

Resultados Trimestrales



PETROPERÚ¹ Informe de Resultados Tercer Trimestre 2025 - 3T25

Lima, Perú, 03 de noviembre, 2025 Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (OTC: PETRPE) anunció los resultados financieros y operativos para el tercer trimestre ("3T25"), período finalizado el 30 de setiembre de 2025. Para un análisis financiero más completo, consulte los Estados Financieros Intermedios 3T25² 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\$ 49MM, mayor al 100% YoY³ respecto a la Pérdida Bruta registrada en el 3T24 (US\$ -126MM). Igualmente, este resultado fue mayor al 100% respecto a la Pérdida Bruta de US\$ -49MM obtenida en el 2T25.
- La **Pérdida Operativa** se redujo en 94% YoY, pasando de US\$ -180MM en el 3T24 a US\$ -11MM en el 3T25. Asimismo, se redujo la pérdida en 88% respecto al 2T25 (US\$ -11MM vs US\$ -91MM).
- El **EBITDA Ajustado**⁴ se incrementó en más del 100% YoY, desde US\$ -101MM en el 3T24 a US\$ 45MM en el 3T25; mientras que, respecto al 2T25, se incrementó también en más del 100%, pasando de US\$ -60MM a US\$ 45MM.
- La **Pérdida Neta** en el 3T25 fue de US\$ -77MM lo que significó una mejora del 74% frente al mismo periodo del año anterior (US\$ -293MM). Así también, hubo una mejora significativa de 54% en comparación con el 2T25 (US\$ -167MM).
- Durante el 3T25, el **Total Ingresos** se incrementó en 4% (US\$ +29MM) en comparación con el 3T24 y en 14% (US\$ +107MM) respecto al 2T25.
- El saldo final de **Caja** de la Compañía fue de US\$ 34MM al final del 3T25 vs US\$ 130MM al final del 3T24 y US\$ 13MM al final del 2T25.
- El **Ciclo de Conversión de Efectivo (CCE)** al 3T25 fue de -57 días vs -40 días al 3T24. 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 2T25.
- El **avance físico integral de la NRT**⁵ y las Unidades de Proceso y Unidades Auxiliares a setiembre 2025 están operativas al 100%.
- El **volumen total de ventas** alcanzó 90 MBDC⁶ en el 3T25, 6% mayor respecto al 3T24 (85 MBDC) y 12% mayor respecto al 2T25 (80 MBDC).
- Respecto al **Oleoducto Norperuano (ONP)**, el 18.08.2025 se registró la contingencia en el Km 702+012 causada por Hecho Determinante de Terceros.
- 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, se eligió Cía. Upland Oil & Gas, la misma que desde el 31.08.2025 está en proceso de Calificación por parte de PERUPETRO. En el 3T25, en el Lote I, la producción de petróleo promedio está en el orden de 458 BDC⁷ y la de Gas Natural Asociado en 2.2 MMpc/D⁸. Por su parte, la producción promedio de petróleo del Lote VI está en el orden de 1.5 MBDC y la de Gas Natural Asociado en 3.5 MMpc/D, mientras que la producción promedio de petróleo del Lote Z-69 está en el orden de 3.4 MBDC y la de Gas Natural asociado en 9.2 MMpc/D. Finalmente, respecto al Lote X, en el 3T25 en promedio la producción de petróleo fue de 3.3 MBDC y la de Gas Natural asociado en 4.5 MMpc/D. En conjunto generaron un EBITDA de US\$ 7.7MM en el 3T25.

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

² Estados Financieros por el periodo del Tercer Trimestre 2025 terminado el 30.09.2025. 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 BDC: Barriles por día calendario.

⁸ MMpc/D: Millones de pies cúbicos por día.

