

Resultados Trimestrales



PETROPERÚ¹ Informe de Resultados Cuarto Trimestre 2025 - 4T25

Lima, Perú, 26 de febrero, 2026 Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (OTC: PETRPE) anunció los resultados financieros y operativos para el cuarto trimestre ("4T25"), período finalizado el 31 de diciembre de 2025. Para un análisis financiero más completo, consulte los Estados Financieros Intermedios 4T25² disponibles en la página web de la Superintendencia de Mercado de Valores del Perú – SMV (www.smv.gob.pe).

Descargo de responsabilidad y referencias aplicables: La información contenida en esta presentación es información general sobre Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. ("PETROPERÚ" o la "Compañía") y no pretende constituir asesoramiento u opiniones legales, fiscales o contables. Esta presentación fue preparada por PETROPERÚ con el propósito de proporcionar cierta información financiera y otra información relevante de la Compañía. PETROPERÚ no se responsabiliza por cualquier error u omisión en dicha información, incluidos sus cálculos. Toda información contenida en esta presentación se refiere a PETROPERÚ, a menos que se indique lo contrario. Ciertos datos en esta presentación se obtuvieron de diversas fuentes externas, y ni PETROPERÚ, ni ninguno de sus afiliados ha verificado dichos datos con fuentes independientes. Esta presentación contiene medidas financieras de las NIIF "Normas Internacionales de Información Financiera" utilizadas por la administración de PETROPERÚ, al evaluar los resultados de las operaciones. La administración de PETROPERÚ, considera que estas medidas también proporcionan a los usuarios de los estados financieros comparaciones útiles de los resultados actuales de las operaciones con períodos históricos y futuros. Las medidas financieras no IFRS no deben interpretarse como más importantes que las comparables medidas NIIF.

PRINCIPALES ASPECTOS

- Se generó una **Utilidad Bruta** de US\$ 15MM, mayor al 100% YoY³ respecto a la Pérdida Bruta registrada en el 4T24 (US\$ -21MM). Sin embargo, este resultado fue menor en 69% respecto a los US\$ 49MM obtenidos en el 3T25.
- La **Pérdida Operativa** se redujo en 75% YoY, pasando de US\$ -168MM en el 4T24 a US\$ -41MM en el 4T25. Sin embargo, se incrementó la pérdida en más del 100% respecto al 3T25 (US\$ -41 vs US\$ -11MM).
- El **EBITDA Ajustado**⁴ se incrementó en más del 100% YoY, desde US\$ -94MM en el 4T24 a US\$ 24MM en el 4T25; mientras que, respecto al 3T25, se redujo en 47%, pasando de US\$ 45MM a US\$ 24MM.
- La **Pérdida Neta** en el 4T25 fue de US\$ -113MM lo que significó un incremento de la pérdida en más del 100% frente al mismo periodo del año anterior (US\$ -29MM). Así también, hubo una mayor pérdida en 48% en comparación con el 3T25 (US\$ -77MM).
- Durante el 4T25, el **Total Ingresos** se redujo en -4% (US\$ -37MM) en comparación con el 4T24 y en -2% (US\$ -14MM) respecto al 3T25.
- El saldo final de **Caja** de la Compañía fue de US\$ 26MM al final del 4T25 vs US\$ 131MM al final del 4T24 y US\$ 34MM al final del 3T25.
- El **Ciclo de Conversión de Efectivo (CCE)** al 4T25 fue de -80 días vs -58 días al 4T24. Esto se debe a que la Compañía se sigue apalancando con deuda a proveedores directos con quienes se ha negociado el incremento de los días de la Rotación de Cuentas por Pagar desde el 3T25.
- La **NRT**⁵ y las Unidades de Proceso y Unidades Auxiliares a diciembre 2025 están operativas al 100%.
- El **volumen total de ventas** alcanzó 87 MBDC⁶ en el 4T25, 9% menor respecto al 4T24 (95 MBDC) y 4% menor respecto al 3T25 (90 MBDC).
- Respecto al **Oleoducto Norperuano (ONP)**, este se encuentra operativo, pero de parada durante el 4T25. Durante ese periodo, no hubo contingencias.
- Respecto a la actividad de **exploración y producción de hidrocarburos**, actualmente, con relación al Lote 64, se efectuará el proceso de negociación directa. Por otro lado, respecto al Lote 192, en diciembre, PERUPETRO denegó la calificación de Upland Oil & Gas como socio operador de PETROPERÚ. La licencia de los Lotes I y VI estuvo vigente hasta el 21.10.2025. Por su parte, en el 4T25, la producción promedio de petróleo del Lote Z-69 está en el orden de 3.1 MBDC y la de Gas Natural asociado en 8.7 MMpc/D⁷. Finalmente, respecto al Lote X, en el 4T25 en promedio la producción de petróleo fue de 3.3 MBDC y la de Gas Natural asociado en 4.8 MMpc/D. En conjunto, todos los lotes incluyendo el I y VI generaron un EBITDA de US\$ 10MM en el 4T25.

¹ Petróleos del Perú-PETROPERÚ S.A. (en adelante "PETROPERÚ" o "la Compañía").

² Estados Financieros por el periodo del Cuarto Trimestre 2025 terminado el 31.12.2025. A menos que se indique lo contrario, todas las cifras son presentadas en dólares americanos y referencias a "Dólares" o "US\$". Los estados financieros trimestrales han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el IASB (*International Accounting Standards Board*).

³ YoY: Year over Year, comparación anual.

⁴ EBITDA es definido como Ingresos Netos más Impuesto a la Renta más Participación de los Trabajadores menos los Ingresos Financieros más el Costo Financiero más Amortización y Depreciación. El EBITDA ajustado se define como: EBITDA menos los Otros Ingresos y Gastos Netos y las diferencias de cambio netas.

⁵ Nueva Refinería Talara: Es una nueva refinería con los más altos estándares tecnológicos y competitividad de la región. La nueva refinería modifica íntegramente el esquema antiguo de producción de la antigua refinería, mediante la incorporación de nuevos procesos de refinación, servicios auxiliares y facilidades relacionadas.

⁶ MBDC: Miles de Barriles por Día Calendario

⁷ MMpc/D: Millones de pies cúbicos por día.

Resultados Trimestrales



1. ANÁLISIS

1.1. ENTORNO MACROECONÓMICO

Según la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD), en su reporte *OECD Economic Outlook, Volume 2025 Issue 2* (revisado en febrero de 2026), el crecimiento global se proyecta en 3.2% para 2025 y 2.9% para 2026, con una recuperación prevista hacia 3.1% en 2027.

La OECD anticipó una moderación del crecimiento en el segundo semestre de 2025, incluyendo el cuarto trimestre, debido a la reversión del adelanto de comercio observado a inicios del año y al mayor traspaso de aranceles efectivos sobre importaciones hacia Estados Unidos y China, lo que afectará la inversión y el comercio. Asimismo, la persistente incertidumbre geopolítica y de política económica continuará incidiendo negativamente sobre la demanda interna en varias economías.

Para 2026, la mejora gradual del crecimiento estaría apoyada en condiciones financieras más favorables, menor inflación y la contribución de economías emergentes, bajo el supuesto de mantenimiento de los aranceles anunciados hasta mediados de noviembre.

Por su parte, el Fondo Monetario Internacional (FMI), en su actualización de *Perspectivas de la Economía Mundial* de enero de 2025, revisó al alza su proyección de crecimiento global, estimándolo en 3.3% para 2025 y 2026, en comparación con el 3.2% y 3.1%, respectivamente, previstos en la edición de octubre de 2025.

La mejora en las perspectivas responde a que el impacto de los cambios en las políticas comerciales sería compensado por un mayor dinamismo de la inversión vinculada a la tecnología, especialmente en inteligencia artificial, con un impulso más marcado en América del Norte y Asia. Asimismo, el escenario incorpora el respaldo de políticas fiscales y monetarias aún favorables, condiciones financieras en general complacientes y la capacidad de adaptación del sector privado ante un entorno externo más desafiante.

En el caso del Perú, en su Reporte de Inflación de diciembre de 2025, el BCRP ajustó al alza su estimado de crecimiento del PBI, ubicándolo en 3.3% para 2025 (vs. 3.2% previo), tras la expansión interanual de 3.4% registrada en el 3T25. El desempeño responde al mayor dinamismo de los sectores primarios impulsados por mejores condiciones agroclimáticas, mayor producción pecuaria, mayor captura de anchoveta y recuperación petrolera, así como de los sectores no primarios, favorecidos por el fortalecimiento del gasto privado. La actualización incorpora perspectivas más favorables para agropecuario, minería, manufactura primaria, construcción y comercio. Para 2026, la proyección también fue revisada ligeramente al alza, de 2.9% a 3.0%, apoyada en un entorno internacional más favorable, la continuidad del impulso del gasto privado con impacto positivo en la actividad no primaria y una recuperación prevista del sector pesquero.

En materia de precios, el Fondo Monetario Internacional (FMI) proyecta que la inflación global continúe moderándose gradualmente, pasando de un estimado de 4.1% en 2025 a 3.8% en 2026 y 3.4% en 2027. Las previsiones se mantienen prácticamente sin cambios respecto a la actualización de octubre, lo que sugiere una trayectoria de desinflación consistente con el escenario base. No obstante, el proceso de convergencia hacia las metas de inflación sería más gradual en Estados Unidos en comparación con otras economías avanzadas, reflejando dinámicas internas de demanda y condiciones del mercado laboral relativamente más ajustadas.

