

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 31 de diciembre de 2025

Información confeccionada sobre la base de los estados financieros 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.

26 de febrero de 2026

1. INTRODUCCIÓN

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

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

2. CONDICIONES MACROECONÓMICAS

Principales variables

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

Las condiciones macroeconómicas de Argentina dependen de múltiples factores: (i) el marco legal y regulatorio (ver Nota 35 a los estados financieros 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 febrero de 2026 por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (“INDEC”), la actividad económica en Argentina en diciembre de 2025 registró una variación positiva de 3,5% respecto de diciembre de 2024; mientras que la variación acumulada de 2025 registró un aumento de 4,4% respecto 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 2025 el Índice de Precios al Consumidor (“IPC”) elaborado por el INDEC tuvo un incremento acumulado de 31,5%, mientras que el Índice de Precios Internos Mayoristas (“IPI”), elaborado por el mismo organismo, presentó un incremento acumulado de 26,2%. Durante 2024, el incremento acumulado del IPC fue de 117,8%, mientras que el IPI aumentó 67,1%.

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\$ 11.286 millones durante 2025, mientras que en 2024 se registró un superávit que ascendió a US\$ 18.928 millones. Este menor superávit se explica por un aumento de las importaciones de 24,7%, parcialmente compensado por un aumento de las exportaciones de 9,3%.

En lo que respecta a las condiciones del mercado local en materia cambiaria, el tipo de cambio peso/dólar alcanzó un valor de 1.450,50 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2025, habiéndose incrementado un 40,8% desde su valor de 1.030,50 pesos por dólar al 31 de diciembre de 2024. La cotización promedio de 2025 ascendió a 1.242,09 pesos por dólar y fue un 35,8% superior al promedio registrado durante 2024 de 914,67 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 entre un rango mínimo y máximo, eliminando el mecanismo de ajuste “crawling peg”; (ii) se elimina el dólar “blend” (ver Nota 35.j) apartado “Programa Incremento Exportador” a los estados financieros 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.

El 11 de marzo de 2025, a través del DNU N° 179/2025, el Poder Ejecutivo aprobó celebrar un 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 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\$ 68,2 en 2025 (una disminución de 14,5% respecto del promedio de 2024). Para los crudos Medanita y Escalante, los precios promedio por barril fueron de US\$ 62,8 y US\$ 63,6, respectivamente, para 2025, en comparación con los precios promedio por barril de US\$ 68,9 y US\$ 72,7, respectivamente, para 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 consolidados, dichas explicaciones se realizan en dólares (ver Nota 5 a los estados financieros consolidados).

Cuarto trimestre de 2025 vs. Cuarto trimestre de 2024

Durante el cuarto trimestre de 2025 la ganancia operativa del Grupo fue de US\$ 584 millones, en comparación con la pérdida operativa de US\$ 530 millones durante el cuarto trimestre de 2024. Esto representa un incremento del resultado operativo de US\$ 1.114 millones, explicada por:

- Menores costos por US\$ 524 millones (14,0%), debido a menores costos de producción (US\$ 566 millones) principalmente producto de la venta de activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros, parcialmente compensados por mayores compras (US\$ 114 millones) impulsadas principalmente por un incremento de volúmenes de petróleo comprados a terceros producto de la venta de los activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros. Ver Nota 11.a) a los estados financieros consolidados.
- Menores gastos por US\$ 98 millones (10,8%), debido a:
 - Menores gastos de exploración por US\$ 60 millones, principalmente por menores cargos de perforaciones exploratorias improductivas.
 - Menores gastos de administración por US\$ 32 millones, principalmente por menores cargos de honorarios y retribuciones de servicio y de impuestos, tasas y contribuciones.
 - Menores gastos de comercialización por US\$ 6 millones, principalmente por menores cargos de impuestos, tasas y contribuciones y de honorarios y retribuciones por servicios, parcialmente compensados por mayores cargos de deudores de cobro dudoso.

- Un cargo de deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 61 millones en el cuarto trimestre de 2024 (ver Nota 8 a los estados financieros consolidados).
- Una variación positiva por US\$ 626 millones en otros resultados operativos, netos, explicada principalmente por el resultado por venta de sociedades, por menores cargos de provisión por optimizaciones operativas y por el resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta. Ver Notas 3 apartado “Venta de la participación en Profertil”, 11.a) y 28 a los estados financieros consolidados.
- Parcialmente compensados por menores ingresos en el mercado local por US\$ 76 millones (1,9%), principalmente por menores precios de venta de combustibles y de gas natural como distribuidores, compensados por mayores volúmenes de venta de combustibles.
- Menores ingresos en el mercado externo por US\$ 119 millones (15,4%), principalmente por menores precios y volúmenes de venta de granos y harinas, de petróleo, y de lubricantes y derivados.

