

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 septiembre 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 noviembre 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 prevaletientes 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 octubre de 2025 por el Instituto Nacional de Estadística y Censos ("INDEC"), la actividad económica en Argentina en agosto de 2025 registró una variación positiva de 2,4% respecto de agosto de 2024; mientras que la variación acumulada de los primeros ocho meses de 2025 registró un aumento de 5,2% 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 nueve meses de 2025 el Índice de Precios al Consumidor ("IPC") elaborado por el INDEC tuvo un incremento acumulado de 22,0%, mientras que el Índice de Precios Internos Mayoristas ("IPIM"), elaborado por el mismo organismo, presentó un incremento acumulado de 20,0%. Durante los primeros nueve meses de 2024, el incremento acumulado del IPC fue de 101,6%, mientras que el IPIM aumentó 61,5%.

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\$ 6.030 millones durante los primeros nueve meses de 2025, mientras que en los primeros nueve meses de 2024 se registró un superávit que ascendió a US\$ 15.057 millones. Este menor superávit se explica por un aumento de las importaciones de 30,6%, parcialmente compensado por un aumento de las exportaciones de 7,5%.

En lo que respecta a las condiciones del mercado local en materia cambiaria, el tipo de cambio peso/dólar alcanzó un valor de 1.375,50 pesos por dólar al 30 de septiembre de 2025, habiéndose incrementado un 33,5% desde su valor de 1.030,50 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2024. La cotización promedio de los primeros nueve meses de 2025 ascendió a 1.180,41 pesos por dólar y fue un 33,0% superior al promedio registrado durante el mismo período de 2024 de 887,24 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" (ver 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 y el 4 de agosto de 2025 el Gobierno Nacional recibió 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 nueve meses 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\$ 69,9 en los primeros nueve meses de 2025 (una disminución de 14,5% respecto del promedio de los primeros nueve meses de 2024). Para los crudos Medanita y Escalante, los precios promedio por barril fueron de US\$ 64,9 y US\$ 65,9, respectivamente, para los primeros nueve meses de 2025, en comparación con los precios promedio por barril de US\$ 69,2 y US\$ 73,6, respectivamente, para los primeros nueve 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 (ver Nota 6 a los estados financieros intermedios condensados consolidados).

Tercer trimestre de 2025 vs. Tercer trimestre de 2024

Durante el tercer trimestre de 2025 la ganancia operativa del Grupo fue de US\$ 552 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 754 millones durante el tercer trimestre de 2024. Esto representa una disminución de la ganancia operativa de US\$ 202 millones (26,8%), explicada por:

- Menores ingresos en el mercado local por US\$ 563 millones (12,4%), principalmente por menores precios de venta de combustibles y menores precios y volúmenes de venta de gas natural como distribuidores, parcialmente compensados por mayores volúmenes de venta de combustibles.
- Menores ingresos en el mercado externo por US\$ 91 millones (12,2%), principalmente por menores precios y volúmenes de venta de petróleo, de jet fuel, de lubricantes y derivados y de gas licuado de petróleo ("GLP"), parcialmente compensados por mayores volúmenes de venta de granos y harinas.

- Parcialmente compensados por menores costos por US\$ 359 millones (9,8%), debido a menores costos de producción (US\$ 477 millones) principalmente producto de la venta de activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros (ver Nota 12 apartado “Proyecto Campos Maduros” a los estados financieros intermedios condensados consolidados), parcialmente compensados por una mayor variación de existencias positiva (US\$ 102 millones) y por mayores compras (US\$ 16 millones).
- Menores gastos por US\$ 77 millones (9,7%), debido a:
 - Menores gastos de comercialización por US\$ 57 millones, principalmente por menores cargos de impuestos, tasas y contribuciones y de transporte, productos y cargas.
 - Menores gastos de administración por US\$ 17 millones, principalmente por menores cargos de sueldos y cargas sociales.
 - Menores gastos de exploración por US\$ 3 millones.
- Un cargo por deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 5 millones en el tercer trimestre de 2025 de nuestras subsidiarias YPF Tecnología S.A. (“Y-TEC”) y Metrogas S.A. (“Metrogas”), en comparación con un cargo por deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 21 millones en el tercer trimestre de 2024.

Los resultados financieros, netos del Grupo durante el tercer trimestre de 2025 fueron una pérdida de US\$ 245 millones (\$ 302.181 millones), en comparación con la pérdida de US\$ 210 millones (\$ 183.849 millones) durante el mismo período de 2024.