Para el caso de Perú, el BCRP reportó que la inflación interanual aumentó de 1.11% en agosto a 1.37% en noviembre, principalmente por mayores precios en ciertos alimentos, como ajo y huevos, y en servicios, particularmente transporte local, manteniéndose dentro del rango meta. En paralelo, la inflación subyacente (sin alimentos ni energía) mostró un leve incremento de 1.75% a 1.77% en el mismo período, explicado por mayores ajustes en transporte local, transporte aéreo (nacional e internacional) y equipos telefónicos. Hacia adelante, se proyecta una inflación interanual de 1.5% para 2025 y de 2.0% para 2026, consistente con un entorno de estabilidad de precios.

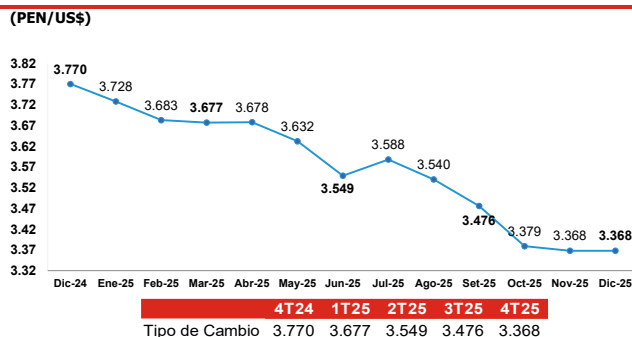
Con relación al tipo de cambio, al cierre de diciembre 2025 se situó en S/ 3.368 por dólar, menor al del cierre de setiembre 2025 el cual se situó en S/ 3.476 por dólar, lo que muestra una apreciación del sol de 3.2%. En el 4T25, el BCRP colocó Swaps Cambiarios Venta por S/ 10,645MM, con plazos de 3 y 6 meses y a tasa variable. En paralelo, se registraron vencimientos por S/ 26,650MM, también a tasa variable, reflejando una reducción neta del saldo de estos instrumentos en el período. Asimismo, desde noviembre el BCRP reanudó compras en la mesa de negociación, por primera vez desde abril de 2020, alcanzando un monto total de USD 1,384MM en el trimestre.

Adicionalmente, el BCRP efectuó compras de dólares a las AFP con el objetivo de mitigar la volatilidad cambiaria asociada a la eventual conversión de moneda extranjera a soles, necesaria para atender requerimientos de liquidez vinculados al retiro de fondos de pensiones.

Resultados Trimestrales

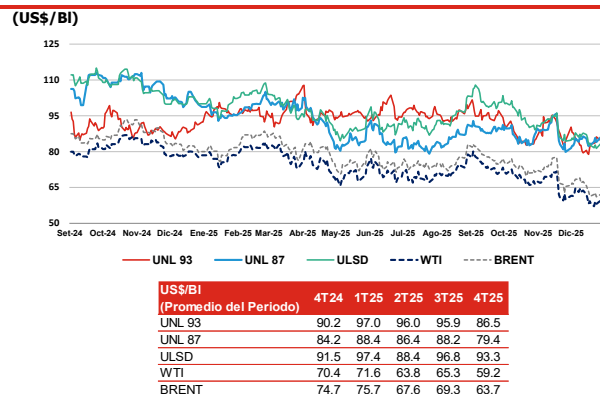


Tipo de Cambio



Fuente: SBS

Precios WTI y Marcadores Internacionales



Fuente: Platts

Notas: La Gasolina Regular UNL87 USGC equivale a una gasolina de 92 octanos, y la Gasolina Premium UNL 93 USGC equivale a una gasolina de 98 octanos.

En cuanto a los precios del petróleo, en promedio durante el 4T25 los marcadores del Brent y del WTI se encuentran alrededor de 63.7 y 59.2 US\$/B, reducciones de -8% y -9% respecto al 3T25, respectivamente. De acuerdo con el Reporte de Inflación del BCRP de diciembre 2025 la disminución en los últimos dos meses del WTI se debe, principalmente, a un exceso de oferta donde la demanda crece a un menor ritmo a razón de una mayor producción de la EUA más el incremento programado de la OPEP+.

Por el lado de la demanda, el Reporte de Inflación del BCRP de diciembre 2025 indica que esta se viene desacelerando, en especial, en economías desarrolladas, además de un crecimiento moderado por el lado de China a razón de su crisis inmobiliaria. Adicionalmente, se comienza a limitar el consumo de crudo a causa de la transición energética en China.

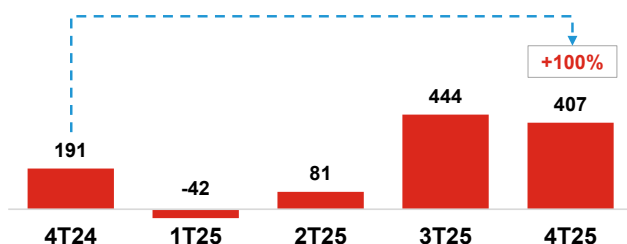
Actualmente, en el caso de PETROPERÚ, el único producto sujeto al Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo es el Petróleo Industrial 6 de generación eléctrica, tras la exclusión del Diesel B5 vehicular desde el 27.05.2025.

1.2. RESULTADOS FINANCIEROS

1.2.1. ESTADO DE RESULTADOS

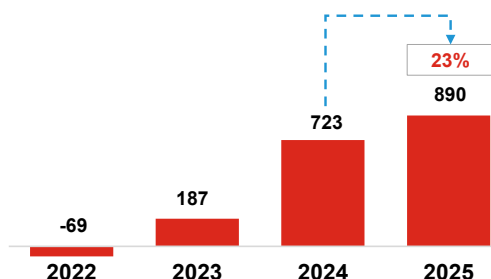
Ventas Netas Trimestrales⁸

(En Millones de US\$)



Ventas Netas Anuales

(En Millones de US\$)



El Total Ingresos alcanzó los US\$ 846MM en el 4T25, un incremento de 4% YoY respecto al 4T24 (US\$ 883MM), esto debido principalmente al menor volumen de compras de crudo y productos en 24% respecto al 4T24. Durante el 4T25 las ventas locales han sido menores a las del mismo periodo 2024, sin embargo, las ventas al exterior fueron mayores con respecto al mismo periodo 2024.

El Margen Bruto mejoró de -2% a 2% en el 4T25 respecto al mismo periodo de 2024. Esta variación se explica porque la reducción del Costo de Ventas fue más que proporcional a la disminución del Total de Ingresos. En efecto, los menores volúmenes de compras de crudo y productos, junto con un mayor uso de inventarios para sostener la producción de combustibles, generaron una disminución del Costo de Ventas frente al 4T24 (US\$ 831 vs. US\$ 904MM), superior en términos relativos a la caída del Total de Ingresos en el mismo periodo (US\$ 846 vs. US\$ 883MM). En consecuencia, la contracción de ingresos fue compensada por una reducción más

⁸ Ventas Netas: Ventas Total – Compras Totales

Resultados Trimestrales



significativa en los costos, lo que permitió revertir el margen negativo del año previo y alcanzar una Utilidad Bruta en el periodo de US\$ 15MM.

Análisis del Portafolio de Productos:

VENTAS (En Millones de US\$)				
VENTAS	4T24	4T25	YoY	Participación sobre Ventas
VENTAS LOCALES				
GLP ⁽¹⁾	26	15	-43%	1.8%
Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	236	236	0%	28.5%
Turbo A-1	43	11	-74%	1.3%
Diesel B5 ^{(1) (2)}	449	435	-3%	52.5%
Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	34	25	-25%	3.0%
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾	0.0	2	N.A.	0.3%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾	25	26	3%	3.2%
Otros ^{(1) (3)}	11	9	-21%	1.1%
Total Ventas Locales	825	760	-8%	91.6%
EXPORTACIONES				
Turbo A-1	0	26	N.A.	3.2%
Gasolinas	0	21	N.A.	2.5%
ULSD	0	6	N.A.	0.7%
IFO's	0	6	N.A.	0.7%
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	14	1	-91%	0.1%
Otros ⁽⁴⁾	28	9	-67%	1.1%
Total Ventas Exterior	42	70	65%	8.4%
Total Ventas Locales y Exportaciones	867	830	-4%	
Otros Ingresos Operativos ⁽⁵⁾	16	16	3%	
TOTAL INGRESOS	883	846	-4%	

⁽¹⁾ Descuentos Incluidos

⁽²⁾ Incluye FEPC.

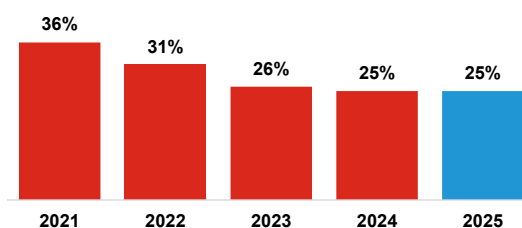
⁽³⁾ Material de Corte, Solventes, Gasolina de Aviación y Ácido Nafténico.

⁽⁴⁾ Gasolinas, Asfaltos, IFO's, Ácido Nafténico y crudo.

⁽⁵⁾ Incluye tarifas de operación en terminales, transporte de crudo por oleoducto, entre otros.

Durante el 4T25, PETROPERÚ ha generado un Ingreso por Ventas Total de US\$ 846MM, 4% menor al 4T24 (US\$ 883MM), con 92% de las ventas concentradas en el mercado local, debido principalmente a los motivos indicados anteriormente.

Evolución de la Participación de PETROPERÚ



En el 2025, la participación en el mercado interno de combustibles líquidos ascendió a 25%, similar al 2024 a pesar del mayor volumen de ventas (77 vs 70 MBDC) debido al crecimiento del mercado total. El Diesel y Gasolinas/Gasoholes, son los combustibles de mayor venta en PETROPERÚ, su participación en el mercado se encuentra alrededor de 30% y 41% respectivamente.

