 69,1 y US\$ 73,5, respectivamente, para los primeros seis meses de 2024.

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 (véase Nota 6 a los estados financieros intermedios condensados consolidados).

Segundo trimestre de 2025 vs. Segundo trimestre de 2024

Durante el segundo trimestre de 2025 la ganancia operativa del Grupo fue de US\$ 412 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 590 millones durante el segundo trimestre de 2024. Esto representa una disminución de la ganancia operativa de US\$ 178 millones principalmente explicada por:

- Menores ventas en el mercado local por US\$ 276 millones, principalmente por menores precios de venta de combustibles y menores precios y volúmenes de venta de gas natural como distribuidores.
- Menores ventas en el mercado externo por US\$ 18 millones, principalmente por menores volúmenes y precios de exportaciones de jet fuel, parcialmente compensados por mayores volúmenes de exportaciones de petróleo.

- Una variación negativa por US\$ 18 millones en otros resultados operativos, netos, explicada principalmente por los resultados relacionados con el Proyecto Campos Maduros y mayores cargos de provisión para materiales y equipos obsoletos, parcialmente compensados por el resultado por revaluación de sociedades (véase Notas 12 apartado “Proyecto Campos Maduros”, 4 apartado “Adquisición de la participación en OLCLP” y 29 a los estados financieros intermedios condensados consolidados).
- Parcialmente compensados por menores gastos de comercialización, gastos de administración y gastos de exploración por US\$ 131 millones, debido a:
 - Menores gastos de exploración por US\$ 67 millones, principalmente debido a perforaciones exploratorias improductivas derivadas del Pozo Argerich en el segundo trimestre de 2024.
 - Menores gastos de comercialización por US\$ 42 millones, principalmente por menores cargos de impuestos, tasas y contribuciones, de conservación, reparación y mantenimiento y de deudores de cobro dudoso.
 - Menores gastos de administración por US\$ 22 millones, principalmente por menores cargos de sueldos y cargas sociales.
- Un recupero de deterioro de valor en propiedades, planta y equipo por US\$ 9 millones en el segundo trimestre de 2025, en comparación con un cargo por deterioro de valor en propiedades, planta y equipo por US\$ 5 millones en el segundo trimestre de 2024.

Los resultados financieros, netos del Grupo durante el segundo trimestre de 2025 fueron una pérdida de US\$ 287 millones (\$ 306.846 millones), en comparación con la pérdida de US\$ 161 millones (\$ 117.127 millones) durante el segundo trimestre de 2024, principalmente debido al menor resultado por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados y a la diferencia de cambio negativa producto de una posición monetaria activa en el segundo trimestre de 2025.

El cargo por impuesto a las ganancias del Grupo correspondiente al segundo trimestre de 2025 fue una pérdida de US\$ 61 millones (\$ 72.708 millones), en comparación con la ganancia de US\$ 79 millones (\$ 69.148 millones) correspondiente al mismo período de 2024.

El resultado neto del Grupo correspondiente al segundo trimestre de 2025 fue una ganancia de US\$ 58 millones (\$ 74.665 millones), en comparación con una ganancia de US\$ 535 millones (\$ 471.823 millones) durante el mismo período de 2024.

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

Upstream

Durante el segundo trimestre de 2025 la producción diaria de hidrocarburos aumentó un 1,2% respecto al mismo período de 2024, alcanzando 546 mil barriles equivalentes de petróleo por día (“boe/día”).

La producción diaria de petróleo disminuyó un 0,4% en el segundo trimestre de 2025 respecto al mismo período de 2024, promediando 248 mil barriles por día (“bbl/día”), por la venta de activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros (véase Nota 12 apartado “Proyecto Campos Maduros” a los estados financieros intermedios condensados consolidados) y mayormente compensada por el crecimiento de la producción de petróleo no convencional.

En cuanto a la producción diaria de gas natural, aumentó un 2,3% respecto al segundo trimestre de 2024, promediando 39,7 millones de metros cúbicos por día (“Mm³/día”), impulsada por el crecimiento de la producción no convencional. Asimismo, la producción diaria de líquidos de gas natural (“NGLs”, por sus siglas en inglés) aumentó un 4,2% en el segundo trimestre de 2025 respecto al mismo período de 2024, principalmente debido a una mayor disponibilidad de gas rico en la planta de nuestro negocio conjunto Compañía Mega S.A. (“Mega”) y en la planta Loma Negra que permitió un mayor recupero de NGLs, potenciada por condiciones operativas estables y mejoras en la eficiencia de las plantas.