El cargo por impuesto a las ganancias del Grupo correspondiente al tercer trimestre de 2025 fue una pérdida de US\$ 537 millones (\$ 739.322 millones), en comparación con la ganancia de US\$ 834 millones (\$ 799.908 millones) correspondiente al mismo período de 2024. Ver Notas 2.d) y 19 a los estados financieros intermedios condensados consolidados.

El resultado neto del Grupo correspondiente al tercer trimestre de 2025 fue una pérdida de US\$ 198 millones (\$ 243.333 millones), en comparación con una ganancia de US\$ 1.485 millones (\$ 1.409.165 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 tercer trimestre de 2025 la producción diaria de hidrocarburos disminuyó un 6,4% respecto al mismo período de 2024, alcanzando 523 mil barriles equivalentes de petróleo por día (“boe/día”).

La producción diaria de petróleo disminuyó un 6,3% en el tercer trimestre de 2025 respecto al mismo período de 2024, promediando 240 mil barriles por día (“bbl/día”), mientras que la producción diaria de gas natural disminuyó un 4,8% respecto al tercer trimestre de 2024, promediando 38,4 millones de metros cúbicos por día (“Mm³/día”). Estas disminuciones se dieron como resultado de la venta de activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros (ver Nota 12 apartado “Proyecto Campos Maduros” a los estados financieros intermedios condensados consolidados), parcialmente compensadas por el crecimiento de la producción no convencional de ambos hidrocarburos.

Asimismo, la producción diaria de líquidos de gas natural (“NGLs”, por sus siglas en inglés) disminuyó un 15,3% en el tercer trimestre de 2025 respecto al mismo período de 2024. Esta disminución se dio principalmente como resultado de: (i) una menor capacidad de procesamiento de gas rico por una falla operativa en marzo de 2025 que dejó fuera de servicio a la turboexpander en el bloque Loma La Lata; y (ii) la venta de activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros (ver Nota 12 apartado “Proyecto Campos Maduros” a los estados financieros intermedios condensados consolidados).

Durante el tercer trimestre de 2025 la ganancia operativa del segmento de Upstream fue de US\$ 415 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 333 millones durante el mismo período de 2024. Esto representa un incremento de la ganancia operativa de US\$ 82 millones (24,6%), explicado por:

- Menores costos y gastos por US\$ 323 millones (17,7%), debido a:
 - Menores costos de extracción (“lifting cost”) por US\$ 402 millones (48,5%), principalmente por la venta de activos del Proyecto Campos Maduros (ver Nota 12 apartado “Proyecto Campos Maduros” a los estados financieros intermedios condensados consolidados) y por menores costos de producción no convencional.
 - Menores costos relacionados con regalías y otros cargos asociados a la producción de petróleo y de gas natural por US\$ 54 millones (18,6%), debido a un menor valor en boca de pozo y a un menor volumen de producción.
 - Menores gastos de exploración por US\$ 3 millones (15,0%).
 - Menores cargos de otros costos y gastos por US\$ 8 millones (3,2%).

- Parcialmente compensados por mayores cargos de depreciaciones de propiedades, planta y equipo por US\$ 144 millones (32,9%), debido principalmente a una mayor base depreciable por: (i) la puesta en producción de pozos de hidrocarburos; (ii) el inicio de depreciaciones de activos que declararon reservas; (iii) la puesta en marcha de una planta de procesamiento de gas natural; y (iv) el inicio de depreciaciones de un área adquirida.
- Un menor cargo por deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 21 millones reconocido en el tercer trimestre de 2024.
- Una variación positiva por US\$ 17 millones en otros resultados operativos, netos, explicada principalmente por menores cargos de provisión por indemnizaciones, de provisión para materiales y equipos obsoletos y por el resultado por venta de activos, parcialmente compensados por mayores cargos de provisión por optimizaciones operativas (ver Notas 12 apartado “Proyecto Campos Maduros” y 29 a los estados financieros intermedios condensados consolidados).
- Parcialmente compensados por menores ingresos por US\$ 279 millones (12,4%), principalmente por (i) menores precios de venta intersegmento promedio (12,1%) y menores volúmenes transferidos (5,9%) de petróleo al segmento de Midstream y Downstream y (ii) menores precios de venta (3,0%) parcialmente compensados por mayores volúmenes transferidos y vendidos (2,3%) de gas natural al segmento de LNG y Gas Integrado y a terceros, respectivamente.