Los resultados financieros, netos del Grupo durante el cuarto trimestre de 2025 fueron una pérdida de US\$ 206 millones (\$ 257.162 millones), en comparación con la pérdida de US\$ 103 millones (\$ 80.585 millones) durante el mismo período de 2024.

El cargo por impuesto a las ganancias del Grupo correspondiente al cuarto trimestre de 2025 fue una pérdida de US\$ 1.042 millones (\$ 1.507.455 millones), en comparación con la ganancia de US\$ 216 millones (\$ 214.158 millones) correspondiente al mismo período de 2024. Ver Notas 2.d) y 18 a los estados financieros consolidados.

El resultado neto del Grupo correspondiente al cuarto trimestre de 2025 fue una pérdida de US\$ 649 millones (\$ 866.634 millones), en comparación con una pérdida de US\$ 284 millones (\$ 302.355 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 cuarto trimestre de 2025 la producción diaria de hidrocarburos disminuyó un 6,2% respecto al mismo período de 2024, alcanzando 488 mil barriles equivalentes de petróleo por día (“boe/día”).

La producción diaria de gas natural disminuyó un 13,8% respecto al cuarto trimestre de 2024, promediando 29,6 millones de metros cúbicos por día (“Mm³/día”), mientras que la producción diaria de petróleo disminuyó un 2,0% en el cuarto trimestre de 2025 respecto al mismo período de 2024, promediando 264 mil barriles por día (“bbl/día”). Estas disminuciones se dieron como resultado de la venta de activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros (ver Nota 11.a) a los estados financieros consolidados), mayormente compensadas por el crecimiento de la producción no convencional de petróleo por 42,3%.

Asimismo, la producción diaria de líquidos de gas natural (“NGLs”, por sus siglas en inglés) aumentó un 7,2% en el cuarto trimestre de 2025 respecto al mismo período de 2024. Este aumento se explica principalmente por: (i) el paro programado de la planta de separación y fraccionamiento de Compañía Mega S.A. (“Mega”) y por el paro no programado de la planta turboexpander ubicada en Loma La Lata (“turboexpander Randall”) en el cuarto trimestre de 2024; y (ii) el mayor procesamiento de gas rico en las plantas turboexpander Loma Negra y turboexpander Randall que permitió un mayor recupero de NGLs, potenciado por condiciones operativas estables y mejoras en la eficiencia de dichas plantas.

Durante el cuarto trimestre de 2025 la pérdida operativa del segmento de Upstream fue de US\$ 62 millones, en comparación con la pérdida operativa de US\$ 580 millones durante el mismo período de 2024. Esto representa una disminución de la pérdida operativa de US\$ 518 millones (89,3%) explicado por:

- Menores costos y gastos por US\$ 496 millones (25,4%), debido a:
 - Menores costos de extracción (“lifting cost”) por US\$ 395 millones (47,6%), principalmente por la venta de activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros (ver Nota 11.a) a los estados financieros consolidados).
 - Menores gastos de exploración por US\$ 60 millones (55,6%), principalmente por menores cargos de perforaciones exploratorias improductivas.
 - Menores costos relacionados con regalías y otros cargos asociados a la producción de petróleo y de gas natural por US\$ 52 millones (20,2%), debido a un menor valor en boca de pozo de petróleo y de gas natural y a una menor producción de gas.
 - Menores cargos de depreciaciones de propiedades, planta y equipo por US\$ 22 millones (4,2%).

- Parcialmente compensados por mayores cargos de otros costos y gastos por US\$ 33 millones (14,5%), principalmente por una variación de existencias negativa de petróleo producto de la venta de activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros (ver Nota 11.a) a los estados financieros consolidados), compensada por menores cargos de impuestos, tasas y contribuciones.
- Un cargo por deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 58 millones reconocido en el cuarto trimestre de 2024 (ver Nota 8 a los estados financieros consolidados).
- Una variación positiva por US\$ 287 millones en otros resultados operativos, netos, explicada principalmente por menores cargos de provisión por optimizaciones operativas y por el resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta (ver Notas 11.a) y 28 a los estados financieros consolidados).
- Parcialmente compensados por menores ingresos por US\$ 323 millones (16,4%), principalmente por (i) menores precios de venta de petróleo (19,2%) y menores precios de venta de gas natural (10,9%) parcialmente compensados por mayores volúmenes transferidos y vendidos de petróleo (1,3%) al segmento de Midstream y Downstream y a terceros, y (ii) por mayores volúmenes transferidos y vendidos de gas natural (3,1%) al segmento de LNG y Gas Integrado y a terceros.