Resultados Trimestrales



1. ANÁLISIS

1.1. ENTORNO MACROECONÓMICO

Según las estimaciones de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD), en su reporte Perspectivas Económicas, Informe Provisional de septiembre de 2025, se ajustó al alza las proyecciones del crecimiento global para el 2025, pasando de 2.9% a 3.2%, mientras que las proyecciones para el 2026 se mantuvieron en 2.9%, frente a las estimaciones publicadas en junio 2025. Según la OECD, se espera que el crecimiento se modere en el segundo semestre del 2025, a medida que disminuyan los tipos arancelarios efectivos más altos sobre las importaciones a los Estados Unidos, y China modere el crecimiento de la inversión y el comercio. Asimismo, indicaron que la creciente incertidumbre geopolítica y política también seguirá pesando sobre la demanda interna en muchas economías. La economía mundial ha mostrado mayor fortaleza durante el primer semestre del 2025 con un crecimiento anualizado del 3.2%. La concentración anticipada de la producción y el comercio de bienes antes de la introducción de tasas arancelarias más altas en Estados Unidos impulsó este crecimiento, ya que el aumento de la producción industrial en la primera mitad del año superó el ritmo promedio de 2024 en la mayoría de las economías del G20. El fuerte crecimiento de la inversión en sectores de alta tecnología también impulsó la actividad en Estados Unidos y Japón. En China, el crecimiento se ha mantenido, con un repunte en el ritmo del gasto público que compensa el ajuste del mercado inmobiliario en curso y los inconvenientes para comercializar con Estados Unidos.

Por su parte, el Fondo Monetario Internacional (FMI), en su reporte Perspectivas Económicas Globales de octubre 2025, estimó el crecimiento mundial para el 2025 y 2026 en 3.2% y 3.1%, respectivamente, vs el 3.0% y 3.1% para ambos años estimado en julio 2025. Esta actualización de las proyecciones de crecimiento mundial se debe, principalmente, a la agilidad del sector privado para adelantar las importaciones en el primer semestre del año y reorganizar rápidamente las cadenas de suministro para redirigir los flujos comerciales; a la negociación de acuerdos comerciales entre diversos países y Estados Unidos, y a la reacción, en general, mesurada del resto del mundo, que en gran medida mantuvo abierto el sistema de comercio antes de que se haga efectiva la política arancelaria.

En el caso del Perú, de acuerdo con el Reporte de Inflación de setiembre 2025, el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) ha revisado al alza sus proyecciones para el 2025 en respecto al reporte anterior, pasando de un crecimiento estimado del PBI de 3.1% a 3.2%, estimación que incorpora las perspectivas de un mayor crecimiento del gasto privado. Asimismo, se revisó al alza la expansión proyectada en manufactura no primaria, servicios y construcción. Además, se anticipa un mayor crecimiento en la minería metálica, así como un incremento más alto de la producción agrícola por mejores condiciones climáticas. Esta revisión al alza se verá limitada por la menor producción pesquera tras la finalización anticipada de la primera temporada de pesca en la zona norte-centro. En el caso del 2026 se mantiene la estimación realizada en el reporte previo de una expansión de 2.9%, con la demanda interna como principal motor del crecimiento.

Respecto a la inflación a nivel mundial de acuerdo con la FMI, se prevé que disminuya al 4.2% a nivel mundial en 2025 y a 3.7% en 2026. Respecto a Estados Unidos, se espera una inflación por encima de su meta, con riesgo de que continúe aumentando, mientras que, en gran parte del resto del mundo, la inflación se espera sea moderada. Por su parte, la OECD también prevé que la inflación en Estados Unidos se mantenga por encima de su objetivo a largo plazo en el 2026. Asimismo, prevén que la inflación general en las economías avanzadas del G20 sea del 2.5% para el 2025 y el 2026, mientras que en las economías de mercados emergentes del G20, se prevé que la inflación general se encuentre alrededor 4.1% en 2025 y del 3.1% en 2026.

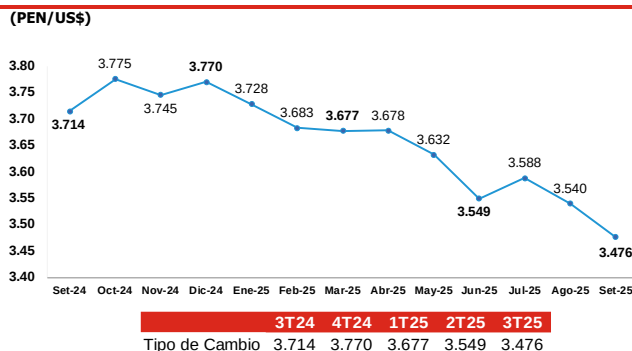
Para el caso de Perú, el BCRP indicó que la inflación interanual se redujo de 1.69% en mayo a 1.11% en agosto, principalmente por la caída en los precios de alimentos como la papa y la carne de pollo y de algunos servicios públicos, principalmente la electricidad. Por otro lado, la inflación sin alimentos y energía se redujo ligeramente de 1.79% a 1.75% en el mismo periodo, reflejando un menor ritmo de aumento en rubros como vehículos a motor, paquetes turísticos y alquileres. Se proyecta una tasa estimada de inflación interanual de 1.7% para el 2025 y 2.0% para el 2026.