Midstream y Downstream

Durante el tercer trimestre de 2025 los niveles de procesamiento de nuestras refinerías promediaron 326 mil bbl/día, un 9,3% superior a los niveles de procesamiento del tercer trimestre de 2024. Este aumento se explica principalmente por: (i) un mayor procesamiento en la Refinería Luján de Cuyo debido al menor impacto del paro del tercer trimestre de 2025, respecto a los realizados en el mismo trimestre del año anterior y a las mejoras en el mix de crudos que procesa la Refinería, los cuales permitieron superar el récord de procesamiento de los últimos 10 años que fuera alcanzado en el tercer trimestre de 2024; (ii) un mayor procesamiento en la Refinería La Plata producto de la eliminación de los cuellos de botella debido a las mejoras en el mix de los productos procesados, el cual estuvo apalancado por los spreads de precios de combustibles que permitieron la sustitución de importaciones; y (iii) un mayor procesamiento en la Refinería Plaza Huincul producto del revamping del horno en marzo de 2025.

En el tercer trimestre de 2025 se obtuvo una mayor producción de jet fuel por 10,9%, de gasoil por 10,7% y de naftas por 1,7%, en comparación con el mismo período de 2024.

Durante el tercer trimestre de 2025 la ganancia operativa del segmento de Midstream y Downstream fue de US\$ 158 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 295 millones durante el mismo período de 2024. Esto representa una disminución de la ganancia operativa de US\$ 137 millones (46,4%), explicada por:

- Menores ingresos en el mercado local por US\$ 361 millones (10,4%), explicados por:
 - Menores ventas de combustibles a terceros por US\$ 273 millones, principalmente por menores precios de venta de gasoil (16,1%) y de naftas (14,0%), parcialmente compensados por mayores volúmenes de venta de gasoil (6,1%) y de naftas (5,7%).
 - Menores ventas de otros productos por US\$ 88 millones, principalmente por menores volúmenes de venta de granos y harinas, menores volúmenes y precios de venta de petroquímicos y menores precios de venta de lubricantes y derivados.
- Menores ingresos en el mercado externo por US\$ 86 millones (12,2%), principalmente por menores volúmenes y precios de venta de petróleo, de jet fuel, de lubricantes y derivados y de GLP, parcialmente compensados por mayores volúmenes de venta de granos y harinas.
- Una variación negativa por US\$ 15 millones en otros resultados operativos, netos, explicada principalmente por menores ingresos del Programa Incremento Exportador (ver Nota 36.i) apartado “Programa Incremento Exportador” a los estados financieros intermedios condensados consolidados), parcialmente compensados por mayores cargos de la provisión para juicios y contingencias.
- Parcialmente compensados por menores costos y gastos por US\$ 325 millones (8,4%), explicados por:
 - Una disminución en las compras de materias primas y productos de reventa por US\$ 234 millones (8,2%), principalmente explicada por menores precios de compra de petróleo intersegmento y a terceros, menores volúmenes de importación de gasoil y menores volúmenes de compra de jet fuel y de lubricantes y derivados, parcialmente compensados por mayores volúmenes de compra de petróleo a terceros.
 - Una disminución de los costos de downstream por US\$ 52 millones (9,1%), principalmente por mayores eficiencias operativas.

- Una variación de existencias positiva en el tercer trimestre de 2025 de US\$ 35 millones en comparación con una variación de existencias positiva en el tercer trimestre de 2024 de US\$ 17 millones.
- Menores cargos de otros costos y gastos por US\$ 21 millones (4,4%), principalmente de impuestos, tasas y contribuciones.

LNG y Gas Integrado

Durante el tercer trimestre de 2025 la pérdida operativa del segmento de LNG y Gas Integrado fue de US\$ 6 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 10 millones durante el mismo período de 2024. Esto representa una disminución del resultado operativo de US\$ 16 millones, explicada por:

- Mayores costos y gastos por US\$ 21 millones (3,3%), principalmente de transporte, productos y cargas.
- Una variación negativa por US\$ 4 millones en otros resultados operativos, netos.
- Parcialmente compensados por mayores ingresos por US\$ 9 millones (1,4%), principalmente por mayores volúmenes de venta de gas natural a terceros como productores por US\$ 12 millones, parcialmente compensados por menores precios de venta intersegmento promedio de gas natural a los segmentos de Upstream, de Midstream y Downstream y de Nuevas Energías por US\$ 5 millones.

Nuevas Energías

Durante el tercer trimestre de 2025 la ganancia operativa del segmento de Nuevas Energías fue de US\$ 38 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 79 millones durante el mismo período de 2024. Esto representa una disminución de la ganancia operativa de US\$ 41 millones (51,9%), explicada por:

- Menores ingresos por US\$ 120 millones (33,9%), debido principalmente a nuestra subsidiaria Metrogas por menores precios y volúmenes de venta de gas natural a los segmentos minorista y grandes clientes y menores ingresos por servicios de transporte y distribución.
- Un deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 5 millones en el tercer trimestre de 2025 de nuestras subsidiarias Y-TEC y Metrogas.
- Una variación negativa por US\$ 2 millones en otros resultados operativos, netos.
- Parcialmente compensados por menores costos y gastos por US\$ 86 millones (31,0%), debido a:
 - Menores precios y volúmenes de compra de gas natural y menores compras de servicios de transporte de nuestra subsidiaria Metrogas por US\$ 57 millones.
 - Menores cargos de otros costos y gastos por US\$ 29 millones, principalmente por mayores cargos de conservación, reparación y mantenimiento, de sueldos y cargas sociales, de impuestos, tasas y contribuciones y de honorarios y retribuciones por servicios.