Durante el segundo trimestre de 2025 la ganancia operativa del segmento de Upstream fue de US\$ 176 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 362 millones durante el mismo período de 2024. Esto representa una disminución de la ganancia operativa de US\$ 186 millones principalmente explicada por:

- Menores ventas por US\$ 218 millones, principalmente por menores precios de venta de petróleo al segmento de Midstream y Downstream, parcialmente compensados por un incremento en las ventas de gas natural al segmento de LNG y Gas Integrado y a terceros, principalmente por mayores volúmenes transferidos y vendidos, respectivamente.
- Una variación negativa por US\$ 66 millones en otros resultados operativos, netos, explicada principalmente por los resultados relacionados con el Proyecto Campos Maduros y mayores cargos de provisión para materiales y equipos obsoletos (véase Notas 12 apartado “Proyecto Campos Maduros” y 29 a los estados financieros intermedios condensados consolidados).

- Parcialmente compensados por menores costos y gastos por US\$ 98 millones, debido principalmente a:
 - Menores costos de extracción (“lifting cost”) por US\$ 182 millones, principalmente producto de la venta de activos del Proyecto Campos Maduros (véase Nota 12 apartado “Proyecto Campos Maduros” a los estados financieros intermedios condensados consolidados) y por menores costos de producción no convencional.
 - Menores gastos de exploración por US\$ 67 millones, principalmente debido a perforaciones exploratorias improductivas derivadas del Pozo Argerich en el segundo trimestre de 2024.
 - Menores costos relacionados con regalías y otros cargos asociados a la producción de petróleo y gas natural por US\$ 38 millones, debido principalmente a un menor valor en boca de pozo de petróleo.
 - Parcialmente compensados por mayores cargos de depreciaciones de propiedades, planta y equipo por US\$ 138 millones, debido principalmente a una mayor base depreciable (i) por la puesta en marcha de una planta de procesamiento de gas natural, (ii) por la puesta en producción de pozos de hidrocarburos y (iii) por el inicio de depreciaciones de activos que declararon reservas.
 - Mayores cargos de otros costos y gastos por US\$ 51 millones.

Midstream y Downstream

Durante el segundo trimestre de 2025 los niveles de procesamiento de nuestras refinerías promediaron 301 mil bbl/día, 0,7% superior a los niveles de procesamiento del segundo trimestre de 2024. Este aumento se explica principalmente por: (i) un mayor procesamiento en la Refinería Plaza Huincul, producto del revamping del horno en marzo de 2025; y (ii) un mayor procesamiento en la Refinería Luján de Cuyo debido al menor impacto de los paros del segundo trimestre de 2025, respecto al realizado en el mismo trimestre del año anterior. Este aumento se vio parcialmente compensado por un menor procesamiento en Refinería La Plata debido a la mayor incidencia de los paros programados del segundo trimestre de 2025, en comparación con el efecto generado por el paro no programado, las condiciones climáticas adversas y una avería en el oleoducto Puerto Rosales - La Plata en el segundo trimestre de 2024.

En el segundo trimestre de 2025 se obtuvo una mayor producción de jet fuel por 5,3% y de naftas por 1,2%, y una menor producción de gasoil por 2,2%.

Durante el segundo trimestre de 2025 la ganancia operativa del segmento de Midstream y Downstream fue de US\$ 286 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 301 millones durante el mismo período de 2024. Esto representa una disminución de la ganancia operativa de US\$ 15 millones principalmente explicada por:

- Menores ventas en el mercado local por US\$ 243 millones, principalmente por menores precios de venta de combustibles, y menores volúmenes y precios de venta de petróleo, de lubricantes y derivados y de petroquímicos.
- Menores ventas en el mercado externo por US\$ 10 millones, principalmente por menores exportaciones de jet fuel por menores volúmenes y precios de venta y de nafta por menores volúmenes de venta, parcialmente compensados por mayores exportaciones de petróleo y de nafta virgen por mayores volúmenes de venta.
- Parcialmente compensadas por menores costos y gastos por US\$ 203 millones, debido principalmente a:
 - Una disminución de los costos de downstream por US\$ 32 millones, principalmente por mayores eficiencias operativas.
 - Menores costos y gastos, sin considerar los costos de downstream, por US\$ 171 millones, principalmente debido a menores costos de compras de materias primas destinadas a la producción.
- Una variación positiva por US\$ 35 millones en otros resultados operativos, netos, explicada principalmente por el resultado por revaluación de sociedades (véase Nota 4 apartado “Adquisición de la participación en OLCLP” a los estados financieros intermedios condensados consolidados), parcialmente compensado por menores ingresos del Programa Incremento Exportador (véase Nota 36.i) apartado “Programa Incremento Exportador” a los estados financieros intermedios condensados consolidados).

LNG y Gas Integrado

Durante el segundo trimestre de 2025 la variación del segmento de LNG y Gas Integrado fue una ganancia operativa de US\$ 22 millones, respecto del mismo período de 2024, principalmente explicada por:

- Mayores ingresos por US\$ 18 millones, principalmente por mayores precios de venta de gas natural a terceros como productores por US\$ 18 millones y mayores volúmenes transferidos de gas natural a los segmentos de Upstream y Midstream y Downstream por US\$ 10 millones, parcialmente compensados por menores volúmenes y precios de venta de gas natural como distribuidores de nuestra subsidiaria YPF Chile S.A. (“YPF Chile”) por US\$ 13 millones.

- Menores costos y gastos por US\$ 5 millones, debido principalmente a:
 - Menores cargos de otros costos y gastos, sin considerar las compras, por US\$ 19 millones, principalmente por el cargo por la desvalorización de créditos por ventas relacionados con montos adeudados por Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. ("CAMMESA") y por la Secretaría de Energía ("SE") reconocido en el segundo trimestre de 2024.
 - Parcialmente compensados por mayores volúmenes de compra de gas natural como productores por US\$ 14 millones, por mayores precios de compra intersegmento promedio a los segmentos de Upstream y Midstream y Downstream y por mayores volúmenes y precios de compra a terceros.

Nuevas Energías

Durante el segundo trimestre de 2025 la ganancia operativa del segmento de Nuevas Energías fue de US\$ 24 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 29 millones durante el mismo período de 2024. Esto representa una disminución de la ganancia operativa de US\$ 5 millones principalmente explicada por:

- Menores ingresos por US\$ 36 millones, debido principalmente a nuestra subsidiaria Metrogas S.A. ("Metrogas") por menores volúmenes de venta de gas natural a los segmentos minorista y grandes clientes.
- Parcialmente compensados por menores costos y gastos por US\$ 16 millones, debido principalmente a:
 - Menores volúmenes de compra de gas natural y servicios de transporte de nuestra subsidiaria Metrogas por US\$ 21 millones.
 - Parcialmente compensados por mayores cargos de otros costos y gastos por US\$ 5 millones, principalmente por mayores cargos de deudores de cobro dudoso.
- Un recupero de deterioro de valor en propiedades, planta y equipo por US\$ 9 millones de nuestra subsidiaria Metrogas en el segundo trimestre de 2025, en comparación con un cargo por deterioro de valor en propiedades, planta y equipo por US\$ 5 millones de nuestra subsidiaria YPF Tecnología S.A. en el segundo trimestre de 2024.

Primer semestre de 2025 vs. Primer semestre de 2024

Durante el primer semestre de 2025 la ganancia operativa del Grupo fue de US\$ 604 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 1.256 millones durante el primer semestre de 2024. Esto representa una disminución de la ganancia operativa de US\$ 652 millones principalmente explicada por:

- Menores ventas en el mercado local por US\$ 70 millones, principalmente por menores precios y volúmenes de venta de gasoil y de fertilizantes, parcialmente compensados por mayores volúmenes y precios de venta de gas natural como productores y de arena para la fractura de pozos, por mayores ingresos por servicios de transporte y distribución de Metrogas y por mayores ingresos relacionados con la operatoria de midstream gas.
- Mayores costos por US\$ 321 millones, debido principalmente a mayores costos de producción (US\$ 297 millones) afectados por mayores costos y por un mayor nivel de actividad.
- Mayores gastos por US\$ 2 millones, debido a mayores gastos de administración y de comercialización, parcialmente compensados por menores gastos de exploración.
- Una variación negativa por US\$ 347 millones en otros resultados operativos, netos, explicada principalmente por mayores cargos de provisión para materiales y equipos obsoletos, por el resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta y por mayores cargos de provisión por optimizaciones operativas, parcialmente compensados por el resultado por venta de activos, principalmente relacionados con el Proyecto Campos Maduros (véase Nota 12 apartado "Proyecto Campos Maduros" a los estados financieros intermedios condensados consolidados) y por el resultado por revaluación de sociedades (véase Nota 4 apartado "Adquisición de la participación en OLCLP" a los estados financieros intermedios condensados consolidados). Véase Nota 29 a los estados financieros intermedios condensados consolidados.
- Parcialmente compensados por mayores ventas en el mercado externo por US\$ 74 millones, principalmente por mayores volúmenes de exportaciones de petróleo, de nafta virgen y de gas natural como productores, parcialmente compensados por menores volúmenes y precios de venta de jet fuel.
- Un recupero de deterioro de valor en propiedades, planta y equipo por US\$ 9 millones en el primer semestre de 2025, en comparación con un cargo por deterioro de valor en propiedades, planta y equipo por US\$ 5 millones en el primer semestre de 2024.

Los resultados financieros, netos del Grupo durante el primer semestre de 2025 fueron una pérdida de US\$ 543 millones (\$ 568.699 millones), en comparación con la pérdida de US\$ 420 millones (\$ 315.281 millones) durante el primer semestre de 2024, principalmente debido al menor resultado por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados y a la diferencia de cambio negativa producto de una menor posición monetaria pasiva en el primer semestre de 2025 en comparación con el mismo período de 2024. Véase Nota 30 a los estados financieros intermedios condensados consolidados.

El cargo por impuesto a las ganancias del Grupo correspondiente al primer semestre de 2025 fue una pérdida de US\$ 88 millones (\$ 101.668 millones), en comparación con la ganancia de US\$ 200 millones (\$ 172.891 millones) correspondiente al mismo período de 2024. Véase Nota 19 a los estados financieros intermedios condensados consolidados.

El resultado neto del Grupo correspondiente al primer semestre de 2025 fue una ganancia de US\$ 48 millones (\$ 61.695 millones), en comparación con una ganancia de US\$ 1.192 millones (\$ 1.016.005 millones) durante el mismo período de 2024.

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

Upstream

Durante el primer semestre de 2025 la producción diaria de hidrocarburos aumentó un 3,1% respecto al mismo período de 2024, alcanzando 549 mil boe/día.

La producción diaria de petróleo aumentó un 2,7% en el primer semestre de 2025 respecto al mismo período de 2024, promediando 259 mil bbl/día, impulsada por el crecimiento de la producción de petróleo no convencional.

En cuanto a la producción diaria de gas natural, aumentó un 2,5% respecto al primer semestre de 2024, promediando 38,5 Mm³/día, impulsada por el crecimiento de la producción no convencional. Asimismo, la producción diaria de NGLs aumentó un 8,5% en el primer semestre de 2025 respecto al mismo período de 2024, principalmente debido a una mayor disponibilidad de gas rico en la planta de nuestro negocio conjunto Mega y en la planta Loma Negra que permitió un mayor recupero de NGLs, potenciada por condiciones operativas estables y mejoras en la eficiencia de las plantas.

Durante el primer semestre de 2025 la ganancia operativa del segmento de Upstream fue de US\$ 57 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 762 millones durante el mismo período de 2024. Esto representa una disminución de la ganancia operativa de US\$ 705 millones principalmente explicada por:

- Mayores costos y gastos por US\$ 210 millones, debido principalmente a:
 - Mayores cargos de depreciaciones de propiedades, planta y equipo por US\$ 268 millones, debido principalmente a una mayor base depreciable (i) por la puesta en marcha de una planta de procesamiento de gas natural, (ii) por la puesta en producción de pozos de hidrocarburos y (iii) por el inicio de depreciaciones de activos que declararon reservas, parcialmente compensados por menores amortizaciones derivadas de activos del Proyecto Campos Maduros clasificados como mantenidos para la venta a fin del primer trimestre de 2024 (véase Nota 12 apartado “Proyecto Campos Maduros” a los estados financieros intermedios condensados consolidados).
 - Mayores cargos de otros costos y gastos por US\$ 74 millones, principalmente por mayores cargos de contrataciones de obra y otros servicios, de servicios y compras intersegmento y de materiales y útiles de consumo, parcialmente compensados con menores cargos de conservación, reparación y mantenimiento.
 - Parcialmente compensados por menores costos relacionados con regalías y otros cargos asociados a la producción de petróleo y gas natural por US\$ 31 millones, debido principalmente a un menor valor en boca de pozo de petróleo.
 - Menores costos de extracción (“lifting cost”) por US\$ 41 millones, producto principalmente de la venta de activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros (véase Nota 12 apartado “Proyecto Campos Maduros” a los estados financieros intermedios condensados consolidados), parcialmente compensados por mayores costos de producción de hidrocarburos no convencionales.
 - Menores gastos de exploración por US\$ 60 millones, principalmente debido a perforaciones exploratorias improductivas derivadas del Pozo Argerich en el segundo trimestre de 2024.
- Una variación negativa por US\$ 397 millones en otros resultados operativos, netos, explicada principalmente por mayores cargos de provisión para materiales y equipos obsoletos, por el resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta, por mayores cargos de provisión por optimizaciones operativas y de provisión por indemnizaciones, parcialmente compensados por el resultado por venta de activos, relacionados con el Proyecto Campos Maduros (véase Notas 12 apartado “Proyecto Campos Maduros” y 29 a los estados financieros intermedios condensados consolidados).

- Menores ventas por US\$ 98 millones, principalmente por menores precios de venta intersegmento promedio de petróleo al segmento de Midstream y Downstream, parcialmente compensados por un incremento en las ventas de gas natural al segmento de LNG y Gas Integrado y a terceros principalmente por mayores volúmenes transferidos y vendidos, respectivamente.

Midstream y Downstream

Durante el primer semestre de 2025 los niveles de procesamiento de nuestras refinerías promediaron 310 mil bbl/día, 3,2% superior a los niveles de procesamiento del primer semestre de 2024. Este aumento se explica principalmente por un mayor procesamiento en la Refinería La Plata, debido a la menor incidencia de los paros programados de las unidades Topping C, Magnaforming y Coque A en el segundo trimestre de 2025, en comparación con los eventos de 2024 que limitaron la disponibilidad de petróleo en la Refinería. Este incremento se vio parcialmente compensado por un menor procesamiento en las Refinerías Luján de Cuyo y Plaza Huincul por los paros programados de la unidad de Hidrotratamiento de Gasoil (“HDS3”) en febrero de 2025 y de las unidades Topping y Platforming en marzo de 2025, respectivamente.

En el primer semestre de 2025 se obtuvo una mayor producción de jet fuel por 12,0%, de naftas por 6,0%, y una menor producción de gasoil por 2,3%.

Durante el primer semestre de 2025 la ganancia operativa del segmento de Midstream y Downstream fue de US\$ 668 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 861 millones durante el mismo período de 2024. Esto representa una disminución de la ganancia operativa de US\$ 193 millones principalmente explicada por:

- Mayores costos y gastos por US\$ 102 millones, debido principalmente a:
 - Un aumento de los costos de downstream por US\$ 65 millones, principalmente por mayores costos y un mayor nivel de procesamiento, parcialmente compensados por mayores eficiencias operativas.
 - Mayores costos y gastos, sin considerar los costos de downstream, por US\$ 37 millones, principalmente debido a mayores cargos de depreciaciones de propiedades, planta y equipo y de impuestos, tasas y contribuciones, parcialmente compensados por menores cargos de combustibles, gas, energía y otros.
- Menores ventas en el mercado local por US\$ 202 millones, principalmente por menores precios de venta de gasoil, y por menores volúmenes y precios de venta de fertilizantes y de petroquímicos, parcialmente compensados por mayores ingresos por servicios de transporte de gas natural al segmento de Upstream y mayores ingresos por servicios de transporte y acondicionamiento de gas natural a terceros, relacionados con la operatoria de midstream gas.
- Parcialmente compensados por mayores ventas en el mercado externo por US\$ 77 millones, principalmente por mayores volúmenes de exportaciones de petróleo y nafta virgen, parcialmente compensados por menores volúmenes y precios de venta de jet fuel.
- Una variación positiva por US\$ 34 millones en otros resultados operativos, netos, explicada principalmente por el resultado por revaluación de sociedades (véase Nota 4 apartado “Adquisición de la participación en OLCLP” a los estados financieros intermedios condensados consolidados), parcialmente compensado por menores ingresos del Programa Incremento Exportador (véase Nota 36.i) apartado “Programa Incremento Exportador” a los estados financieros intermedios condensados consolidados). Véase Nota 29 a los estados financieros intermedios condensados consolidados.