Con relación al tipo de cambio, al cierre de setiembre 2025 se situó en S/ 3.476 por dólar, menor al del cierre de junio 2025 el cual se situó en S/ 3.549 por dólar, lo que muestra una apreciación del sol de 2.1%. En el tercer trimestre de 2025, el BCRP ha realizado colocaciones de *swaps* cambiarios venta a fin de compensar parcialmente el efecto de los vencimientos de instrumentos cambiarios y con el objetivo de reducir la volatilidad tipo de cambio, en un contexto de aversión al riesgo en los mercados financieros globales.

Resultados Trimestrales

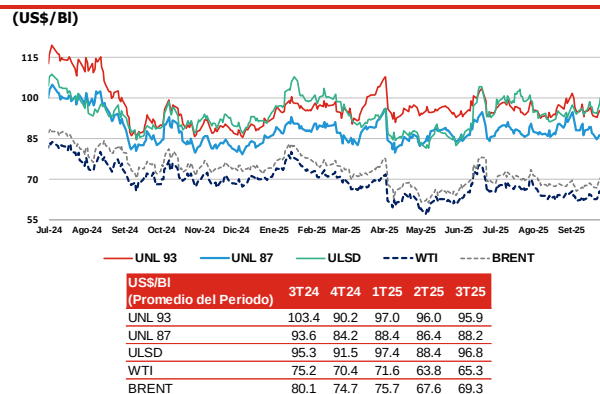


Tipo de Cambio



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, al cierre del 3T25 los marcadores del Brent y del WTI se encuentran alrededor de 67.9 y 62.4 US\$/B, reducciones de 0.4% y 4% respecto al 2T25, respectivamente. De acuerdo con el Reporte de Inflación del BCRP de setiembre 2025 la disminución del WTI se debe, principalmente, a las crecientes expectativas de un mercado superavitario. Por el lado de la oferta, la OPEP+ ha continuado eliminando gradualmente los recortes voluntarios de la producción de crudo, lo que supuso un aumento de la oferta global en aproximadamente 1%.

Por el lado de la demanda, la desaceleración esperada de la economía global en el segundo semestre, en particular para EUA, redujo las perspectivas de consumo de petróleo. Adicionalmente, la aceleración de la transición energética en China, con un mayor despliegue de vehículos eléctricos y transporte impulsado por gas natural licuado, está disminuyendo su dependencia estructural del crudo, lo que añade presión a la baja sobre los precios.

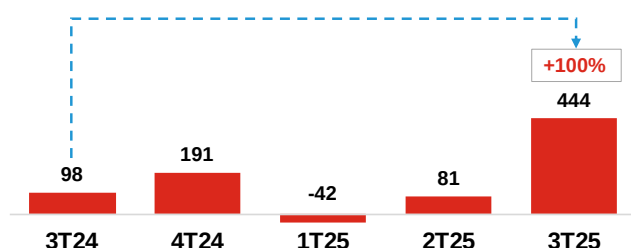
Actualmente, en el caso de PETROPERÚ, el único producto sujeto al Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo es el Petróleo Industrial 6 de generación eléctrica, tras la exclusión del Diesel B5 vehicular desde el 27.05.2025.