Primeros nueve meses de 2025 vs. Primeros nueve meses de 2024

Durante los primeros nueve meses de 2025 la ganancia operativa del Grupo fue de US\$ 1.156 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 2.010 millones durante los primeros nueve meses de 2024. Esto representa una disminución de la ganancia operativa de US\$ 854 millones (42,5%), explicada por:

- Menores ingresos en el mercado local por US\$ 633 millones (5,1%), principalmente por menores precios de venta de combustibles y menores volúmenes y precios de venta de granos y harinas, de gas natural como distribuidores, de petroquímicos y de lubricantes y derivados, parcialmente compensados por mayores volúmenes de venta de combustibles y mayores precios y volúmenes de venta de arena para la fractura de pozos.
- Menores ingresos en el mercado externo por US\$ 17 millones (0,8%), principalmente por menores precios y volúmenes de venta de jet fuel, de petroquímicos, de gas natural como distribuidores, de naftas y de gasoil, por menores precios de venta de lubricantes y derivados y por menores volúmenes de venta de GLP, parcialmente compensados por mayores volúmenes de venta de granos y harinas, de nafta virgen, de petróleo y de gas natural como productores.
- 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 (ver Nota 12 apartado "Proyecto Campos Maduros" a los estados financieros intermedios condensados consolidados) y por el resultado por revaluación de sociedades (ver Nota 4 apartado "Adquisición de la participación en OLCLP" a los estados financieros intermedios condensados consolidados). Ver Nota 29 a los estados financieros intermedios condensados consolidados.

- Parcialmente compensados por menores gastos por US\$ 75 millones (3,3%), debido a:
 - Menores gastos de exploración por US\$ 63 millones, principalmente debido a perforaciones exploratorias improductivas derivadas del Pozo Argerich en el segundo trimestre de 2024.
 - Menores gastos de comercialización por US\$ 38 millones, principalmente por menores cargos de deudores de cobro dudoso.
 - Mayores gastos de administración por US\$ 26 millones, principalmente por mayores cargos de honorarios y retribuciones por servicios y de combustibles, gas, energía y otros.
- Menores costos por US\$ 38 millones (0,4%), debido a menores costos de producción (US\$ 180 millones) principalmente producto de la venta de activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros (ver Nota 12 apartado "Proyecto Campos Maduros" a los estados financieros intermedios condensados consolidados) afectado por mayores costos, parcialmente compensados por mayores compras (US\$ 103 millones), principalmente de materias primas destinadas a la producción, y por una variación negativa de la variación de existencias (US\$ 39 millones).
- Un recupero de deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 4 millones durante los primeros nueve meses de 2025, en comparación con un cargo por deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 26 millones durante los primeros nueve meses de 2024.

Los resultados financieros, netos del Grupo durante los primeros nueve meses de 2025 fueron una pérdida de US\$ 746 millones (\$ 824.498 millones), en comparación con la pérdida de US\$ 753 millones (\$ 604.133 millones) correspondiente al mismo período de 2024. Ver Nota 30 a los estados financieros intermedios condensados consolidados.

El cargo por impuesto a las ganancias del Grupo correspondiente a los primeros nueve meses de 2025 fue una pérdida de US\$ 667 millones (\$ 887.372 millones), en comparación con la ganancia de US\$ 1.157 millones (\$ 1.077.802 millones) correspondiente al mismo período de 2024. Ver Notas 2.d) y 19 a los estados financieros intermedios condensados consolidados.

El resultado neto del Grupo correspondiente a los primeros nueve meses de 2025 fue una pérdida de US\$ 150 millones (\$ 181.638 millones), en comparación con una ganancia de US\$ 2.677 millones (\$ 2.425.170 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 los primeros nueve meses de 2025 la producción diaria de hidrocarburos disminuyó un 0,2% respecto al mismo período de 2024, alcanzando 540 mil boe/día.