Con el objetivo de incrementar la participación en el mercado local PETROPERÚ viene realizando las siguientes acciones:

- Incrementar el nivel de ventas y participación de mercado mediante condiciones comerciales competitivas, acorde con el incremento sostenido de la producción de Refinería Talara y las importaciones realizadas, asegurando márgenes para la compañía.
- Garantizar el suministro continuo a los clientes a nivel nacional.
- Continuar con el plan de incrementar el valor de la marca comercial y cambio de identidad visual de la RED PETROPERÚ, acorde con el presupuesto establecido para el presente año.

Resultados Trimestrales



- Presencia a nivel nacional a través de 720 EE.SS. (a diciembre 2025) de la RED PETROPERÚ y se cuenta con 464 EE.SS. identificadas con la Nueva Imagen, las cuales se encuentran ubicadas en los 24 departamentos del país.

Ingresos por Producto

(En Millones de US\$)		% Participación	
	4T25		
INGRESOS LOCALES		4 Productos	92%
GLP ⁽¹⁾	15	Diesel B5 ^{(1) (2)}	53%
Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	236	Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	31%
Turbo A-1	11	Turbo A-1	5%
Diesel B5 ^{(1) (2)}	435	Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	3%
Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	25		
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾	2	2 Productos	84%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾	26	Diesel B5 ^{(1) (2)}	53%
Otros ^{(1) (3)}	9	Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	31%
Total Ingresos Locales	760		
EXPORTACIONES		Ingresos Locales	92%
Turbo A-1	26	Exportaciones	8%
Gasolinas	21		
ULSD	6		
IFO's	6		
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	1		
Otros ⁽⁴⁾	9		
Total Exportaciones	70		
TOTAL INGRESOS	830		

⁽¹⁾ Descuentos Incluidos

⁽²⁾ Incluye FEPC.

⁽³⁾ Material de Corte, Solventes, Gasolina de Aviación, Ácido Nafténico y crudo.

⁽⁴⁾ Gasolinas, Asfaltos, IFO's, Ácido Nafténico y crudo.

Los productos más representativos de la Compañía y que vienen aportando el mayor ingreso en el 2025 son el Diesel B5 (Incluye el Diesel B5 S-50) y las Gasolinas/Gasoholes con una participación respecto a los ingresos por ventas totales de 53% y 31% respectivamente.

MERCADO INTERNO

En el 4T25 el volumen de venta de combustibles en el mercado interno se ha reducido en -13% respecto al mismo periodo del 2024, los Ingresos por Ventas Nacionales del 4T25 llegaron a US\$ 760MM, 8% menos que los ingresos del mismo periodo del 2024 los cuales ascendieron a US\$ 825MM, principalmente, debido a una menor disponibilidad de productos terminados en la NRT.

Las ventas en el mercado interno se realizan a través del Canal Directo (sector *Retail* e Industria) y mediante el Canal Mayorista. Las mayores ventas son realizadas a través del Canal Directo.

MERCADO EXTERNO

Asimismo, el volumen de exportaciones ascendió a 10 MBDC en el 4T25, 43% más respecto al mismo periodo del 2024. Principalmente, debido a las mayores exportaciones de Turbo-A1, IFO y Gasolinas a los países de Chile, Colombia y Estados Unidos.

CADENA DE SUMINISTRO

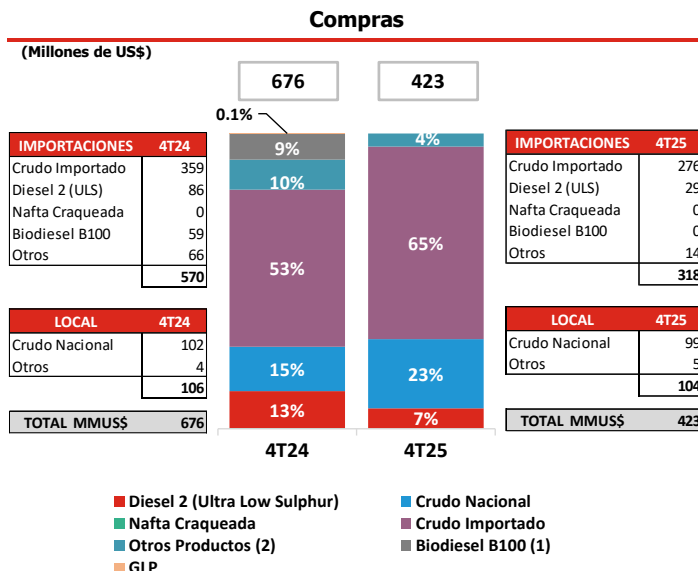
En el 4T25 se han presentado 91.8 días de cierre de puertos vs 140.4 días en el mismo periodo 2024, una reducción de -35%. El cálculo de días es la sumatoria de días por cada puerto de todos los puertos en el litoral peruano, ello no incluye los cierres de puerto por mantenimiento.

Durante el 4T25, el puerto de Talara no se vio afectado de manera significativa por oleajes anómalos; es así como, en octubre los Muelles de Carga Líquida (MCL), Muelle 2 (MU2) y el Terminal Submarino Multiboyas (TSM) en promedio estuvieron cerrados 6.8 días; en noviembre los MCL, MU2 y TSM en promedio estuvieron 5.2 días; finalmente, en diciembre solo estuvo cerrado el TSM por 2.9 días.

Resultados Trimestrales



COMPRAS



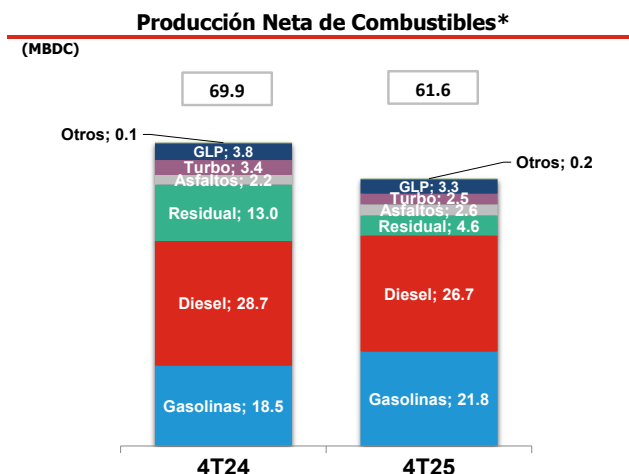
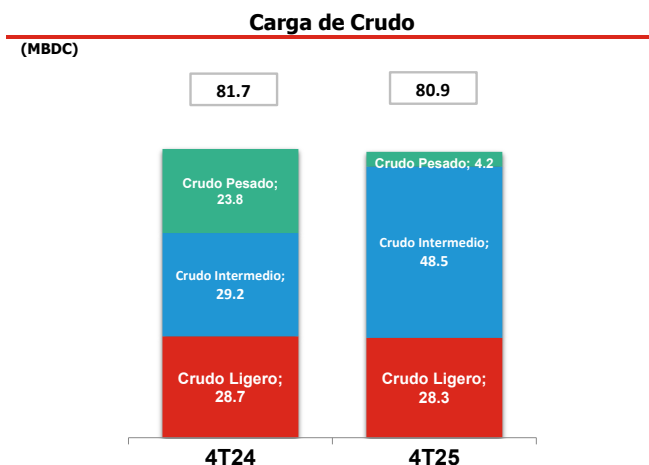
(1) Insumo para la formulación de Diesel B5

(2) Incluye HOGBS, Gasolina de Aviación, Condensado de Gas Natural, Alcohol Carburante y Turbo A1

El petróleo procesado procede del mercado local e internacional. El crudo local proviene principalmente de la zona del noroeste, principalmente de Talara y se compra considerando una canasta de precios promedio del petróleo. En términos de volumen, el crudo nacional (que incluye el crudo del Noroeste del país) durante el 4T25 representó el 23% del total de compras de crudo. Durante el 4T25 se ha comprado 61 MBDC de crudo vs los 66 MBDC comprados en el mismo periodo 2024. Es importante precisar que, al cierre del 2025, PETROPERÚ se encuentra a cargo de los contratos de Licencia de los Lotes Z-69 y X cuya producción es transportada directamente a la NRT a través de un sistema instalado de tuberías.

Con respecto a la compra de productos, en términos de volumen, como porcentaje de las compras totales de productos, en el 4T25 los productos importados representaron el 78%. Durante el 4T25, se han comprado 6 MBDC de productos en comparación de los 23 MBDC en el mismo periodo 2024.

Las compras de productos terminados se redujeron como consecuencia de la continuidad operativa de la NRT, la cual no se vio afectada por eventos climatológicos significativos que pudieran generar restricciones, tales como el cierre de puertos. Esta estabilidad permitió sostener la producción de productos comerciales y, en consecuencia, disminuir la necesidad de abastecer el mercado mediante compras externas de productos terminados.



*Corresponde a la producción neta de productos terminados para su comercialización. No contempla la producción de productos intermedios.

Resultados Trimestrales

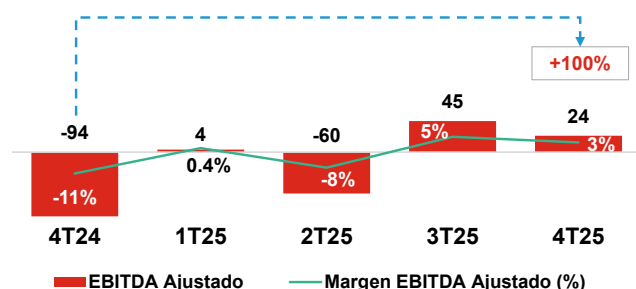


Durante el 4T25 la carga de crudo fue similar en relación con el mismo periodo del 2024, sin embargo, se ha cargado un mayor porcentaje de crudos intermedios los cuales generan menores productos residuales. La producción al 4T25 ascendió a 62 MBDC, 12% menor al mismo periodo del año 2024. En el 4T25 se mantiene la estrategia de ir incrementando la carga de crudos livianos e intermedios debido a razones de índole comercial (precios internacionales del crudo liviano/ intermedio) pues la Unidad *Flexicoking* (FCK) brinda a la NRT la flexibilidad de procesar cualquier tipo de crudo y obtener una óptima producción de combustibles.