Midstream y Downstream

Durante el cuarto trimestre de 2025 los niveles de procesamiento de nuestras refinerías promediaron 335 mil bbl/día, un 10,1% superior a los niveles de procesamiento del cuarto trimestre de 2024. Este aumento se explica principalmente por: (i) plena capacidad operativa de las refinerías sumado a un incremento en la capacidad de utilización que refleja récords tanto en procesamiento como en producción de combustibles premium; (ii) los spreads de precios de combustibles que permitieron la sustitución de importaciones; y (iii) mayor disponibilidad de petróleo no convencional producto del incremento de la producción propia.

En el cuarto trimestre de 2025 se obtuvo una mayor producción de jet fuel por 33,4%, de naftas por 12,7%, y de gasoil por 9,2% en comparación con el mismo período de 2024.

Durante el cuarto trimestre de 2025 la ganancia operativa del segmento de Midstream y Downstream fue de US\$ 317 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 183 millones durante el mismo período de 2024. Esto representa un incremento de la ganancia operativa de US\$ 134 millones (73,2%), explicada por:

- Menores costos y gastos por US\$ 266 millones (6,9%), explicados por:
 - Una disminución en las compras de materias primas y productos de reventa por US\$ 219 millones (8,5%), explicada principalmente por menores precios de compra de petróleo intersegmento y a terceros, menores volúmenes de compra de jet fuel, parcialmente compensados por mayores volúmenes de compra de petróleo a terceros.
 - Una disminución de los costos de downstream por US\$ 5 millones (0,9%), principalmente por menores cargos de conservación, reparación y mantenimiento y de transporte, productos y cargas, parcialmente compensados por mayores cargos de deudores de cobro dudoso.
 - Menores cargos de otros costos y gastos por US\$ 42 millones (5,8%), principalmente por menores cargos de impuestos, tasas y contribuciones y de contrataciones de obra y otros servicios.
- Un cargo por deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 3 millones reconocido en el cuarto trimestre de 2024.
- Parcialmente compensados por menores ingresos en el mercado local por US\$ 12 millones (0,4%), explicados por:
 - Menores ventas de combustibles a terceros por US\$ 23 millones, principalmente por menores precios de venta de gasoil (6,9%) y de naftas (4,5%), compensados por mayores volúmenes de venta de naftas (8,0%) y de gasoil (3,7%).
 - Parcialmente compensadas por mayores ventas de otros productos por US\$ 11 millones, principalmente por mayores volúmenes y precios de venta de harinas y granos y de jet fuel, y mayores volúmenes de venta de lubricantes y derivados, compensados por menores precios de venta de lubricantes y derivados.
- Menores ingresos en el mercado externo por US\$ 109 millones (14,7%), principalmente por menores volúmenes y precios de venta de petróleo y de harinas y granos.
- Una variación negativa por US\$ 14 millones en otros resultados operativos, netos, explicada principalmente por mayores cargos de provisión para materiales y equipos obsoletos.

LNG y Gas Integrado

Durante el cuarto trimestre de 2025 la ganancia operativa del segmento de LNG y Gas Integrado fue de US\$ 3 millones, en comparación con la pérdida operativa de US\$ 4 millones durante el mismo período de 2024. Esto representa un incremento del resultado operativo de US\$ 7 millones, explicada por:

- Menores costos y gastos por US\$ 31 millones (8,5%), principalmente por menores precios de compra intersegmento de gas natural, compensados por mayores volúmenes de compra de gas natural.
- Parcialmente compensados por menores ingresos por US\$ 23 millones (6,4%), principalmente por menores volúmenes de venta de gas natural a terceros como productores y menores volúmenes de venta intersegmento, compensados por mayores precios de venta intersegmento y a terceros.
- Una variación negativa por US\$ 1 millón en otros resultados operativos, netos.