La producción diaria de petróleo disminuyó un 0,4% en los primeros nueve meses de 2025 respecto al mismo período de 2024, promediando 252 mil bbl/día, mientras que la producción diaria de gas natural disminuyó un 0,1% respecto a los primeros nueve meses de 2024, promediando 38,5 Mm³/día. Estas disminuciones se dieron como resultado de la venta de activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros (ver Nota 12 apartado "Proyecto Campos Maduros" a los estados financieros intermedios condensados consolidados), mayormente compensadas por el crecimiento de la producción no convencional de ambos hidrocarburos.

Asimismo, la producción diaria de NGLs disminuyó un 0,1% en los primeros nueve meses de 2025 respecto al mismo período de 2024.

Durante los primeros nueve meses de 2025 la ganancia operativa del segmento de Upstream fue de US\$ 472 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 1.095 millones durante el mismo período de 2024. Esto representa una disminución de la ganancia operativa de US\$ 623 millones (56,9%), explicada por:

- Menores ingresos por US\$ 377 millones (6,0%), principalmente por (i) menores precios de venta intersegmento promedio de petróleo (9,4%), parcialmente compensados por mayores volúmenes transferidos (0,2%) al segmento de Midstream y Downstream y (ii) menores precios de venta de gas natural (1,2%), parcialmente compensados por mayores volúmenes transferidos y vendidos (5,7%) al segmento de LNG y Gas Integrado y a terceros, respectivamente.

- Una variación negativa por US\$ 381 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 (ver Notas 12 apartado “Proyecto Campos Maduros” y 29 a los estados financieros intermedios condensados consolidados).
- Parcialmente compensados por menores costos y gastos por US\$ 114 millones (2,2%), debido a:
 - Menores costos de extracción (“lifting cost”) por US\$ 443 millones (19,8%), principalmente por la venta de activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros (ver 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 costos relacionados con regalías y otros cargos asociados a la producción de petróleo y de gas natural por US\$ 85 millones (10,3%), debido principalmente a un menor valor en boca de pozo.
 - Menores gastos de exploración por US\$ 63 millones (48,1%), principalmente debido a perforaciones exploratorias improductivas derivadas del Pozo Argerich en el segundo trimestre de 2024.
 - Parcialmente compensados por mayores cargos de depreciaciones de propiedades, planta y equipo por US\$ 412 millones (32,2%), debido principalmente a una mayor base depreciable por: (i) la puesta en producción de pozos de hidrocarburos; (ii) el inicio de depreciaciones de activos que declararon reservas; (iii) la puesta en marcha de una planta de procesamiento de gas natural; y (iv) el inicio de depreciaciones de un área adquirida, 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 (ver Nota 12 apartado “Proyecto Campos Maduros” a los estados financieros intermedios condensados consolidados).
 - Mayores cargos de otros costos y gastos por US\$ 65 millones (10,1%), principalmente por mayores cargos de transporte con los segmentos de Midstream y Downstream y de LNG y Gas Integrado, de materiales y útiles de consumo y de conservación, reparación y mantenimiento, parcialmente compensados por menores cargos de contrataciones de obra y otros servicios.
- Un menor cargo por deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 21 millones reconocido en el tercer trimestre de 2024.

Midstream y Downstream

Durante los primeros nueve meses de 2025 los niveles de procesamiento de nuestras refinerías promediaron 315 mil bbl/día, un 5,2% superior a los niveles de procesamiento de los primeros nueve meses de 2024. Este aumento se explica principalmente por (i) un mayor procesamiento en la Refinería La Plata producto de la eliminación de los cuellos de botella debido a las mejoras en el mix de los productos procesados, el cual estuvo apalancado por los spreads de precios de combustibles que permitieron la sustitución de importaciones, y producto del efecto de los eventos que limitaron la disponibilidad de petróleo en la Refinería en 2024 y (ii) un mayor procesamiento en la Refinería Luján de Cuyo debido a la menor incidencia de los paros en 2025, en comparación con los paros de 2024.

En los primeros nueve meses de 2025 se obtuvo una mayor producción de jet fuel por 11,6%, de naftas por 4,5% y de gasoil por 1,9%, en comparación con el mismo período de 2024.

Durante los primeros nueve meses de 2025 la ganancia operativa del segmento de Midstream y Downstream fue de US\$ 826 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 1.156 millones durante el mismo período de 2024. Esto representa una disminución de la ganancia operativa de US\$ 330 millones (28,5%), explicada por:

- Menores ingresos en el mercado local por US\$ 563 millones (5,7%), explicados por:
 - Menores ventas de combustibles a terceros por US\$ 460 millones, principalmente por menores precios de venta de gasoil (9,0%) y de naftas (5,8%), parcialmente compensados por mayores volúmenes de venta de naftas (2,6%) y de gasoil (1,8%).
 - Menores ventas de otros productos por US\$ 103 millones, principalmente por menores volúmenes y precios de venta de granos y harinas, de petroquímicos y de lubricantes y derivados, parcialmente compensados por mayores ingresos relacionados con la operatoria de midstream gas (transporte y acondicionamiento de gas natural) con el segmento de Upstream y con terceros.
- Menores ingresos en el mercado externo por US\$ 9 millones (0,4%), principalmente por menores precios y volúmenes de venta de jet fuel, de petroquímicos y de naftas y por menores precios de venta de lubricantes y derivados, parcialmente compensados por mayores volúmenes de venta de granos y harinas y de nafta virgen.