EBITDA

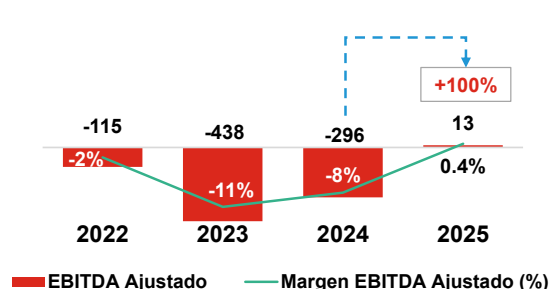
EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado Trimestral

(En Millones de US\$)



EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado Anual

(En Millones de US\$)



PETROPERÚ generó un EBITDA Ajustado de US\$ 24MM en el 4T25, en comparación con el US\$ -94MM del 4T24, situación derivada, principalmente, de la Utilidad Bruta registrada en el 4T25 respecto al 4T24 (US\$ 15 vs US\$ -21MM), con un Margen Bruto de 2%, vs -2% en el 4T24.

Los gastos operativos por unidad de negocio son los siguientes:

OPEX: Gastos Operativos

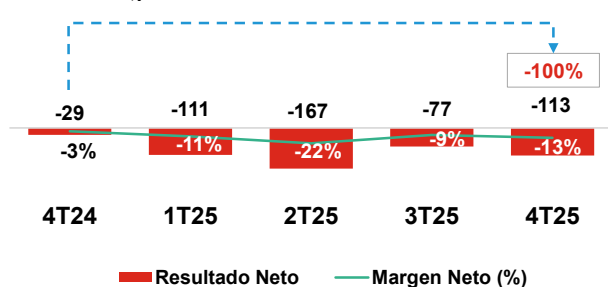
(En Miles de US\$)

Unidad de Negocio	Ejecutado a dic24	Ejecutado a dic25
Refinación	628,608	547,861
Exploración y Producción	219,102	208,761
Distribución & Comercialización	151,825	142,325
Transporte a través ONP	78,591	56,832
Otros	92,807	68,398
Total	1,170,934	1,024,177

La información mostrada en la tabla anterior no incluye participación de trabajadores y el rubro "Otros" corresponde a gastos de Oficina Principal y Unidades Alquiladas. La operación de Refinación es la que representa los mayores gastos operativos entre todas las unidades de negocio de la Compañía (53% en el 2025 y 54% en el 2024) principalmente debido a la operación de la NRT; en tanto Exploración y Producción representa un gasto del 20% debido a los gastos que se han incrementado respecto al año anterior dada una mayor actividad de los lotes I, VI, Z69 y X; seguido de la unidad de Distribución y Comercialización que concentra sólo el 14% a través de las Plantas de Abastecimiento y Tanques de Almacenamiento a lo largo de todo el país, entre otros.

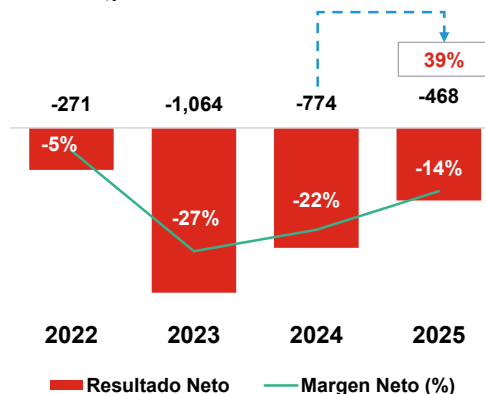
Resultado Neto y Margen Neto Trimestral

(En Millones de US\$)



Resultado Neto y Margen Neto Anual

(En Millones de US\$)



Resultados Trimestrales



La Pérdida Neta del 4T25 ascendió a US\$ -113MM, frente a US\$ -29MM en el 4T24. Aunque el resultado antes del Impuesto a la Renta mostró una mejora interanual, esta no se reflejó en el resultado neto debido principalmente a menores beneficios tributarios y al impacto financiero asociado a la variación del tipo de cambio.

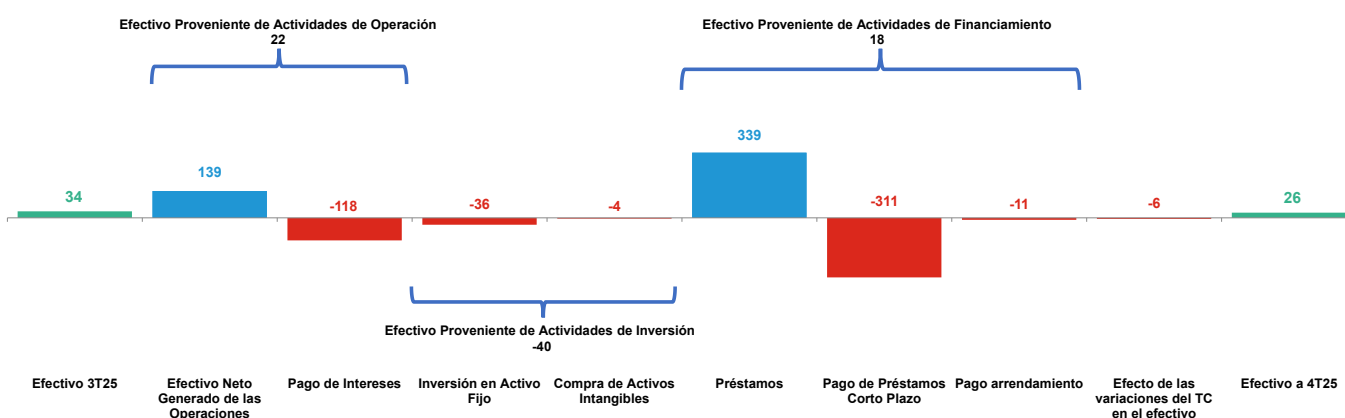
En el 2024, la Compañía reconoció un efecto tributario favorable asociado a pérdidas tributarias, incluyendo un activo por impuesto a la renta diferido de US\$ 217MM y un impuesto corriente de US\$ 10MM. En contraste, en el 2025 el efecto tributario fue menor, registrándose un impuesto diferido de US\$ 52MM y un impuesto corriente de US\$ -42MM.

En términos generales, el impacto de la variación del tipo de cambio, considerando la exposición de la Compañía a financiamientos en moneda extranjera, junto con el mayor gasto por intereses asociado a dicha deuda, la variación del tipo de cambio (considerando la exposición a deuda en moneda extranjera) y el mayor gasto por intereses contribuyeron a la mayor pérdida registrada en el 4T25 respecto al 4T24.

1.2.2. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Análisis de Flujo de Efectivo 4T25

(En Millones de US\$)



PETROPERÚ registró en el 4T25 un total de efectivo de US\$ 26MM, menor que los US\$ 131MM registrados en el 4T24 y que los US\$ 34MM al cierre del 3T25 debido principalmente a que:

En el 4T25, el efectivo proveniente de Actividades de Operación fue US\$ 22MM, dado que en ese periodo se han continuado ejecutado las garantías del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) para honrar la deuda con proveedores por un total de US\$ 899MM de acuerdo con la garantía estipulada en el Decreto de Urgencia (D.U.) N° 013-2024 para las operaciones de comercio exterior hasta por US\$ 1,000MM.

En el 4T25 se registró un Flujo de Efectivo de las Actividades de Inversión de US\$ -40MM mayor a los US\$ -43MM del 4T24 y menor a los US\$ -25MM del 3T25, el cual corresponde, principalmente, a las inversiones corrientes de los proyectos y los gastos de intangibles derivados de mantenimiento de sistemas tecnológicos, actualizaciones de licencias entre otros.

Asimismo, el Flujo de Efectivo de Actividades de Financiamiento fue de US\$ 18MM en el 4T25, menor al registrado en el 4T24 (US\$ 218MM) y en el 3T25 (US\$ 405MM). La variación interanual se explica principalmente por el ingreso extraordinario de US\$ 548MM provenientes de un préstamo del Banco de la Nación en el 4T24, asociado al D.U. N° 013-2024, situación que no se presentó en el 2025, así como por amortizaciones de deuda por aproximadamente US\$ 252MM en dicho periodo.