1.2. RESULTADOS FINANCIEROS

1.2.1. ESTADO DE RESULTADOS

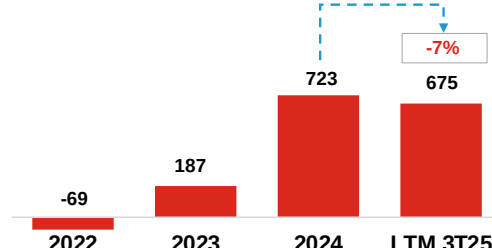
Ventas Netas Trimestrales⁹

(En Millones de US\$)



Ventas Netas Anuales

(En Millones de US\$)



El Total Ingresos alcanzó los US\$ 860MM en el 3T25, un incremento de 4% YoY respecto al 3T24 (US\$ 831MM), esto debido principalmente al mayor volumen de ventas locales respecto al 3T24, y al ingreso por exportaciones de productos con un mayor valor comercial. Asimismo, en el 3T25 se ha obtenido Ventas Netas por US\$ 444MM, ello debido a las menores compras realizadas durante el periodo.

El Margen Bruto ha pasado de -15% a 6% en el 3T25 respecto al mismo periodo del 2024 debido principalmente a los mayores ingresos totales y la reducción del Costo de Ventas respecto al 3T24 que involucra un menor gasto operativo, y menores compras principalmente.

⁹ Ventas Netas: Ventas Total – Compras Totales

Resultados Trimestrales



Por otro lado, el Costo de Ventas como proporción del Total de Ingresos Brutos ha sido 94% en el 3T25 vs 115% en el 3T24. El Costo de Ventas se redujo 15% respecto al mismo periodo del 2024, debido a los menores gastos operativos, menores compras y a la valorización de los inventarios, lo que permitió una Utilidad Bruta de US\$ 49MM.

Análisis del Portafolio de Productos:

VENTAS (En Millones de US\$)				
VENTAS	3T24	3T25	YoY	Participación sobre Ventas
VENTAS LOCALES				
GLP ⁽¹⁾	16	17	10%	2.0%
Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	194	233	20%	27.5%
Turbo A-1	49	9	-81%	1.1%
Diesel B5 ^{(1) (2)}	423	438	3%	51.7%
Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	14	15	11%	1.8%
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾	0.1	9	N.A.	1.0%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾	22	26	17%	3.0%
Otros ^{(1) (3)}	11	11	-3%	1.3%
Total Ventas Locales	728	757	4%	89.4%
EXPORTACIONES				
Turbo A-1	0	46	N.A.	5.4%
Gasolinas	0	21	N.A.	2.5%
IFO's	0	18	N.A.	2.1%
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	65	1	-98%	0.1%
Otros ⁽⁴⁾	20	3	-83%	0.4%
Total Ventas Exterior	85	89	5%	10.6%
Total Ventas Locales y Exportaciones	813	846	4%	
Otros Ingresos Operativos ⁽⁵⁾	18	14	-24%	
TOTAL INGRESOS	831	860	4%	

⁽¹⁾ Descuentos Incluidos

⁽²⁾ Incluye FEPC.

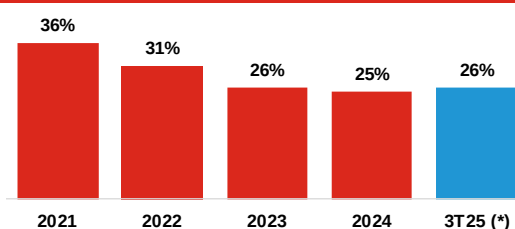
⁽³⁾ Material de Corte, Solventes, Gasolina de Aviación y Ácido Nafténico.

⁽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 3T25, PETROPERÚ ha generado un Ingreso por Ventas Total de US\$ 846MM, 4% mayor al 3T24 (US\$ 813MM), con 89% de las ventas concentradas en el mercado local, debido principalmente a los motivos indicados anteriormente.

Evolución de la Participación de PETROPERÚ



(*) Las participaciones de agosto y setiembre 2025 son un cálculo estimado de la Gerencia Corp. Planeamiento.

En el periodo enero/setiembre* 2025, la participación en el mercado interno de combustibles líquidos se estimó en 26%. El Diesel y Gasolinas, son los combustibles de mayor venta en PETROPERÚ, su participación en el mercado se encuentra alrededor de 31% y 42% respectivamente.