- Parcialmente compensados por menores costos y gastos por US\$ 222 millones (2,1%), explicados por:
 - Una disminución en las compras de materias primas y productos de reventa por US\$ 357 millones (4,4%), principalmente explicada por menores volúmenes de compra de jet fuel y por menores precios de compra de petróleo al segmento de Upstream y a terceros, parcialmente compensados por mayores volúmenes de compra de petróleo a terceros.
 - Parcialmente compensada por una variación de existencias positiva en los primeros nueve meses de 2025 de US\$ 25 millones en comparación con una variación de existencias positiva en los primeros nueve meses de 2024 de US\$ 125 millones.
 - Un aumento de los costos de downstream por US\$ 12 millones (0,8%), principalmente por un mayor nivel de procesamiento, parcialmente compensado por mayores eficiencias operativas.
 - Mayores cargos de otros costos y gastos por US\$ 23 millones (1,7%), principalmente debido a mayores cargos de depreciaciones de propiedades, planta y equipo, parcialmente compensados por menores cargos de impuestos, tasas y contribuciones.
- Una variación positiva por US\$ 20 millones en otros resultados operativos, netos, explicada principalmente por el resultado por revaluación de sociedades (ver Nota 4 apartado "Adquisición de la participación en OLCLP" a los estados financieros intermedios condensados consolidados) y menores cargos de la provisión para juicios y contingencias, parcialmente compensado por menores ingresos del Programa Incremento Exportador (ver Nota 36.i) apartado "Programa Incremento Exportador" a los estados financieros intermedios condensados consolidados). Ver Nota 29 a los estados financieros intermedios condensados consolidados.

LNG y Gas Integrado

Durante los primeros nueve meses de 2025 la pérdida operativa del segmento de LNG y Gas Integrado fue de US\$ 11 millones, en comparación con la pérdida operativa de US\$ 45 millones durante el mismo período de 2024. Esto representa una disminución de la pérdida operativa de US\$ 34 millones (75,6%), explicada por:

- Mayores ingresos por US\$ 61 millones (3,9%), principalmente por mayores volúmenes de venta de gas natural a terceros como productores por US\$ 55 millones, y mayores volúmenes de gas natural transferidos a los segmentos de Upstream, de Midstream y Downstream y de Nuevas Energías por US\$ 12 millones, parcialmente compensados por menores precios y volúmenes de venta de gas natural como distribuidores de nuestra subsidiaria YPF Chile S.A. por US\$ 21 millones.
- Parcialmente compensados por mayores costos y gastos por US\$ 23 millones (1,4%), debido a:
 - Mayores volúmenes de compra de gas natural como productores por US\$ 67 millones (4,5%), por mayores volúmenes de compra intersegmento promedio a los segmentos de Upstream y de Midstream y Downstream y por mayores volúmenes de compra a terceros.
 - Parcialmente compensados por menores cargos de otros costos y gastos por US\$ 44 millones (36,4%), 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") reconocidos en el primer y segundo trimestre de 2024.
- Una variación negativa por US\$ 4 millones, en otros resultados operativos, netos.

Nuevas Energías

Durante los primeros nueve meses de 2025 la ganancia operativa del segmento de Nuevas Energías fue de US\$ 86 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 83 millones durante el mismo período de 2024. Esto representa un incremento de la ganancia operativa de US\$ 3 millones (3,6%), explicado por:

- Menores costos y gastos por US\$ 34 millones (5,6%), debido a:
 - Menores compras de nuestra subsidiaria Metrogas por US\$ 27 millones, debido a menores precios y volúmenes de compra de gas natural, parcialmente compensados por mayores compras de servicios de transporte.
 - Menores cargos de otros costos y gastos por US\$ 7 millones, principalmente por menores cargos de conservación, reparación y mantenimiento y de sueldos y cargas sociales.
- Un recupero de deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 4 millones principalmente de nuestra subsidiaria Metrogas en los primeros nueve meses de 2025, en comparación con un cargo por deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios de nuestra subsidiaria Y-TEC por US\$ 5 millones en los primeros nueve meses de 2024.
- Una variación positiva por US\$ 2 millones en otros resultados operativos, netos.