1.2.3. ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

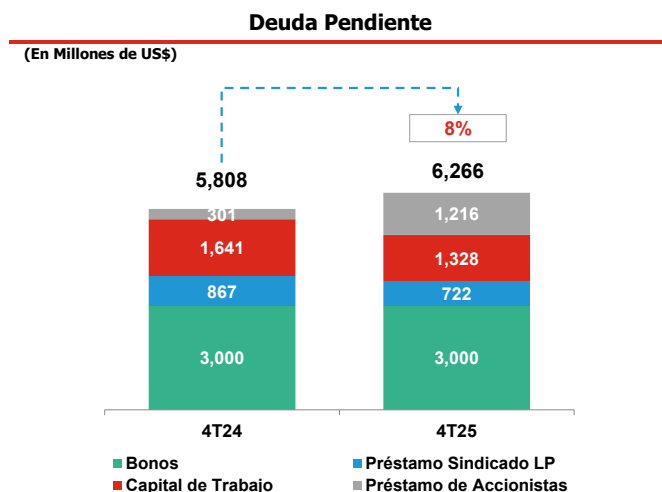
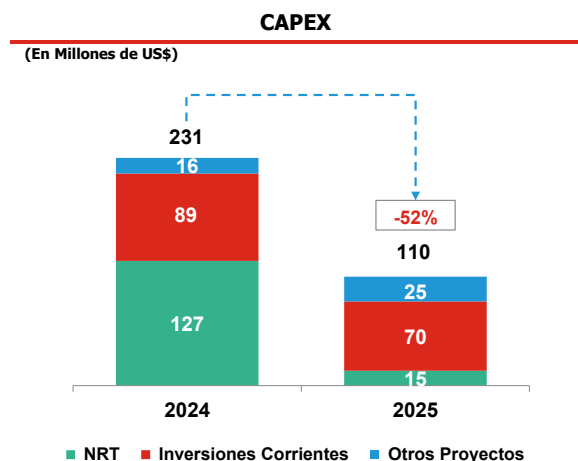
El Activo Total al 4T25 ascendió a US\$ 9,807MM, similar al del cierre de 2024 (US\$ 9,939MM). El efectivo y equivalente de efectivo se redujo en US\$ -104MM, mientras que las existencias se redujeron en US\$ -164MM respecto al cierre del 2024, esto último debido a la gestión de menores compras de crudo durante los últimos meses del año a raíz de los problemas de liquidez que afronta la Compañía. Asimismo, hubo un incremento en las Otras Cuentas por Cobrar de corto y largo plazo por US\$ 144MM relacionado al mayor crédito fiscal del IGV a diciembre 2025 versus el de a diciembre 2025 (US\$ 1,241 vs US\$ 1,060MM).

Al cierre del 4T25, la Deuda Total se distribuye de la siguiente manera: 48% Bonos, 21% Capital de Trabajo, 12% Préstamos Sindicado de Largo Plazo con garantía CESCE y 19% Préstamo del accionista. Al 31.12.2025 se ha amortizado US\$ 578MM de los US\$ 1,300MM correspondiente al crédito sindicado con garantía CESCE.

Resultados Trimestrales



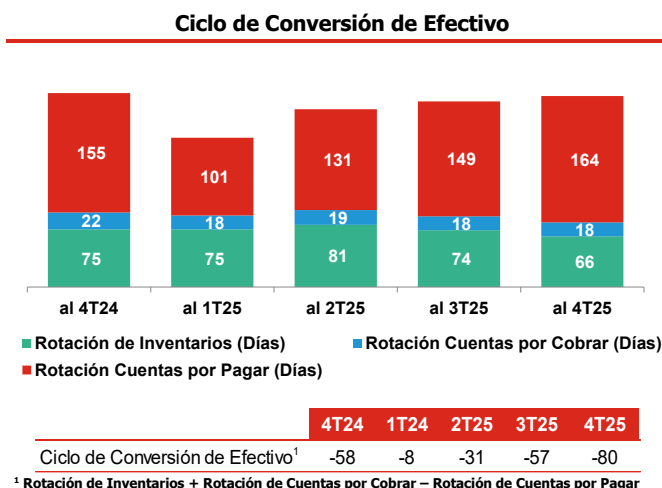
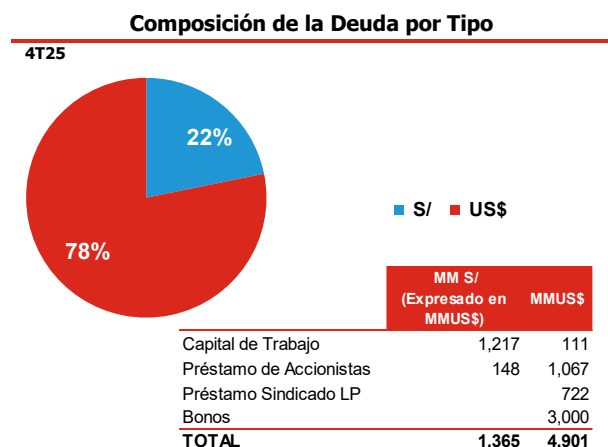
Con relación al CAPEX se registró una ejecución de US\$ 110MM en el 2025, menor en 52% a lo ejecutado en el 2024 (US\$ 231MM). Las Inversiones Corrientes representaron el 64% del CAPEX, principalmente debido a la ejecución de las operaciones de Talara y Oleoducto que en conjunto suman US\$ 45MM.



Al 4T25, la Deuda Total es de 78% dólares americanos y 22% en soles. La deuda en soles incluye parte de la deuda de corto plazo para capital de trabajo, deuda de largo plazo garantizada por el gobierno con Banco de la Nación para capital de trabajo y el préstamo del accionista por Documentos Cancelatorios de acuerdo con lo indicado en el D.U. N° 013-2024.

Asimismo, se registró como préstamo con el accionista los pagos de las cartas fianzas con garantía del gobierno por US\$ 899MM correspondientes al honramiento de las garantías por las cartas de crédito para comercio exterior. Además, se considera la deuda con el Banco de la Nación por US\$ 1,000MM con garantía del gobierno en el marco del D.U N° 013-2024 el cual considera pago de intereses mensuales y pago del principal al vencimiento en diciembre 2028.

Con relación a los bonos, la Duración Modificada⁹ del bono a 15 años es de 5.40 años y de 5.86 años para el bono a 30 años. Es importante reiterar que el contrato de los bonos emitidos no contempla la obligación de cumplir con los compromisos más allá de la entrega de información financiera. Estos bonos no tienen garantías específicas.



El CCE al 4T25 fue -80 días. Esto se debe, principalmente que la Compañía se sigue apalancando con deuda a proveedores directos por lo que la Rotación de Cuentas por Pagar se ha visto incrementada en el 4T25.

⁹ La duración modificada es una extensión de la duración de Macaulay, que permite a los inversores medir la sensibilidad de un bono a los cambios en las tasas de interés. La duración de Macaulay calcula el tiempo promedio ponderado antes de que un tenedor de bonos reciba los flujos de efectivo del bono.

Resultados Trimestrales



Finalmente, el Patrimonio Neto se redujo en 19% respecto al cierre de 2024, como consecuencia del incremento de la pérdida acumulada al cierre del 4T25, la cual aumentó en 25% en comparación con el cierre de 2024. Cabe resaltar que el cálculo acumulado considera la Pérdida Neta generada en 2024 y 2025, siendo esta última 39% menor que la registrada en 2024.

1.2.4. INDICADORES FINANCIEROS

Indicadores

	2022	2023	2024	2025	4T24	3T25	4T25	YoY	QoQ
Pasivo / Patrimonio	2.7	5.2	3.1	4.0	3.1	3.8	4.0	29%	4%
Deuda Financiera / Activos	59%	62%	60%	66%	60%	64%	66%	6pp	2pp
Capital de Trabajo	-172	-3,542	-1,900	-1,558	-1,900	-1,347	-1,558	18%	-16%
Ratio de Liquidez	0.9x	0.3x	0.4x	0.4x	0.4x	0.5x	0.4x	-3%	-19%

Nota: La Deuda Financiera incluye financiamientos de Corto Plazo por US\$ 111MM, intereses de corto y largo plazo por US\$ 13MM, corto plazo del financiamiento CESCE por US\$ 144MM (1 cuotas), Swap de flujos con Citibank por US\$ 99MM y la ejecución de las garantías del MEF para honrar la deuda con proveedores más intereses por un total de US\$ 912MM. Además, la deuda de largo plazo incluye, principalmente, el financiamiento con bonos y CESCE y sus intereses, el financiamiento del Banco de la Nación por US\$ 1,118MM y la deuda por Documentos Cancelatorios más sus intereses y la asunción del MEF de la cuota de CESCE y Bonos más intereses por un total de US\$ 360MM.

El ratio Pasivo /Patrimonio se incrementó en 29% respecto al 4T24 debido principalmente al incremento del Pasivo Corriente por el préstamo del accionista derivado del honramiento por parte del MEF de las cartas de crédito emitidas por el Banco de la Nación para importaciones de crudo y productos. Asimismo, se realizaron pagos de financiamientos de corto plazo para capital de trabajo. Al 4T25 la Pérdida Neta fue 39% menos que la del mismo periodo 2024 (US\$ -468 vs US\$ -774MM).

Respecto al ratio Deuda Financiera/Activos pasó de 60% en el 4T24 a 66% en el 4T25, debido al incremento de la Deuda Financiera en 29%, que considera la deuda del accionista de corto plazo por un valor de US\$ 912MM.

El Capital de Trabajo al 4T25 alcanzó los US\$ -1,558MM frente a US\$ -1,900MM al 4T24, esta mejora se debe a la adenda firmada con Banco de la Nación para que el financiamiento otorgado en el marco del D.U. N° 013-2024 por US\$ 1,000MM pase del corto plazo al largo plazo con vencimiento a diciembre 2028, además de los pagos realizados a proveedores.

Finalmente, al cierre del 4T25 el Ratio de Liquidez es equivalente al del 4T24 el cual se explica principalmente porque las reducciones del Activo Corriente y Pasivo Corriente se han dado en similar proporción. En el caso del Activo Corriente este se ha reducido a razón de la reducción del Efectivo y Equivalente de Efectivo y las Existencias. Mientras que el Pasivo Corriente se redujo, principalmente, debido al cambio de vencimiento de la deuda con Banco de la Nación por US\$ 1,000MM del corto al largo plazo.