Nuevas Energías

Durante el cuarto trimestre de 2025 la ganancia operativa del segmento de Nuevas Energías fue de US\$ 346 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 23 millones durante el mismo período de 2024. Esto representa un incremento de la ganancia operativa de US\$ 323 millones, explicada por:

- Una variación positiva por US\$ 338 millones en otros resultados operativos, netos, explicada principalmente por el resultado por venta de sociedades. Ver Nota 3 apartado “Venta de la participación en Profertil” a los estados financieros consolidados.
- Menores costos y gastos por US\$ 4 millones (2,2%), debido a:
 - Menores precios de compra de gas natural y menores compras de servicios de transporte de nuestra subsidiaria Metrogas S.A. (“Metrogas”) por US\$ 9 millones.
 - Parcialmente compensado por mayores cargos de otros costos y gastos por US\$ 5 millones, principalmente por mayores cargos de deudores de cobro dudoso, parcialmente compensados por menores cargos de sueldos y cargas sociales e impuestos, tasas y contribuciones.
- Parcialmente compensados por menores ingresos por US\$ 19 millones (9,2%), debido principalmente a nuestra subsidiaria Metrogas por menores precios de venta de gas natural a los segmentos minorista y grandes clientes y menores volúmenes de venta gas natural al segmento grandes clientes, compensados por mayores volúmenes de venta al segmento minorista y por mayores ingresos por servicios de transporte y distribución.

Año 2025 vs. Año 2024

Durante 2025 la ganancia operativa del Grupo fue de US\$ 1.740 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 1.480 millones durante 2024. Esto representa un incremento de la ganancia operativa de US\$ 260 millones (17,6%), explicada por:

- Menores costos por US\$ 562 millones (4,0%), debido a menores costos de producción (US\$ 746 millones) principalmente producto de la venta de activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros, parcialmente compensados por mayores compras (US\$ 217 millones), impulsadas principalmente por un incremento de volúmenes de petróleo comprados a terceros producto de la venta de los activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros. Ver Nota 11.a) a los estados financieros consolidados.
- Menores gastos por US\$ 173 millones (5,4%), debido a:
 - Menores gastos de exploración por US\$ 123 millones, principalmente por menores cargos de perforaciones exploratorias improductivas.
 - Menores gastos de comercialización por US\$ 44 millones, principalmente por menores cargos de impuestos, tasas y contribuciones y de deudores de cobro dudoso.
 - Menores gastos de administración por US\$ 6 millones.
- Una variación positiva por US\$ 279 millones en otros resultados operativos, netos, explicada principalmente por el resultado por venta de sociedades, por el resultado por venta de activos principalmente relacionados con el Proyecto Campos Maduros y por menores cargos de provisión por optimizaciones operativas, parcialmente compensados 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 menores ingresos del Programa Incremento Exportador. Ver Notas 3 apartado “Venta de la participación en Profertil”, 11.a), 28 y 35.j) apartado “Programa Incremento Exportador” a los estados financieros consolidados.

- Un recupero de deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 4 millones durante 2025, en comparación con un cargo por deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 87 millones 2024 (ver Nota 8 a los estados financieros consolidados).
- Parcialmente compensados por menores ingresos en el mercado local por US\$ 709 millones (4,3%), principalmente por menores precios de venta de combustibles y menores precios y volúmenes de venta de gas natural como distribuidores, de petroquímicos y de lubricantes y derivados, parcialmente compensados por mayores volúmenes de venta de combustibles, mayores volúmenes y precios de venta de arena para la fractura de pozos y mayores volúmenes de venta de gas natural como productores.
- Menores ingresos en el mercado externo por US\$ 136 millones (4,7%), principalmente por menores volúmenes y precios de venta de jet fuel, de GLP, de gas natural como distribuidores, de gasoil 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.

Los resultados financieros, netos del Grupo durante 2025 fueron una pérdida de US\$ 952 millones (\$ 1.081.660 millones), en comparación con la pérdida de US\$ 856 millones (\$ 684.718 millones) durante 2024. Ver Nota 29 a los estados financieros consolidados.

El cargo por impuesto a las ganancias del Grupo correspondiente a 2025 fue una pérdida de US\$ 1.709 millones (\$ 2.394.827 millones), en comparación con la ganancia de US\$ 1.373 millones (\$ 1.291.960 millones) durante 2024. Ver Notas 2.d) y 18 a los estados financieros consolidados.

El resultado neto del Grupo correspondiente a 2025 fue una pérdida de US\$ 799 millones (\$ 1.048.272 millones), en comparación con una ganancia de US\$ 2.393 millones (\$ 2.122.815 millones) durante 2024.

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

Upstream

Durante 2025 la producción diaria de hidrocarburos disminuyó un 1,7% respecto a 2024, alcanzando 527 mil boe/día.

La producción diaria de petróleo disminuyó un 0,8% en 2025 respecto a 2024, promediando 255 mil bbl/día, mientras que la producción diaria de gas natural disminuyó un 3,2% respecto a 2024, promediando 36,2 Mm³/día. Estas disminuciones se dieron como resultado de la venta de activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros (ver Nota 11.a) a los estados financieros consolidados), mayormente compensadas por el crecimiento de la producción no convencional de petróleo por 34,6% y de gas natural por 13,7%.