En busca 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.
- Presencia a nivel nacional a través de 718 EE.SS. (a setiembre 2025) de la RED PETROPERÚ y se cuenta con 462 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\$)	
	3T25
INGRESOS LOCALES	
GLP ⁽¹⁾	17
Gasolin/Gasoholes ⁽¹⁾	233
Turbo A-1	9
Diesel B5 ^{(1) (2)}	438
Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	15
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾	9
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾	26
Otros ^{(1) (3)}	11
Total Ingresos Locales	757
EXPORTACIONES	
Turbo A-1	46
Gasolin/Gasoholes	21
IFO's	18
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	1
Otros ⁽⁴⁾	3
Total Exportaciones	89
TOTAL INGRESOS	846

(1) Descuentos Incluidos

(2) Incluye FEPC.

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

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

Los productos más representativos de la Compañía y que vienen aportando el mayor ingreso en los últimos doce meses a setiembre 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 52% y 30% respectivamente.

MERCADO INTERNO

El volumen de venta de combustibles en el mercado interno se ha incrementado en 10% respecto al mismo periodo del 2024, los Ingresos por Ventas Nacionales del 3T25 llegaron a US\$ 757MM, 4% más que los ingresos del mismo periodo del 2024 los cuales ascendieron a US\$ 728MM, principalmente, por los mayores volúmenes de ventas de Diesel y Gasolinas/Gasoholes, a pesar de la caída de los precios promedio de los marcadores internacionales del 3T25 vs 3T24.

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 12 MBDC en el 3T25, 14% menos respecto al mismo periodo del 2024. A pesar del menor volumen vendido respecto al 2024, los productos que se han vendido tienen un mayor valor comercial, se ha reducido la venta de Residual N° 6 casi en su totalidad, y se han concretado exportaciones de Turbo A1, IFOs, Gasolinas y Ácido Sulfúrico a países como Ecuador, Estados Unidos, Chile y Colombia. Esto ha permitido incrementar los Ingresos por Ventas al exterior en 5% respecto al mismo periodo del 2024. Durante el 3T25 los productos que más se exportaron fueron el Turbo A1, IFOs y Gasolinas. El Turbo A1 exportado es el combustible que cargan a los aviones localmente pero su destino está fuera del Perú.

CADENA DE SUMINISTRO

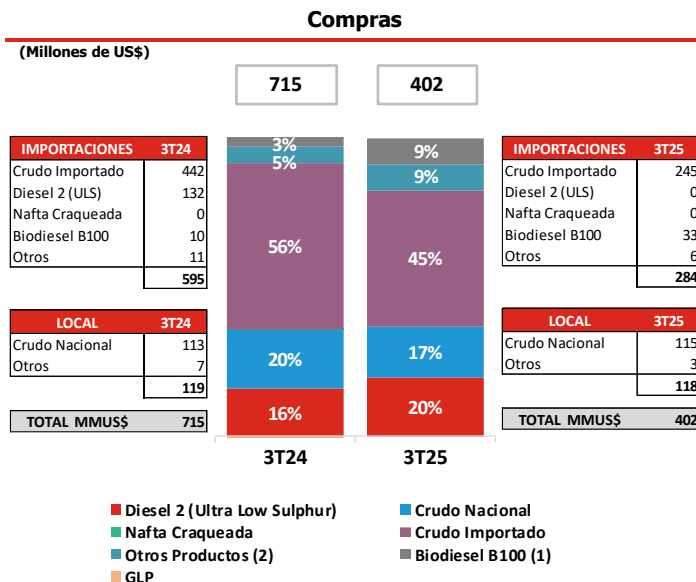
Desde el inicio del año al 3T25 se han presentado 645.9 días de cierre de puertos vs 442.6 días en el mismo periodo 2024, un incremento de 46%. El cálculo de días es la sumatoria de días por cada puerto de todos los puertos en el litoral peruano, ello no incluye los cierres de puerto por mantenimiento.

Durante el 3T25, el puerto de Talara no se vio afectado de manera significativa por oleajes anómalos; es así como, en julio los Muelles de Carga Líquida (MCL), Muelle 2 (MU2) y el Terminal Submarino Multiboyas (TSM) en promedio estuvieron cerrados 4.4 días; en agosto los MCL, MU2 y TSM en promedio estuvieron 9.4 días; finalmente, en setiembre el MCL y MU2 en promedio estuvieron cerrados 7.2 días y el TSM estuvo cerrado 1.4 días.