1.3. RESULTADOS OPERATIVOS

PETROPERÚ actualmente se concentra en cuatro líneas de negocio, la participación de cada negocio respecto al Total Ingresos de la Compañía al cierre del 4T25 es la siguiente: 1) Refinación y comercialización, que representaron el 98.6%, 2) *Upstream* que incluye los Lotes del noroeste en producción (I, VI, Z-69 y X) representó 0.7%, 3) Arrendamiento y venta de ciertas unidades, que representaron el 0.6%, y 4) el ONP que representó el 0.1%.

1.3.1. NUEVA REFINERÍA TALARA (NRT)

Al 4T25 PETROPERÚ ha concluido el 100% el avance integral del proyecto NRT que involucra el avance del Contrato EPC con Técnicas Reunidas y el avance del Contrato EPC con Cobra SCL UA&TC.

Producción NRT

PRODUCCIÓN POR UNIDAD NRT EN EL 4T25 (MBDC)	
Destilación Primaria (DP1)	76
Destilación al Vacío (DV3)	37
Flexicoking (FCK)	17
Craqueo Catalítico (FCC-RG1)	24
Hidrotratamiento de Nafta (HTN)	15
Reformación Catalítica de Nafta (RCA)	10
Tratamiento del GLP (TGL)	4
Hidrotratamiento de Diésel (HTD)	32
Hidrotratamiento de Nafta Craqueada (HTF)	9
PRODUCCIÓN SERVICIOS AUXILIARES EN EL 4T25	
Calderas-GE(TM/h)	535
OR2 (m3/h)	150
DM2 (m3/h)	401
Electricidad (MW)	53

Resultados Trimestrales



La Refinería Talara operó en el 4T25 con una carga de 70 MBDC, por debajo de su capacidad máxima instalada. Esta situación responde a factores operativos y, principalmente, a restricciones de liquidez que afectan la gestión de proveedores de materia prima, insumos y servicios críticos.

En este contexto, la refinería mantiene la producción de los siguientes combustibles esenciales para el mercado nacional: Gasolinas, Diésel, Turbo A1 (Jet Fuel), Gas Licuado de Petróleo (GLP), Combustibles Residuales.

De manera complementaria, las unidades de servicios de la planta contribuyen significativamente a la operación:

- Generación eléctrica: La Planta de Cogeneración produce 62.2 MW, de los cuales se exportan aproximadamente 10 MW al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- Productos industriales: Se produce ácido sulfúrico para el mercado de exportación.
- Servicios de utilidades: Se cuenta con el suministro interno de vapor, agua tratada y nitrógeno, elementos indispensables para la operación segura y estable de la refinería.

Eventos Relevantes 4T25

Entre lo evento más relevantes del periodo, el 14.10.2025 se realizó la segunda exportación de 50,012 barriles Gasolina 84 a Colombia. Asimismo, el 04.11.2025 se realizó la tercera exportación de 25,059 barriles Gasolina 84 a Colombia y la exportación de 147,213 barriles Aceite Clarificado a Balboa. Por otro lado, en diciembre, se realizó la tercera exportación de 50,029 barriles de gasolina 84 a Colombia, además de, 149,723 barriles de reformado a EE. UU. Finalmente, del 16 al 18.12.2025, se realizó la tercera exportación de ácido sulfúrico de 19,167 toneladas con destino a Chile.

1.3.2. REFINACIÓN

Datos Operativos

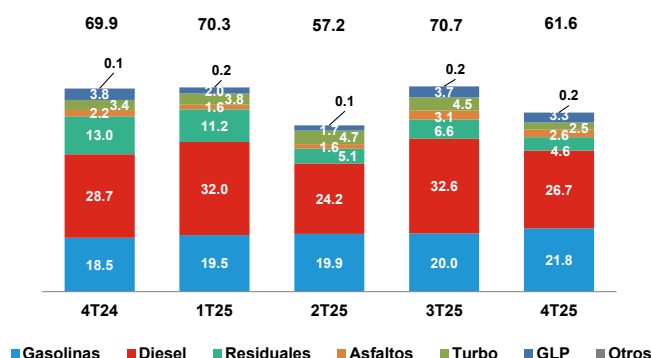
	2022	2023	2024	2025	4T24	3T25	4T25	YoY	QoQ
Capacidad Instalada de Refinación (en MBDC) ⁽¹⁾	75.4	122.5	122.5	122.5	122.5	122.5	122.5	N.A.	N.A.
Capacidad Utilizada (en MBDC) ⁽²⁾	19	54	76	75	82	79	81	-1%	3%
Ratio de Utilización de Capacidad Instalada ⁽³⁾	25%	44%	62%	61%	67%	64%	66%	-1pp	2pp
Volúmenes de venta (en MBDC)	117	94	92	92	95	90	87	-9%	-4%

Notas:

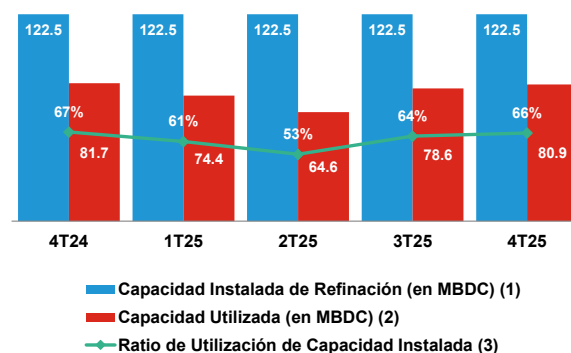
- (1) Cantidad máxima de crudo que se puede procesar en la primera etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica o primaria (incluye las Refinerías de Talara, Conchán e Iquitos).
 (2) La cantidad total de crudo que se procesa en la unidad de destilación atmosférica o primaria.
 (3) Es el cociente entre la Capacidad Utilizada y la Capacidad Instalada de refinación, ambos en MBDC.

Producción Neta Trimestral de Refinados

(En MBDC)



Ratio de Utilización de Capacidad Instalada



- (1) Cantidad máxima de crudo que se puede introducir en la primera etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica.
 (2) La cantidad total de crudo, residuo asfáltico y reprocesamiento de Diesel que se introducen en la destilación atmosférica o primaria.
 (3) Es el cociente entre la Capacidad Utilizada y la Capacidad Instalada de refinación (ambas en MBDC).

En el 4T25 el volumen de crudo procesado en la NRT fue de 70 MBDC, mientras que la carga total procesada en la NRT (incluye crudo y productos intermedios) ascendió a 78 MBDC.

Resultados Trimestrales



1.3.3. OLEODUCTO NORPERUANO (ONP)

Los volúmenes bombeados durante el 4T25 son los siguientes:

TRAMO	VOLUMEN BOMBEADO 4T25 (MBDC)
TRAMO I	0.0
TRAMO II	0.0
ORN	0.0

El estado de los Tramos I y II del ONP, así como del Oleoducto Ramal Norte (ORN), durante el 4T25 se detalla a continuación:

El Tramo I se encuentra operativo. Está en parada programada desde el 12.06.2024 por bajos inventarios en Estación 1. En el 4T25 no se registraron contingencias en este tramo.

Asimismo, el Tramo II también se encuentra operativo, pero de parada programada desde el 12.07.2024 por bajos inventarios de crudo en Estación 5 y Toma de Estación 5 desde el 01.04.2025 hasta el 04.06.2025. En el 4T25 no se registraron contingencias en el Tramo II del ONP.

Finalmente, el ORN se encuentra operativo, pero también de parada, debido a que continúan paralizadas las operaciones en el Lote 192, por lo tanto, no hay entregas desde el 21.02.2020. En el 4T25 no se registraron contingencias en el ORN.

La estadística histórica y actualizada de las contingencias ocurridas en el ONP se puede verificar en la página web de PETROPERÚ, a través del siguiente enlace: <https://oleoducto.petroperu.com.pe/plan-contingencia/estadisticas/>

Durante el 4T25 se llevaron a cabo diversas acciones orientadas a preservar la integridad del ONP frente a riesgos sociales y operativos. Las principales actividades desarrolladas fueron las siguientes:

En materia de acciones preventivas, se realizaron patrullajes terrestres permanentes con personal propio, fortaleciendo el relacionamiento con autoridades comunales y promoviendo la importancia del funcionamiento seguro del activo.

Respecto a gestiones frente a incidentes y amenazas, en octubre se formularon denuncias ante las comisarías competentes por invasiones, desbosque, construcción no autorizada y otras intervenciones en el derecho de vía, solicitando su traslado al Ministerio Público para las investigaciones correspondientes. En noviembre se efectuaron coordinaciones con la Región Policial San Martín ante un contexto de conflictividad social. En diciembre se denunció la sustracción de cable del sistema de pararrayos en el Ramal Norte y se emitieron alertas preventivas a la Dirección Nacional de Inteligencia y a la Policía Nacional ante una posible medida de fuerza contra la Estación 5.

En el ámbito de coordinación interinstitucional, se gestionó cooperación con la Capitanía de Puerto de Yurimaguas para reforzar la seguridad de las Estaciones 1 y 5; se remitió a la Autoridad Portuaria Nacional el levantamiento total de observaciones de auditoría del Terminal Bayóvar; y se actualizaron ante la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) las fichas de infraestructura del Activo Crítico Nacional Oleoducto Norperuano.

Por otro lado, en cuanto al monitoreo comunitario y enlace territorial, se mantuvo contacto permanente con ex vigilantes de las zonas aledañas al Oleoducto, quienes reportan oportunamente cualquier situación irregular, fortaleciendo la vigilancia preventiva.