Asimismo, la producción diaria de NGLs aumentó un 1,4% en 2025 respecto a 2024. Este aumento se explica principalmente por: (i) el paro programado de la planta de separación y fraccionamiento de Mega realizado en 2024; y (ii) el mayor procesamiento de gas rico en las plantas turboexpander Loma Negra y turboexpander Randall que permitió un mayor recupero de NGLs, potenciado por condiciones operativas estables y mejoras en la eficiencia de dichas plantas.

Durante 2025 la ganancia operativa del segmento de Upstream fue de US\$ 410 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 515 millones durante 2024. Esto representa una disminución de la ganancia operativa de US\$ 105 millones (20,4%), explicado por:

- Menores ingresos por US\$ 700 millones (8,5%), principalmente por (i) menores precios de venta de petróleo (11,9%), parcialmente compensados por mayores volúmenes transferidos y vendidos (0,5%) al segmento de Midstream y Downstream y a terceros, y (ii) menores precios de venta de gas natural (2,9%), parcialmente compensados por mayores volúmenes transferidos y vendidos (5,1%) al segmento de LNG y Gas Integrado y a terceros.
- Una variación negativa por US\$ 94 millones en otros resultados operativos, netos, explicada principalmente por mayores cargos de provisión para materiales y equipos obsoletos, principalmente relacionados con el Proyecto Campos Maduros y por el resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta, parcialmente compensados por el resultado por venta de activos y por menores cargos de provisión por optimizaciones operativas. Ver Notas 11.a) y 28 a los estados financieros consolidados.
- Parcialmente compensados por menores costos y gastos por US\$ 610 millones (8,6%), debido a:
 - Menores costos de extracción ("lifting cost") por US\$ 838 millones (27,3%), principalmente por la venta de activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros (ver Nota 11.a) a los estados financieros consolidados).
 - Menores gastos de exploración por US\$ 123 millones (51,5%), principalmente por menores cargos de perforaciones exploratorias improductivas.

- Menores costos relacionados con regalías y otros cargos asociados a la producción de petróleo y de gas natural por US\$ 137 millones (12,7%), 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\$ 390 millones (21,6%), 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 relacionados con el Proyecto Campos Maduros clasificados como mantenidos para la venta a fin del primer trimestre de 2024 (ver Nota 11.a) a los estados financieros consolidados).
- Mayores cargos de otros costos y gastos por US\$ 98 millones (11,3%), principalmente por una variación negativa de la variación de existencias de petróleo producto de la venta de activos relacionados con el Proyecto Campos Maduros (ver Nota 11.a) a los estados financieros consolidados).
- Un cargo por deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 79 millones reconocido en 2024 (ver Nota 8 a los estados financieros consolidados).

Midstream y Downstream

Durante 2025 los niveles de procesamiento de nuestras refinerías promediaron 320 mil bbl/día, un 6,5% superior a los niveles de procesamiento de 2024. Este aumento se explica principalmente por: (i) los spreads de precios de combustibles que permitieron la sustitución de importaciones; (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 elaborados y de una gestión más eficiente de los paros de planta programados; (iii) un mayor procesamiento en la Refinería Luján de Cuyo debido a la menor incidencia de los paros de planta en 2025 en comparación con los paros de planta de 2024; y (iv) un mayor procesamiento en la Refinería Plaza Huincul producto del incremento de la producción de petróleo no convencional, lo que incrementó significativamente la producción de gasoil y jet fuel; todo ello permitió alcanzar un récord de procesamiento y producción de combustibles histórico en comparación con los niveles de 2010.

En 2025 se obtuvo una mayor producción de jet fuel por 17,1%, de naftas por 6,5% y de gasoil por 3,7%, en comparación con 2024.

Durante 2025 la ganancia operativa del segmento de Midstream y Downstream fue de US\$ 1.167 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 1.356 millones durante 2024. Esto representa una disminución de la ganancia operativa de US\$ 189 millones (13,9%), explicada por:

- Menores ingresos en el mercado local por US\$ 568 millones (4,3%), explicados por:
 - Menores ventas de combustibles a terceros por US\$ 484 millones, principalmente por menores precios de venta de gasoil (8,5%) y de naftas (5,5%), parcialmente compensados por mayores volúmenes de venta de naftas (4,0%) y de gasoil (2,3%).
 - Menores ventas de otros productos por US\$ 84 millones, principalmente por menores volúmenes y precios de venta de petroquímicos y de lubricantes y derivados, por menores volúmenes de venta de harinas y granos, parcialmente compensados por mayores ingresos relacionados con la operatoria de midstream gas (transporte y acondicionamiento de gas natural) y de midstream oil con el segmento de Upstream y con terceros.
- Menores ingresos en el mercado externo por US\$ 117 millones (4,2%), principalmente por menores volúmenes y precios de venta de jet fuel y de gasoil y por menores precios de venta de lubricantes y derivados, parcialmente compensados por mayores volúmenes de venta de harinas y granos.
- Parcialmente compensados por menores costos y gastos por US\$ 488 millones (3,3%), explicados por:
 - Una disminución en las compras de materias primas y productos de reventa por US\$ 575 millones (5,4%), principalmente explicada por menores precios de compra de petróleo al segmento de Upstream y a terceros y por menores volúmenes de compra de jet fuel, parcialmente compensados por mayores volúmenes de compra de petróleo a terceros.
 - Menores cargos de otros costos y gastos por US\$ 24 millones (1,2%), principalmente debido a menores cargos de impuestos, tasas y contribuciones, compensados por mayores cargos de depreciaciones de propiedades, planta y equipo.
 - Un aumento de los costos de downstream por US\$ 24 millones (1,1%), principalmente por un mayor nivel de procesamiento, parcialmente compensado por mayores eficiencias operativas.

- Una variación de existencias negativa en 2025 de US\$ 112 millones en comparación con una variación de existencias negativa en 2024 de US\$ 25 millones, explicada por el récord de procesamiento y producción de nuestras refinerías.
- Un menor cargo por deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios por US\$ 3 millones reconocido en 2024.
- Una variación positiva por US\$ 5 millones en otros resultados operativos, netos.

LNG y Gas Integrado

Durante 2025 la pérdida operativa del segmento de LNG y Gas Integrado fue de US\$ 8 millones, en comparación con la pérdida operativa de US\$ 49 millones durante 2024. Esto representa una disminución de la pérdida operativa de US\$ 41 millones (83,7%), explicada por:

- Mayores ingresos por US\$ 38 millones (2,0%), principalmente por mayores volúmenes de venta de gas natural a terceros como productores, parcialmente compensados por menores precios y volúmenes de venta de gas natural como distribuidores de nuestra subsidiaria YPF Chile S.A.
- Menores costos y gastos por US\$ 9 millones (0,5%), debido a:
 - Menores cargos de otros costos y gastos por US\$ 48 millones (33,3%), 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 2024.
 - Parcialmente compensados por mayores volúmenes de compra de gas natural como productores por US\$ 39 millones (2,1%), a terceros y a los segmentos de Upstream y de Midstream y Downstream.
- Parcialmente compensados por una variación negativa por US\$ 6 millones en otros resultados operativos, netos.

Nuevas Energías

Durante 2025 la ganancia operativa del segmento de Nuevas Energías fue de US\$ 432 millones, en comparación con la ganancia operativa de US\$ 106 millones durante el mismo período de 2024. Esto representa un incremento de la ganancia operativa de US\$ 326 millones (307,5%), explicado por:

- Menores costos y gastos por US\$ 38 millones (4,8%), debido a:
 - Menores compras de nuestra subsidiaria Metrogas por US\$ 36 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\$ 2 millones.
- Una variación positiva por US\$ 340 millones en otros resultados operativos, netos, explicada principalmente por el resultado por venta de sociedades. Ver Nota 3 apartado "Venta de la participación en Profertil" a los estados financieros consolidados.
- 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 2025, en comparación con un cargo por deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios de nuestra subsidiaria YPF Tecnología S.A. por US\$ 5 millones en 2024.
- Parcialmente compensados por menores ingresos por US\$ 61 millones (6,7%), debido principalmente a nuestra subsidiaria Metrogas por menores volúmenes de venta de gas natural al segmento minorista y grandes clientes, parcialmente compensados por mayores ingresos por servicios de transporte y distribución.

Administración Central y Otros

Durante 2025 la pérdida operativa de Administración Central y Otros ascendió a US\$ 336 millones, lo que representó un incremento de la pérdida operativa de US\$ 4 millones (1,2%), en comparación con la pérdida operativa de US\$ 332 millones en 2024, debido principalmente a mayores costos y gastos y menores ingresos de construcción de nuestra subsidiaria A-Evangelista S.A., parcialmente compensados por mayores ingresos de la Sociedad, principalmente de arena para la fractura de pozos con 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 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 positivo de US\$ 75 millones comparado con un importe negativo de US\$ 116 millones en 2024. En ambos ejercicios los precios de transferencia reflejan las variaciones de los precios de mercado.