- Parcialmente compensados por menores ingresos por US\$ 42 millones (6,0%), debido principalmente a nuestra subsidiaria Metrogas por menores precios de venta de gas natural al segmento minorista y volúmenes de venta al segmento grandes clientes, parcialmente compensados por mayores ingresos por servicios de transporte y distribución.

Administración Central y Otros

Durante los primeros nueve meses de 2025 la pérdida operativa de Administración Central y Otros ascendió a US\$ 209 millones, lo que representó un incremento de la pérdida operativa de US\$ 39 millones (22,9%), en comparación con la pérdida operativa de US\$ 170 millones en los primeros nueve meses de 2024, debido principalmente a mayores costos y gastos y menores ingresos de construcción de nuestra subsidiaria AESA, parcialmente compensados por mayores ingresos de la Sociedad, principalmente de arena para la fractura de pozos con terceros y con el segmento de Upstream.

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 los primeros nueve meses 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\$ 8 millones comparado con un importe negativo de US\$ 109 millones en los primeros nueve meses de 2024. 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 nueve meses finalizados el 30 de septiembre de	
	2025	2024
Actividades operativas:		
Resultado neto	(181.638)	2.425.170
<i>Ajustes para conciliar el resultado neto con el efectivo generado por las actividades operativas:</i>		
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(132.706)	(225.507)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	2.571.186	1.539.948
Amortización de activos intangibles	55.124	28.314
Depreciación de activos por derecho de uso	252.473	178.540
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	391.510	334.451
Cargo por impuesto a las ganancias	887.372	(1.077.802)
Aumento neto de provisiones	691.928	468.893
(Recupero) / Deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios	(5.326)	24.896
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	676.016	509.280
Planes de beneficios basados en acciones	10.341	4.119
Resultado por venta de activos	(244.313)	-
Resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta	260.132	-
Resultado por revaluación de sociedades	(52.934)	-
Cambios en activos y pasivos:		
Créditos por ventas	(660.580)	(828.591)
Otros créditos	(256.603)	(329.251)
Inventarios	6.169	(40.220)
Cuentas por pagar	(231.211)	705.173
Cargas fiscales	50.952	101.887
Remuneraciones y cargas sociales	3.224	165.687
Otros pasivos	(332.229)	(38.901)
Disminución de provisiones por pago/utilización	(154.881)	(109.421)
Activos de contratos	21.317	(29.450)
Pasivos de contratos	134.542	14.023
Dividendos cobrados	208.260	116.435
Cobros de seguros por pérdida de beneficio	5.372	-
Pagos de impuesto a las ganancias	(167.965)	(24.004)
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	3.805.532	3.913.669
Actividades de inversión:		
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(4.290.491)	(3.747.844)
Altas de activos mantenidos para la venta	(45.680)	(159.993)
Aportes y adquisiciones en inversiones en asociadas y negocios conjuntos	(87.814)	-
Adquisiciones por combinaciones de negocios neto de efectivo y equivalentes de efectivo	(956.098)	-
Cobros por ventas de activos financieros	243.733	183.603
Pagos por adquisición de activos financieros	(80.406)	(190.319)
Intereses cobrados de activos financieros	4.277	28.859
Cobros por concesiones, acuerdos de cesión y venta de activos	84.975	57.429
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(5.127.504)	(3.828.265)
Actividades de financiación:		
Pagos de préstamos	(2.112.223)	(1.800.992)
Pagos de intereses	(630.256)	(537.420)
Préstamos obtenidos	4.154.321	2.355.129
Adelantos en cuenta corriente, netos	-	(45.089)
Pagos por arrendamientos	(359.662)	(260.023)
Pagos de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(2.789)	(2.362)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	1.049.391	(290.757)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	219.960	148.520
Disminución del efectivo y equivalentes de efectivo	(52.621)	(56.833)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	1.151.868	905.956
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	1.099.247	849.123
Disminución del efectivo y equivalentes de efectivo	(52.621)	(56.833)

4. SÍNTESIS DE LA ESTRUCTURA PATRIMONIAL

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

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	30/09/2025	30/09/2024	30/09/2023	30/09/2022	30/09/2021
ACTIVO					
Activo no corriente	32.966.847	20.644.709	7.555.229	2.894.944	1.827.286
Activo corriente	7.704.889	7.221.526	1.826.316	827.859	446.065
TOTAL DEL ACTIVO	40.671.736	27.866.235	9.381.545	3.722.803	2.273.351
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante	15.696.799	11.555.756	3.837.820	1.474.775	777.800
Interés no controlante	305.545	203.016	47.678	14.807	7.472
TOTAL DEL PATRIMONIO	16.002.344	11.758.772	3.885.498	1.489.582	785.272
PASIVO					
Pasivo no corriente	14.353.077	7.874.111	3.563.373	1.439.588	1.105.071
Pasivo corriente	10.316.315	8.233.352	1.932.674	793.633	383.008
TOTAL DEL PASIVO	24.669.392	16.107.463	5.496.047	2.233.221	1.488.079
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	40.671.736	27.866.235	9.381.545	3.722.803	2.273.351