Finalmente, en el marco del artículo 6.3 del D.U. N° 013-2024, se han venido realizando gestiones permanentes ante el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), la DGH, el MEF, la Presidencia del Consejo de Ministros y la Comisión de Energía y Minas del Congreso, orientadas a la implementación de las acciones vinculadas a la operación, sostenibilidad y equilibrio económico del Oleoducto Norperuano. En ese contexto, se ha remitido información técnica, operativa y económica que sustenta la continuidad de las operaciones, propuestas normativas y contractuales, actualizaciones de proyecciones financieras, requerimientos de financiamiento y solicitudes de declaratoria de emergencia, así como reiteradas solicitudes de reuniones de coordinación y seguimiento, con el objetivo de concretar medidas sectoriales que fortalezcan la integridad, competitividad y viabilidad del ONP.

1.3.4. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Lote 64

Debido a que el proceso de selección del socio estratégico en el Lote 64 quedó desierto, se efectuará un proceso de negociación directa. Se prepara expediente para el Directorio.

Lote 192

Desde el 31.08.2025, Upland Oil & Gas se encuentra en proceso de Calificación de PERUPETRO. En diciembre, PERUPETRO ha denegado la calificación de Upland Oil & Gas. En este contexto, PETROPERÚ ha reiniciado el proceso de negociación directa y estima contar con una empresa seleccionada en el 1T26.

Resultados Trimestrales



Lote Z-69

Se extendió el Contrato de Licencia a cargo de PETROPERÚ hasta el 15.05.2026 o hasta la fecha efectiva de un nuevo contrato. El Proceso de Convocatoria Abierta a cargo de PERUPETRO para un contrato por 30 años fue declarado desierto. Respecto a la operación, por un lado, la producción promedio de petróleo del 4T25 fue de 3.1 MBDC. Por otro lado, la producción promedio de gas fue de 8.7 MMpc/D. El EBITDA generado en el 4T25 fue de US\$ -0.6MM.

Lote X

PETROPERÚ participa como socio no operador en asociación con OIG PERÚ S.A.C. (Operador) a partir del 20.05.2024. La participación de PETROPERU es de 40%. Por un lado, producción promedio de petróleo del 4T25 fue de 3.3 MBDC. Por otro lado, la producción promedio de gas fue de 4.8 MMpc/D. El EBITDA generado en el 4T25 fue de US\$ 7.6MM.

Lote I y Lote VI

La licencia culminó el 21.10.2025. Mientras estuvieron vigentes, en el 4T25 generaron un EBITDA de US\$ 3.0MM.

2. GESTIÓN AMBIENTAL, SOCIAL Y BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

2.1. GESTIÓN AMBIENTAL

Se registraron avances significativos en materia de gestión ambiental, fortaleciendo el cumplimiento normativo y, mejoramiento de la eficiencia operativa y la percepción institucional ante los entes fiscalizadores. Al último trimestre, se completó la ejecución al 100% de los Programas de Monitoreo Ambiental en las distintas operaciones de la Compañía, informando lo correspondiente a emisiones, efluentes, calidad de agua, aire, parámetros meteorológicos y ruido.

Asimismo, se tuvo una disposición final de 6,067 toneladas de residuos sólidos peligrosos en las diferentes operaciones, los mismos que fueron llevados a rellenos de seguridad acreditados por el Ministerio del Ambiente.

Adicionalmente, se realizaron 20 capacitaciones en temas ambientales, ejecutadas en cumplimiento de la obligación establecida en el art. 64° del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos - Perú con el fin de lograr transparencia y trazabilidad de la gestión ambiental en la organización.

Lotes Administrados

Durante el 2025 se registraron 52 emergencias ambientales en las diferentes operaciones de la Compañía de las cuales 28 emergencias se registraron en los Lotes Noroeste (12 en Lote z-69 y 16 en Lote VI) y fueron atendidas directamente por el equipo ambiental de la Gerencia Proyectos de Sostenibilidad y Transición Energética.

Emergencias Ambientales

Asimismo, las 05 emergencias registradas a lo largo del 2025, que corresponden a atentados por parte de terceros al Oleoducto Norperuano, se encuentran en proceso de atención:

Nº	FECHA	TRAMO	PROGRESIVA	CAUSA	ESTADO
1	08/02/2025	Tramo II	Km 385+727	Hecho de Terceros	Ejecución Primera Respuesta - Etapa I
2	12/02/2025	Tramo II	Km 376+042	Hecho de Terceros	Ejecución Primera Respuesta - Etapa I
3	19/03/2025	Tramo II	Km 315+532	Hecho de Terceros	Ejecución Primera Respuesta - Etapa I
4	23/04/2025	Tramo II	Km 362	Hecho de Terceros	Ejecución Primera Respuesta - Etapa I
5	18/08/2025	Tramo II	Km 702+014	Hecho de Terceros	Concluido. Se cuenta con resultados favorables de OEFA, se espera informe de supervisión.

2.2. GESTIÓN SOCIAL

Se han realizado actividades reafirmando nuestro compromiso con la gestión de riesgos sociales vinculadas a nuestras operaciones y contribuyendo al desarrollo local de las poblaciones:

Comprometidos con la Educación

En octubre 2025 culminaron los Talleres de Desarrollo Pedagógico dirigidos a docentes de la ciudad de San Lorenzo, zona de influencia del ONP. Esta actividad fue ejecutada en articulación con la Unidad de Gestión Educativa Local (UGEL) Datem del Marañón, y comprendió talleres de habilidades blandas e innovación escolar, liderazgo y gestión pedagógica, fortalecimiento de competencias y desarrollo de métodos de evaluación docente, los cuales tuvieron una duración de cinco meses, capacitando a un total de 986

Resultados Trimestrales



docentes, siendo más del 50% indígenas (Chapra, Kandozi, Awajún, Wampis, Achuar, Kichwa y Shawi), logrando una amplia y diversa cobertura territorial respetando las costumbres.

Contribución al desarrollo económico local

El proyecto productivo "Cacao - IKAM KUITAMAT" continúa en ejecución hasta el año 2027, en beneficio de 80 familias del distrito de Nieva, zona de influencia del Oleoducto Norperuano. En octubre, 04 beneficiarios participaron de la Expo Amazónica 2025 en la región San Martín, logrando con ello visibilizar y poner en valor los conocimientos y capacidades adquiridas a lo largo del proyecto, en uno de los principales eventos de promoción productiva y comercial de la zona. De octubre a diciembre 2025, los beneficiarios realizaron pasantías a CEPROAA (Central de Productores Agropecuarios de Amazonas - cacaoteros líderes en el ámbito territorial).

Con respecto al proyecto de recuperación y mantenimiento de espacios de uso público, este fue culminado y entregado en ceremonia pública. Contempló la recuperación de 15 espacios públicos en El Alto y Lobitos, zonas de influencia de Lotes Noroeste (Lote VI y Z-69) en articulación con las Municipalidades Distritales. Es importante indicar que dicho proyecto abarcó la contratación temporal aproximada de 638 puestos de mano de obra local, quienes recibieron capacitación técnica, fortaleciendo sus competencias para futuras oportunidades laborales.

2.3. SOSTENIBILIDAD Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Durante el último trimestre se atendieron 30 requerimientos de información y se sostuvieron 17 reuniones con diversas entidades financieras tales como: JP Morgan, Santander, Wellington Management, Citibank, Deutsche Bank, entre otros, las mismas que aportaron al mantenimiento y renovación de algunas de las líneas de crédito de la Compañía.

Por otro lado, en el mes de noviembre se recibió la notificación del MINEM sobre el Reconocimiento de Cálculo de la Huella de Carbono 2024 de PETROPERÚ, en el marco del programa Huella de Carbono Perú, herramienta oficial del Estado que promueve la gestión y reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en organizaciones públicas y privadas. Este logro confirma el cumplimiento del primer nivel de reconocimiento (cálculo de emisiones GEI) y permite a la Compañía avanzar hacia la segunda estrella.

Asimismo, se desarrolló la Primera Reunión Corporativa de Sostenibilidad logrando el alineamiento común sobre prioridades ESG y compromiso de avanzar en herramientas simples de seguimiento que fortalezcan la gestión y transparencia ESG.

Respecto a la ejecución de Proyectos de Protección de la Biodiversidad se realizaron en el ámbito de influencia de la NRT la conservación del Cortarrama peruano y, el Inventario de Flora y Fauna de la NRT; en Refinería Iquitos se llevó a cabo el fortalecimiento de zona de Biodiversidad y apoyo a SERNAMP en las áreas protegidas en Illescas y Pacaya Samiria en programa de guardaparques voluntarios.

Finalmente, se logró la determinación de la primera Huella Hídrica (período 2024) de Refinería Talara, bajo conformidad con Estándar ISO 14046.

2.4. BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

El 16.10.2025 en sesión universal de la Junta General de Accionistas se decidió remover al Sr. Alejandro Narváez Licerias como miembro del Directorio y Presidente del Directorio, y designar al Sr. Fidel Moreno Rodríguez como Presidente del Directorio.

Por otro lado, el 15.11.2025 se formalizó la renuncia de los señores Fidel Moreno, David Quispe, José Luis Balta y César Rodríguez, al cargo de Directores de PETROPERÚ; y se designó a los señores: Luis Canales Gálvez, Elba Rosa Rojas Álvarez, Jesús Valentín Ramírez, y Oscar Zapata como miembros del Directorio. Asimismo, se designó al Sr. Luis Canales como Presidente del Directorio.

Asimismo, el 28.11.2025, se designó al Sr. Raúl Jaime Ancasi como Director y se formalizó la renuncia del Sr. Oscar Zapata, y el 02.12.2025 se designó al Sr. Edilfredo More Bayona como Director de PETROPERÚ.

A su vez, el 22.12.2025 se acordó dar por concluida la designación del Sr. Luis Canales como Presidente del Directorio y se designó a la Sra. Elba Rosa Rojas Álvarez en dicho cargo, manteniendo el Sr. Gálvez su condición de miembro del Directorio.