LNG y Gas Integrado

Durante el primer semestre de 2025 la pérdida operativa del segmento de LNG y Gas Integrado fue de US\$ 5 millones, en comparación con la pérdida operativa de US\$ 55 millones durante el mismo período de 2024.

Esto representa una disminución de la pérdida operativa de US\$ 50 millones principalmente explicada por mayores ingresos por US\$ 52 millones, principalmente por mayores volúmenes y precios de venta de gas natural a terceros como productores por US\$ 43 millones, y mayores volúmenes transferidos y precios de venta intersegmento promedio de gas natural a los segmentos de Upstream, Midstream y Downstream y Nuevas Energías por US\$ 17 millones, parcialmente compensados por menores volúmenes de venta de gas natural como distribuidores de nuestra subsidiaria YPF Chile por US\$ 13 millones.

Nuevas Energías

Durante el primer semestre de 2025 la ganancia operativa del segmento de Nuevas Energías fue de US\$ 48 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 4 millones durante el mismo período de 2024. Esto representa un incremento de la ganancia operativa de US\$ 44 millones principalmente explicado por:

- Mayores ingresos por US\$ 78 millones, debido principalmente a nuestra subsidiaria Metrogas por mayores precios de venta de gas natural al segmento minorista y por mayores ingresos por servicios de transporte y distribución, parcialmente compensados por menores volúmenes de venta de gas natural al segmento grandes clientes.
- Un recupero de deterioro de valor en propiedades, planta y equipo por US\$ 9 millones de nuestra subsidiaria Metrogas en el primer semestre de 2025, en comparación con un cargo por deterioro de valor en propiedades, planta y equipo por US\$ 5 millones en el primer semestre de 2024.
- Una variación positiva por US\$ 4 millones en otros resultados operativos, netos.
- Parcialmente compensados por mayores costos y gastos por US\$ 52 millones, debido principalmente a:
 - Mayores compras de nuestra subsidiaria Metrogas por US\$ 30 millones debido a mayores compras de servicios de transporte.
 - Mayores cargos de otros costos y gastos por US\$ 22 millones, principalmente por mayores cargos de deudores por ventas de cobro dudoso, de conservación, reparación y mantenimiento, de honorarios y retribuciones por servicios, de impuestos, tasas y contribuciones, y de combustibles, gas, energía y otros.

Administración Central y Otros

Durante el primer semestre de 2025 la pérdida operativa de Administración Central y Otros ascendió a US\$ 128 millones, lo que representó un incremento de la pérdida operativa de US\$ 34 millones, en comparación con la pérdida operativa de US\$ 94 millones en el primer semestre de 2024, debido principalmente a mayores costos y gastos, parcialmente compensados por mayores ingresos de la Sociedad, principalmente de arena para la fractura de pozos, y mayores ingresos de construcción de nuestra subsidiaria AESA.

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.

Los ajustes de consolidación durante el primer semestre de 2025, 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\$ 36 millones comparado con un importe negativo de US\$ 222 millones en el primer semestre de 2024. En ambos períodos los precios de transferencia reflejan las variaciones de los precios de mercado.