¹ Incluidos dentro de Ajustes de consolidación. Ver Nota 5 a los estados financieros consolidados.

Liquidez y recursos de capital

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	2025	2024
Actividades operativas:		
Resultado neto	(1.048.272)	2.122.815
<i>Ajustes para conciliar el resultado neto con el efectivo generado por las actividades operativas:</i>		
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(149.044)	(358.335)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	3.554.894	2.260.099
Amortización de activos intangibles	80.572	42.144
Depreciación de activos por derecho de uso	355.000	247.871
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	886.870	580.176
Cargo por impuesto a las ganancias	2.394.827	(1.291.960)
Aumento neto de provisiones	1.021.827	697.376
(Recupero) / Deterioro de valor de propiedades, planta y equipo y desvalorización de inventarios	(5.742)	87.902
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	902.156	569.610
Planes de beneficios basados en acciones	18.875	6.776
Resultado por venta de activos	(249.720)	(6.611)
Resultado por cambios en el valor razonable de los activos mantenidos para la venta	517.862	272.804
Resultado por revaluación de sociedades	(52.934)	-
Resultado por venta de sociedades	(485.729)	-
Otros ingresos por seguros	-	(5.153)
Cambios en activos y pasivos:		
Créditos por ventas	(386.442)	(566.293)
Otros créditos	(507.060)	(486.615)
Inventarios	127.269	118.165
Cuentas por pagar	(366.577)	671.317
Cargas fiscales	57.632	105.230
Remuneraciones y cargas sociales	91.804	267.307
Otros pasivos	(331.796)	227.614
Disminución de provisiones por pago/utilización	(203.259)	(163.494)
Activos de contratos	26.685	(23.463)
Pasivos de contratos	152.558	95.882
Dividendos cobrados	264.886	154.103
Cobros de seguros por pérdida de beneficio	5.372	-
Pagos de impuesto a las ganancias	(191.474)	(26.119)
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	6.481.040	5.599.148
Actividades de inversión:		
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(6.391.575)	(5.138.965)
Altas de activos mantenidos para la venta	(47.578)	(246.755)
Aportes y adquisiciones en inversiones en asociadas y negocios conjuntos	(94.374)	(30)
Adquisiciones por combinaciones de negocios neto de efectivo y equivalentes de efectivo	(981.669)	-
Cobros por ventas de activos financieros	255.787	215.512
Pagos por adquisición de activos financieros	(97.954)	(224.676)
Intereses cobrados de activos financieros	5.122	28.879
Cobros por concesiones, acuerdos de cesión y venta de activos	292.557	136.998
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(7.059.684)	(5.229.037)
Actividades de financiación:		
Pagos de préstamos	(3.555.040)	(1.908.219)
Pagos de intereses	(820.364)	(645.077)
Préstamos obtenidos	5.427.949	2.668.015
Adelantos en cuenta corriente, netos	4.719	(45.095)
Recompra de acciones propias	(14.032)	-
Pagos por arrendamientos	(501.810)	(360.180)
Pagos de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(14.638)	(3.103)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	526.784	(293.659)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	252.695	169.460
Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	200.835	245.912
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	1.151.868	905.956
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	1.352.703	1.151.868
Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	200.835	245.912

4. SÍNTESIS DE LA ESTRUCTURA PATRIMONIAL

Estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2025, 2024, 2023, 2022 y 2021.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>31/12/2025</u>	<u>31/12/2024</u>	<u>31/12/2023</u>	<u>31/12/2022</u>	<u>31/12/2021</u>
ACTIVO					
Activo no corriente	33.306.067	23.287.159	16.624.393	3.677.450	1.923.825
Activo corriente	9.397.310	7.000.138	3.577.730	910.709	466.243
TOTAL DEL ACTIVO	<u>42.703.377</u>	<u>30.287.297</u>	<u>20.202.123</u>	<u>4.588.159</u>	<u>2.390.068</u>
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante					
Interés no controlante	15.685.217	12.007.597	7.221.500	1.851.030	839.892
TOTAL DEL PATRIMONIO	<u>16.018.983</u>	<u>12.231.960</u>	<u>7.303.815</u>	<u>1.868.304</u>	<u>848.118</u>
PASIVO					
Pasivo no corriente	15.886.668	9.115.828	8.928.518	1.872.950	1.150.872
Pasivo corriente	10.797.726	8.939.509	3.969.790	846.905	391.078
TOTAL DEL PASIVO	<u>26.684.394</u>	<u>18.055.337</u>	<u>12.898.308</u>	<u>2.719.855</u>	<u>1.541.950</u>
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO	<u>42.703.377</u>	<u>30.287.297</u>	<u>20.202.123</u>	<u>4.588.159</u>	<u>2.390.068</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2026