Resultados Trimestrales



COMPRAS



(1) Insumo para la formulación de Diesel B5

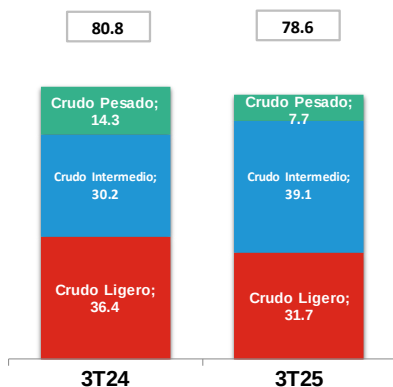
(2) Incluye HOGBS, Gasolina de Aviación, Condensado de Gas Natural, Alcohol Carburante y Turbo A1

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 3T25 representó el 33% del total de compras de crudo. Durante el 3T25 se ha comprado 56 MBDC de crudo vs los 73 MBDC comprados en el mismo periodo 2024. Es importante precisar que, a setiembre 2025, PETROPERÚ aún se encuentra a cargo de los contratos de Licencia de los Lotes del Noroeste (Lotes I, VI, Z-69 y X) cuya producción es transportada directamente a la NRT a través de un sistema instalado de tuberías.

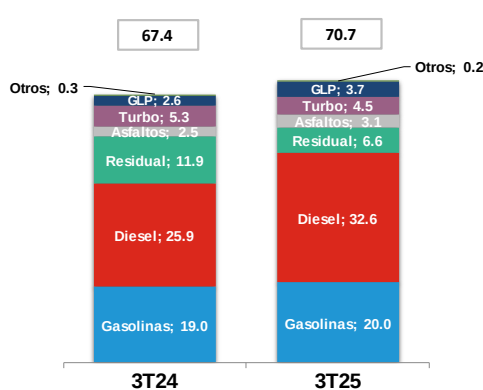
Con respecto a la compra de productos, en términos de volumen, como porcentaje de las compras totales de productos, los productos importados representaron el 66%. Durante el 3T25, se han comprado 4 MBDC de productos en comparación de los 17 MBDC en el mismo periodo 2024.

Las compras de productos terminados se han reducido dado que la operación de la NRT ha sido continua pues no ha habido eventos climatológicos que podrían haber generado restricciones operativas originadas por cierre de puertos, lo que ha permitido incrementar la producción de productos comerciales y por ende generar un mayor margen.

Carga de Crudo
(MBDC)



Producción Neta de Combustibles*
(MBDC)



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

Durante el 3T25 la carga de crudo fue menor en relación con el mismo periodo del 2024 debido a que se ha cargado un mayor porcentaje de crudos intermedios los cuales generan menores productos residuales. La producción al 3T25 ascendió a 71 MBDC, 5%

Resultados Trimestrales

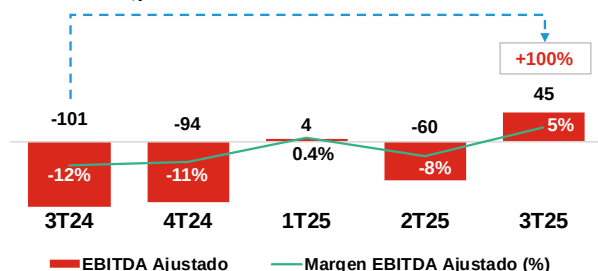


mayor al mismo periodo del año 2024. En el 3T25 se mantiene la estrategia de ir incrementando la carga de crudos livianos e intermedios debido a razones de índole comercial (precios internacionales del crudo liviano/ intermedio) pues la Unidad Flexicoking (FCK) brinda a la NRT la flexibilidad de procesar cualquier tipo de crudo y obtener una óptima producción de combustibles.

EBITDA

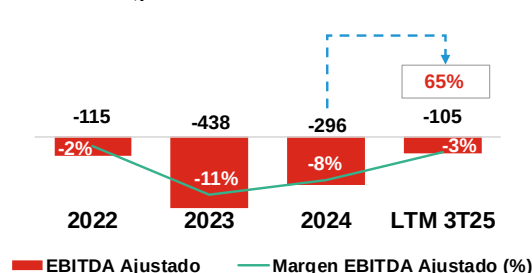
EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado Trimestral

(En Millones de US\$)



EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado Anual

(En Millones de US\$)



PETROPERÚ generó un EBITDA Ajustado de US\$ 45MM en el 3T25, en comparación con el US\$ -101MM del 3T24, situación derivada, principalmente, de la Utilidad Bruta registrada en el 3T25 respecto al 3T24 (US\$ 49MM vs US\$ -126MM), con un Margen Bruto de 6%, vs -15% en el 3T24.