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - NOVIEMBRE - 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 nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, 2024, 2023, 2022 y 2021.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>30/09/2025</u>	<u>30/9/2024 ⁽¹⁾</u>	<u>30/9/2023 ⁽¹⁾</u>	<u>30/9/2022 ⁽¹⁾</u>	<u>30/9/2021 ⁽¹⁾</u>
Resultado operativo	1.397.526	1.725.994	(98.138)	236.217	77.631
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	132.706	225.507	51.978	46.732	10.913
Resultados financieros, netos	(824.498)	(604.133)	(54.896)	(48.661)	(44.271)
Resultado antes de impuesto a las ganancias	705.734	1.347.368	(101.056)	234.288	44.273
Impuesto a las ganancias	(887.372)	1.077.802	180.456	(21.626)	(69.811)
Resultado neto del período	(181.638)	2.425.170	79.400	212.662	(25.538)
Otros resultados integrales del período	3.954.198	2.030.374	1.939.280	429.745	127.343
Resultado integral del período	3.772.560	4.455.544	2.018.680	642.407	101.805

⁽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 intermedios condensados consolidados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - NOVIEMBRE - 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 nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2025, 2024, 2023, 2022 y 2021.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	30/09/2025	30/09/2024	30/09/2023	30/09/2022	30/09/2021
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	<u>3.805.532</u>	<u>3.913.669</u>	<u>1.058.696</u>	<u>524.900</u>	<u>292.846</u>
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	<u>(5.127.504)</u>	<u>(3.828.265)</u>	<u>(925.687)</u>	<u>(343.966)</u>	<u>(172.861)</u>
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	<u>1.049.391</u>	<u>(290.757)</u>	<u>110.701</u>	<u>(131.623)</u>	<u>(114.949)</u>
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	<u>219.960</u>	<u>148.520</u>	<u>72.171</u>	<u>10.804</u>	<u>1.844</u>
(Disminución) / Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	<u>(52.621)</u>	<u>(56.833)</u>	<u>315.881</u>	<u>60.115</u>	<u>6.880</u>
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	<u>1.099.247</u>	<u>849.123</u>	<u>452.755</u>	<u>122.793</u>	<u>61.498</u>
(Disminución) / Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	<u>(52.621)</u>	<u>(56.833)</u>	<u>315.881</u>	<u>60.115</u>	<u>6.880</u>

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

	Unidad	30/09/2025	30/09/2024	30/09/2023	30/09/2022	30/09/2021
Producciones						
Petróleo (incluye NGLs)	mbd	48	299	283	265	245
Gas natural	Mpcd	41	1.360	1.301	1.343	1.234
Refinación						
Petróleo procesado	mbd	315	300	296	283	268
Ventas como productores						
Petróleo	mbd	41	36	13	2	4
Gas natural	Mpcd	1.296	1.240	1.173	1.237	1.099
Subproductos vendidos						
Naftas	mbd	101	98	102	97	81
Gasoil	mbd	145	142	153	153	135
Aerokerosene y kerosén	mbd	19	17	17	14	6
Fuel oil	mbd	4	4	3	5	9
GLP	mbd	22	23	20	18	15
Otros ⁽¹⁾	mbd	124	113	104	94	117
Total	mbd	415	397	399	381	363
Petróleo vendido						
En el mercado local	mbd	1	3	3	2	2
En el exterior	mbd	40	33	10	- ⁽²⁾	2
Subproductos vendidos						
En el mercado local	mbd	357	349	367	331	317
En el exterior	mbd	58	48	32	50	46
Total petróleo y subproductos vendidos	mbd	456	433	412	383	367

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

(2) Valor menor a 1.

8. ÍNDICES

	30/09/2025	30/09/2024	30/09/2023	30/09/2022	30/09/2021
Liquidez corriente (Activo corriente sobre Pasivo corriente)	0,747	0,877	0,945	1,043	1,165
Solvencia (Patrimonio neto sobre Pasivo total)	0,649	0,730	0,707	0,667	0,528
Inmovilizado del capital (Activo no corriente sobre Activo total)	0,811	0,741	0,805	0,778	0,804

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - NOVIEMBRE - 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 continúa 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 (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