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

Liquidez y recursos de capital

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	Por los períodos de seis meses finalizados el 30 de junio de	
	2025	2024
Actividades operativas:		
Resultado neto	61.695	1.016.005
<i>Ajustes para conciliar el resultado neto con el efectivo generado por las actividades operativas:</i>		
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(91.349)	(125.975)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	1.570.182	978.314
Amortización de activos intangibles	34.782	18.029
Depreciación de activos por derecho de uso	154.285	113.475
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	223.934	197.462
Cargo por impuesto a las ganancias	101.668	(172.891)
Aumento neto de provisiones	567.713	315.208
(Recupero) / Deterioro de valor en propiedades, planta y equipo	(10.460)	4.156
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	535.436	252.334
Planes de beneficios basados en acciones	5.824	1.986
Resultado por venta de activos	(203.071)	-
Resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta	266.247	-
Resultado por revaluación de sociedades	(52.934)	-
Cambios en activos y pasivos:		
Créditos por ventas	(333.322)	(647.068)
Otros créditos	(214.810)	(282.914)
Inventarios	82.491	106.659
Cuentas por pagar	(181.303)	425.305
Cargas fiscales	61.245	116.527
Remuneraciones y cargas sociales	(80.263)	40.757
Otros pasivos	(438.405)	(40.671)
Disminución de provisiones por pago/utilización	(107.396)	(64.780)
Activos de contratos	6.184	(11.769)
Pasivos de contratos	123.254	3.810
Dividendos cobrados	179.174	115.843
Cobros de seguros por pérdida de beneficio	5.372	-
Pagos de impuesto a las ganancias	(133.560)	(13.898)
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	2.132.613	2.345.904
Actividades de inversión:		
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(2.770.358)	(2.364.390)
Altas de activos mantenidos para la venta	(42.816)	(95.852)
Aportes y adquisiciones en inversiones en asociadas y negocios conjuntos	(86.491)	-
Adquisiciones por combinaciones de negocios neto de efectivo y equivalentes de efectivo	(240.838)	-
Cobros por ventas de activos financieros	161.509	94.480
Pagos por adquisición de activos financieros	-	(151.469)
Intereses cobrados de activos financieros	3.034	27.477
Cobros por concesiones, acuerdos de cesión y venta de activos	75.714	4.156
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(2.900.246)	(2.485.598)
Actividades de financiación:		
Pagos de préstamos	(1.468.867)	(857.352)
Pagos de intereses	(349.993)	(279.137)
Préstamos obtenidos	2.429.371	1.205.989
Adelantos en cuenta corriente, netos	294	180.140
Pagos por arrendamientos	(224.305)	(169.588)
Pagos de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(876)	(1.593)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	385.624	78.459
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	158.820	102.981
(Disminución) / Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	(223.189)	41.746
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	1.151.868	905.956
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	928.679	947.702
(Disminución) / Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	(223.189)	41.746

4. SÍNTESIS DE LA ESTRUCTURA PATRIMONIAL

Estados de situación financiera consolidados al 30 de junio de 2025, 2024, 2023, 2022 y 2021.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	30/06/2025	30/06/2024	30/06/2023	30/06/2022	30/06/2021
ACTIVO					
Activo no corriente	28.231.357	18.594.198	5.526.575	2.409.646	1.762.952
Activo corriente	6.599.789	6.479.954	1.400.089	642.444	399.753
TOTAL DEL ACTIVO	34.831.146	25.074.152	6.926.664	3.052.090	2.162.705
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante	14.038.169	9.485.785	2.856.774	1.164.335	729.347
Interés no controlante	276.779	169.523	37.611	12.008	6.304
TOTAL DEL PATRIMONIO	14.314.948	9.655.308	2.894.385	1.176.343	735.651
PASIVO					
Pasivo no corriente	11.697.408	8.477.898	2.619.171	1.316.636	1.040.961
Pasivo corriente	8.818.790	6.940.946	1.413.108	559.111	386.093
TOTAL DEL PASIVO	20.516.198	15.418.844	4.032.279	1.875.747	1.427.054
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	34.831.146	25.074.152	6.926.664	3.052.090	2.162.705