Los gastos operativos por unidad de negocio son los siguientes:

OPEX: Gastos Operativos

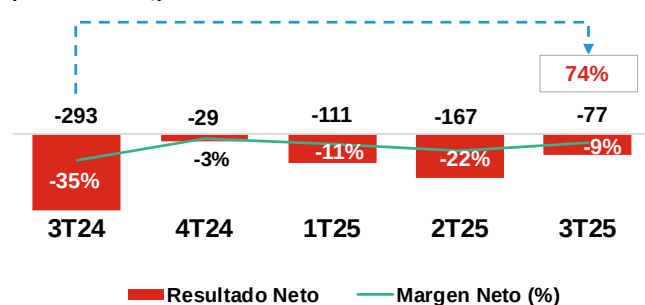
(En Miles de US\$)

Unidad de Negocio	Ejecutado a set24	Ejecutado a set25
Refinación	505,656	412,418
Exploración y Producción	162,534	166,869
Distribución & Comercialización	105,700	116,175
Transporte a través ONP	52,182	42,600
Otros	42,486	50,216
Total	868,558	788,278

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 (52% a setiembre 2025 y 58% a setiembre 2024) principalmente debido a la puesta en marcha de la NRT; en tanto Exploración y Producción representa un gasto del 21% debido a los gastos que se han incrementado respecto al año anterior debido a una mayor actividad de los lotes I, VI, Z69 y X; seguido de la unidad de Distribución y Comercialización que concentra sólo el 15% a través de las Plantas de Abastecimiento y Tanques de Almacenamiento a lo largo de todo el país, entre otros.

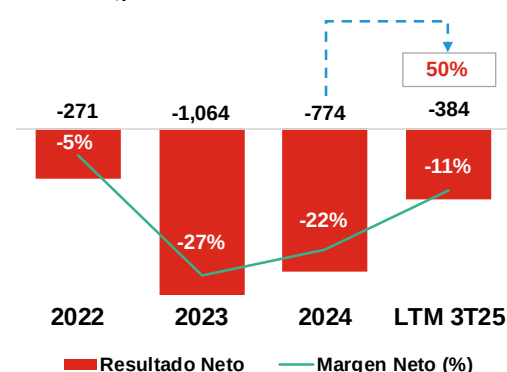
Resultado Neto y Margen Neto Trimestral

(En Millones de US\$)



Resultado Neto y Margen Neto Anual

(En Millones de US\$)