Como parte de las acciones preventivas del Sistema de Integridad, en noviembre de 2025, se llevó a cabo la Conferencia liderazgo ético y cultura de integridad en la Compañía, dirigida a Gerentes y Directivos. Asimismo, durante el 2025 se ejecutaron las actividades previstas para el mantenimiento del Sistema de Control Interno (SCI), conforme a la Directiva N° 011-2019-CG/INTEG, incluyendo la evaluación anual y el seguimiento final al Plan de Acción Anual 2025. De las 41 medidas de remediación derivadas de la evaluación 2024, se implementaron 37, mientras que 4 fueron declaradas no aplicables en función del contexto de la Compañía.

Asimismo, se continuó fortaleciendo el Sistema de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo (SPLAFT), mediante el monitoreo permanente, la debida diligencia a clientes, proveedores y contrapartes, acciones de capacitación y la actualización del marco normativo, con el objetivo de mitigar riesgos de LA/FT.

Resultados Trimestrales



Finalmente, en noviembre de 2025 se designó al Oficial de Datos Personales, responsable de asegurar el cumplimiento de la Ley N° 29733 y su normativa complementaria, en el marco del Sistema de Gestión de Seguridad de la Información.

3. ACCIONES CORPORATIVAS

Con fecha 31.12.2025 el gobierno emitió el D.U. N° 010-2025, cuyo objeto es establecer medidas urgentes y extraordinarias en materia económica y financiera para garantizar la continuidad de la cadena de producción y abastecimiento de hidrocarburos que permitan el desarrollo de las actividades económicas relacionadas al transporte, distribución, comercialización, suministros, entre otros. Entre las principales medidas estipuladas se encuentran las siguientes:

- Autorizar la reorganización patrimonial de PETROPERÚ en uno o más bloques patrimoniales los cuales pueden incluir activos tangibles e intangibles, licencias, permisos y contratos, entre otros. También pueden incluir a la NRT.
- Los bloques patrimoniales pueden ser transferidos a uno o varios Vehículos de Propósito Especial, cuya titularidad corresponde a PETROPERÚ, los mismos que incluirán los activos que PROINVERSIÓN¹⁰ determine.
- Para efectos de la implementación del presente D.U., no resulta de aplicación lo dispuesto en la Ley N° 30130 Ley que declara de necesidad pública e interés nacional la prioritaria ejecución de la Modernización de la Refinería de Talara para asegurar la preservación de la calidad del aire y la salud pública y adopta medidas para fortalecer el gobierno corporativo de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.
- Incorporar a PETROPERÚ en el proceso de promoción de la inversión privada, al que se refiere el Decreto Legislativo N° 674, Ley de Promoción de la Inversión Privada de las Empresas del Estado. Para lo cual PROINVERSIÓN puede optar por cualquiera las modalidades establecidas en el referido Decreto Legislativo.
- Autorizar a PROINVERSIÓN, en representación de PETROPERÚ, a coordinar, negociar y acordar con los acreedores financieros, así como a solicitar las autorizaciones, dispensas o consentimientos que resulten necesarios, con la finalidad de implementar las disposiciones de la presente norma.
- El Directorio de PETROPERÚ deberá aprobar una nueva estructura orgánica y las medidas necesarias para ejecutar las acciones de reconversión y reducción de personal que la sustenten. Para viabilizar su implementación, se autoriza al MINEM, durante el 2026, a realizar transferencias financieras de manera excepcional, bajo la modalidad de aporte de capital, hasta por S/ 240MM, con cargo a sus recursos y sujeto a disponibilidad presupuestal.
- Autorizar, de manera excepcional durante el Año Fiscal 2026, a PETROPERÚ a efectuar transferencias a favor de PROINVERSIÓN hasta por S/ 144MM. De ser necesario, se autoriza al MINEM a realizar transferencias financieras a favor de PROINVERSIÓN hasta por el mismo monto. Dichas transferencias serán aprobadas mediante Resolución del Titular del Pliego del MINEM y estarán sujetas a la disponibilidad presupuestal correspondiente.

Asimismo, se han desplegado una serie de acciones y estrategias orientadas a asegurar la continuidad operativa de las distintas unidades de negocio de PETROPERÚ. En ese marco, se ha priorizado el pago a proveedores de crudo y productos, en función de los niveles de recaudación diaria registrados por la Compañía. Ello ha requerido una gestión activa y permanente de coordinaciones con los principales proveedores, permitiendo así alcanzar los niveles de producción y ventas programados.

Finalmente, en cumplimiento del D.U., se vienen realizando coordinaciones continuas con PROINVERSIÓN y el MEF para evaluar alternativas de financiamiento que garanticen la continuidad operativa de las unidades de negocio de PETROPERÚ, en un contexto de restricciones de liquidez que complejizan la gestión operativa.

¹⁰ La Agencia de Promoción de la Inversión Privada – PROINVERSIÓN es el organismo público adscrito al MEF encargado de estructurar, diseñar y conducir los procesos de promoción de la inversión privada, incluyendo Asociaciones Público-Privadas (APP) y Proyectos en Activos, conforme al marco normativo vigente.

Resultados Trimestrales



4. RESUMEN FINANCIERO

4.1. ESTADO DE RESULTADOS

En Millones de US\$	2022	2023	2024	2025	4T24	3T25	4T25	YoY ⁽¹⁾	QoQ ⁽²⁾
Ventas Nacionales	4,889	3,467	3,047	2,990	825	757	760	-8%	0.4%
Ventas al Exterior	628	477	410	391	42	89	70	65%	-22%
Otros Ingresos Operacionales	64	65	71	59	16	14	16	3%	19%
Total Ingresos	5,581	4,009	3,527	3,439	883	860	846	-4%	-2%
Costo de Ventas	-5,540	-4,368	-3,813	-3,425	-904	-811	-831	-8%	2%
Costo de Ventas (% de Ingresos)	99%	109%	108%	100%	102%	94%	98%	-4pp	4pp
Ganancia Bruta	41	-359	-286	14	-21	49	15	+100%	-69%
Margen Bruto (%)	1%	-9%	-8%	0.4%	-2%	6%	2%	4pp	-4pp
Gastos Operativos	-270	-664	-300	-207	-147	-59	-56	-62%	-5%
Gastos Operativos (% de Ingresos)	5%	17%	8%	6%	17%	7%	7%	-10pp	-0.2pp
Resultado Operativo	-229	-1,022	-586	-193	-168	-11	-41	75%	-100%
Margen Operativo (%)	-4%	-25%	-17%	-6%	-19%	-1%	-5%	14pp	-4pp
Resultado Neto	-271	-1,064	-774	-468	-29	-77	-113	-100%	-48%
Margen Neto (%)	-5%	-27%	-22%	-14%	-3%	-9%	-13%	-10pp	-4pp
EBITDA Ajustado	-115	-438	-296	13	-94	45	24	+100%	-47%
Margen de EBITDA Ajustado (%)	-2%	-11%	-8%	0.4%	-11%	5%	3%	13pp	-2pp
EBITDA Ajustado (LTM)	-115	-438	-296	13	-296	-105	13	+100%	+100%

(1) Year-over-year (YoY): Compara los resultados financieros con los del mismo periodo del año anterior.

(2) Quarter-on-quarter (QoQ): Compara los resultados financieros entre un trimestre y el trimestre anterior.

4.2. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

En Millones de US\$	2022	2023	2024	2025	4T24	3T25	4T25	YoY	QoQ
Saldo Inicial	240	89	41	131	130	13	34	-74%	+100%
Flujo de Caja Operativo	-1,261	240	-998	-281	-163	-359	22	+100%	+100%
Flujo de Actividades de Inversión	-656	-455	-307	-110	-55	-25	-40	26%	-62%
Flujo de Caja de Actividades de Financiamiento	1,774	161	1,395	294	218	405	18	-92%	-96%
Variación Tipo de cambio	-8	6	-1	-7	0.4	0	-6	-100%	-100%
Saldo Final	89	41	131	26	131	34	26	-80%	-22%

El Saldo Final se encuentra afectado por las variaciones de tipo de cambio en el efectivo y equivalente de efectivo.

4.3. ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

En Millones de US\$	2022	2023	2024	2025	4T24	3T25	4T25	YoY	QoQ
Activo Corriente	2,093	1,644	1,401	1,085	1,401	1,377	1,085	-23%	-21%
Activo No Corriente	7,848	8,246	8,538	8,722	8,538	8,654	8,722	2%	1%
Total Activos	9,942	9,890	9,939	9,807	9,939	10,031	9,807	-1%	-2%
Deuda Financiera a Corto Plazo	1,002	3,021	1,800	1,280	1,800	1,216	1,280	-29%	5%
Deuda Financiera a Largo Plazo	4,851	3,086	4,131	5,145	4,131	5,172	5,145	25%	-1%
Total Deuda Financiera	5,853	6,107	5,931	6,426	5,931	6,388	6,426	8%	1%
Otros Pasivos	1,436	2,195	1,576	1,418	1,576	1,567	1,418	-10%	-9%
Total Pasivo	7,289	8,302	7,507	7,844	7,507	7,955	7,844	4%	-1%
Patrimonio	2,652	1,588	2,432	1,963	2,432	2,077	1,963	-19%	-5%
Total Pasivo + Patrimonio	9,942	9,890	9,939	9,807	9,939	10,031	9,807	-1%	-2%
Pasivo Corriente	2,265	5,187	3,301	2,643	3,301	2,724	2,643	-20%	-3%

Year-to-date (YTD): Resultado al periodo de evaluación (diciembre 2025).

Total Deuda Financiera: Incluye la deuda con el accionista.