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - AGOSTO - 2025

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 seis meses finalizados el 30 de junio de 2025, 2024, 2023, 2022 y 2021.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>30/06/2025</u>	<u>30/06/2024</u>	<u>30/06/2023</u>	<u>30/06/2022</u>	<u>30/06/2021</u>
Resultado operativo	640.713	1.032.420	88.249	140.805	35.995
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	91.349	125.975	38.796	27.694	6.555
Resultados financieros, netos	(568.699)	(315.281)	53.068	(4.802)	(15.163)
Resultado antes de impuesto a las ganancias	163.363	843.114	180.113	163.697	27.387
Impuesto a las ganancias	(101.668)	172.891	(36.315)	(43.217)	(75.896)
Resultado neto del período	61.695	1.016.005	143.798	120.480	(48.509)
Otros resultados integrales del período	2.015.634	1.333.637	882.055	207.673	100.562
Resultado integral del período	2.077.329	2.349.642	1.025.853	328.153	52.053

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - AGOSTO - 2025

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 seis meses finalizados el 30 de junio de 2025, 2024, 2023, 2022 y 2021.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>30/06/2025</u>	<u>30/06/2024</u>	<u>30/06/2023</u>	<u>30/06/2022</u>	<u>30/06/2021</u>
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	2.132.613	2.345.904	607.329	309.879	187.302
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(2.900.246)	(2.485.598)	(518.823)	(209.661)	(96.224)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	385.624	78.459	50.843	(84.091)	(95.542)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	158.820	102.981	22.965	4.696	1.515
(Disminución) / Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	(223.189)	41.746	162.314	20.823	(2.949)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	1.151.868	905.956	136.874	62.678	54.618
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	928.679	947.702	299.188	83.501	51.669
(Disminución) / Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	(223.189)	41.746	162.314	20.823	(2.949)

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - AGOSTO - 2025

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

	<u>Unidad</u>	<u>30/06/2025</u>	<u>30/06/2024</u>	<u>30/06/2023</u>	<u>30/06/2022</u>	<u>30/06/2021</u>
Producciones						
Petróleo (incluye NGLs)	mbd	306	296	283	267	242
Gas natural	Mpcd	1.361	1.328	1.288	1.337	1.163
Refinación						
Petróleo procesado	mbd	310	300	306	285	270
Ventas como productores						
Petróleo	mbd	42	31	8	2	3
Gas natural	Mpcd	1.245	1.196	1.137	1.232	1.021
Subproductos vendidos						
Naftas	mbd	101	99	102	96	79
Gasoil	mbd	143	143	151	152	131
Aerokerosene y kerosén	mbd	19	17	17	14	6
Fuel oil	mbd	4	4	3	5	9
GLP	mbd	22	21	20	17	15
Otros ⁽¹⁾	mbd	129	107	100	91	121
Total	mbd	418	391	393	375	361
Petróleo vendido						
En el mercado local	mbd	2	2	3	2	1
En el exterior	mbd	40	29	5	- ⁽²⁾	2
Subproductos vendidos						
En el mercado local	mbd	358	343	360	327	315
En el exterior	mbd	60	48	33	48	46
Total petróleo y subproductos vendidos	mbd	460	422	401	377	364

(1) Incluye principalmente carbón de petróleo, petroquímicos, nafta virgen, propileno, lubricantes y derivados.

(2) Valor menor a 1.

8. ÍNDICES

	30/06/2025	30/06/2024	30/06/2023	30/06/2022	30/06/2021
Liquidez corriente (Activo corriente sobre Pasivo corriente)	0,748	0,934	0,991	1,149	1,035
Solvencia (Patrimonio neto sobre Pasivo total)	0,698	0,626	0,718	0,627	0,516
Inmovilizado del capital (Activo no corriente sobre Activo total)	0,811	0,742	0,798	0,790	0,815

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - AGOSTO - 2025

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 2025 la Sociedad continuará enfocando sus esfuerzos en los 4 pilares básicos de su plan estratégico “Desafío 4x4”: (i) foco en lo más rentable acelerando la monetización del petróleo no convencional de Vaca Muerta; (ii) una gestión activa del portafolio para lograr la asignación más eficiente del capital; (iii) aumento de la eficiencia en los segmentos de Upstream y de Midstream y Downstream, eliminando cuellos de botella en la infraestructura para la producción del petróleo no convencional de Vaca Muerta; y (iv) gestión de las tareas que viabilicen el desarrollo de la capacidad de GNL a largo plazo.

Asimismo, la Sociedad continuará enfocada en la defensa de sus intereses, particularmente en lo referido a aquellas contingencias relevantes (véase 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