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

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

5. SÍNTESIS DE LA ESTRUCTURA DE RESULTADOS

Estados de resultados integrales consolidados por ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024, 2023, 2022 y 2021.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>31/12/2025</u>	<u>31/12/2024 ⁽¹⁾</u>	<u>31/12/2023 ⁽¹⁾</u>	<u>31/12/2022 ⁽¹⁾</u>	<u>31/12/2021 ⁽¹⁾</u>
Resultado operativo	2.279.171	1.157.238	(1.469.271)	297.616	58.170
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	149.044	358.335	(30.909)	58.082	26.977
Resultados financieros, netos	(1.081.660)	(684.718)	53.080	(35.754)	(50.721)
Resultado antes de impuesto a las ganancias	1.346.555	830.855	(1.447.100)	319.944	34.426
Impuesto a las ganancias	(2.394.827)	1.291.960	(85.645)	(29.680)	(35.234)
Resultado neto del ejercicio	(1.048.272)	2.122.815	(1.532.745)	290.264	(808)
Otros resultados integrales del ejercicio	4.842.993	2.803.709	6.969.055	734.120	165.412
Resultado integral del ejercicio	3.794.721	4.926.524	5.436.310	1.024.384	164.604

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2026

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

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

6. SÍNTESIS DE LA ESTRUCTURA DE FLUJOS DE EFECTIVO

Estados de flujo de efectivo consolidados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024, 2023, 2022 y 2021.

(Cifras expresadas en millones de pesos)

	<u>31/12/2025</u>	<u>31/12/2024</u>	<u>31/12/2023</u>	<u>31/12/2022</u>	<u>31/12/2021</u>
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	6.481.040	5.599.148	1.774.199	736.660	400.014
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(7.059.684)	(5.229.037)	(1.522.226)	(523.024)	(243.992)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	526.784	(293.659)	33.164	(157.104)	(150.659)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	252.695	169.460	483.945	17.664	2.697
Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	200.835	245.912	769.082	74.196	8.060
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 ejercicio	1.352.703	1.151.868	905.956	136.874	62.678
Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	200.835	245.912	769.082	74.196	8.060

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2026

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

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

7. DATOS ESTADÍSTICOS

	<u>Unidad</u>	<u>31/12/2025</u>	<u>31/12/2024</u>	<u>31/12/2023</u>	<u>31/12/2022</u>	<u>31/12/2021</u>
Producciones						
Petróleo (incluye NGLs)	mbd	299	301	286	268	245
Gas natural	Mpcd	1.280	1.322	1.279	1.323	1.260
Refinación						
Petróleo procesado	mbd	320	301	294	285	270
Ventas como productores						
Petróleo	mbd	41	37	16	3	3
Gas natural	Mpcd	1.276	1.184	1.160	1.213	1.127
Subproductos vendidos						
Naftas	mbd	104	99	104	98	86
Gasoil	mbd	146	142	155	153	139
Aerokerosene y kerosén	mbd	20	17	17	15	7
Fuel oil	mbd	3	3	3	4	7
GLP	mbd	23	24	19	19	17
Otros ⁽¹⁾	mbd	127	114	101	111	109
Total	mbd	423	399	399	400	365
Petróleo vendido						
En el mercado local	mbd	2	3	3	2	2
En el exterior	mbd	39	34	13	1	1
Subproductos vendidos						
En el mercado local	mbd	366	349	366	354	321
En el exterior	mbd	57	50	33	46	44
Total petróleo y subproductos vendidos	mbd	464	436	415	403	368

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

8. ÍNDICES

	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2021
Liquidez corriente <i>(Activo corriente sobre Pasivo corriente)</i>	0,870	0,783	0,901	1,075	1,192
Solvencia <i>(Patrimonio neto sobre Pasivo total)</i>	0,600	0,677	0,566	0,687	0,550
Inmovilizado del capital <i>(Activo no corriente sobre Activo total)</i>	0,780	0,769	0,823	0,802	0,805
Rentabilidad <i>Resultado neto del ejercicio (no incluye Otros resultados integrales) sobre Patrimonio neto total promedio</i>	(0,074)	0,217	(0,334)	0,214	(0,001)

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 26 - FEBRERO - 2026

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

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

9. PERSPECTIVAS

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

Asimismo, la Sociedad continuará enfocada en la defensa de sus intereses, particularmente en lo referido a aquellas contingencias relevantes (véase Notas 17 y 33 a los estados financieros 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