Resultados Trimestrales

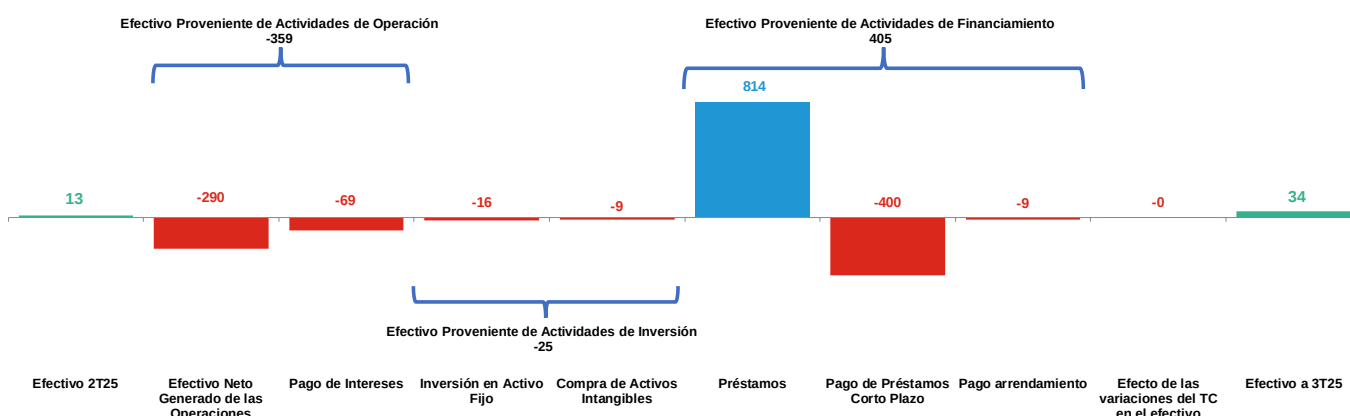


La Pérdida Neta en el 3T25 fue de US\$ -77MM menor a la pérdida registrada en el 3T24 por US\$ -293MM, ello debido, principalmente, a la Utilidad Bruta del periodo derivada principalmente de las mayores ventas y la reducción en el costo de ventas a razón principalmente de las menores compras en el periodo y menores gastos operativos que afectan directamente a la producción.

1.2.2. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Análisis de Flujo de Efectivo 3T25

(En Millones de US\$)



PETROPERÚ registró en el 3T25 un total de efectivo de US\$ 34MM, menor que los US\$ 130MM registrados en el 3T24 y mayor respecto a los US\$ 13MM al cierre del 2T25 debido principalmente a que:

En el 3T25, el efectivo proveniente de Actividades de Operación fue US\$ -359MM, dado que en ese periodo se han ejecutado las garantías del MEF para honrar la deuda con proveedores por un total de US\$ 453MM de acuerdo con la garantía estipulada en el D.U. N° 013-2024 para las operaciones de comercio exterior hasta por US\$ 1,000MM.

En el 3T25 se registró un Flujo de Efectivo de las Actividades de Inversión de US\$ -25MM menor a los US\$ -60MM del 3T24 y mayor a los US\$ -10MM del 2T25, 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\$ 405MM en el 3T25, principalmente, por dos factores: i) por los pagos realizados para liberar líneas de crédito de corto plazo revolventes; y ii) por el incremento de la deuda con el accionista debido a la ejecución de la garantía del MEF para honrar las cartas de crédito de los proveedores de crudo y productos por US\$ 453MM, el mismo que a setiembre 2025 equivale a US\$ 576MM.

1.2.3. ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

El Activo Total al 3T25 ascendió a US\$ 10,031MM, similar al del cierre de 2024 (US\$ 9,939MM). Las existencias se han incrementado respecto al cierre del 2024 debido a un menor costo promedio 0.3 US\$/BI, atenuado por un mayor volumen en alrededor de 655 MBI. Asimismo, hubo un incremento en las Otras Cuentas por Cobrar de US\$ 136MM relacionado al mayor crédito fiscal a setiembre 2025 versus el de a diciembre 2024 (US\$ 1,196MM vs US\$ 1,060MM).

Al cierre del 3T25, la Deuda Total se distribuye de la siguiente manera: 49% Bonos, 24% Capital de Trabajo, 13% Préstamos Sindicado de Largo Plazo con garantía CESCE y 14% Préstamo del accionista. Al 30.09.2025 se ha amortizado US\$ 506MM de los US\$ 1,300MM correspondiente al crédito sindicado con garantía CESCE.

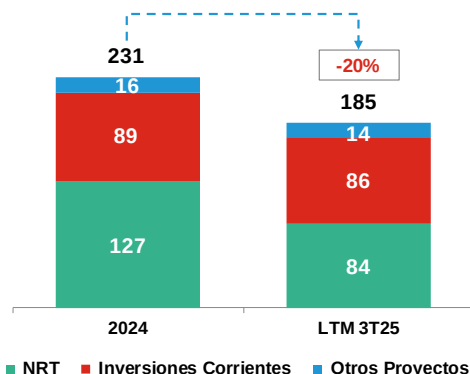
Con relación al CAPEX ejecutado en los últimos doce meses, al cierre del 3T25 se registró una ejecución de US\$ 185MM, menor en 20% a lo ejecutado en el 2024 (US\$ 231MM). La NRT representa el 46% de la ejecución en los últimos doce meses al cierre del 3T25 (US\$ 84MM) por cierres contractuales con los contratistas EPC Técnicas Reunidas y Cobra.

Resultados Trimestrales



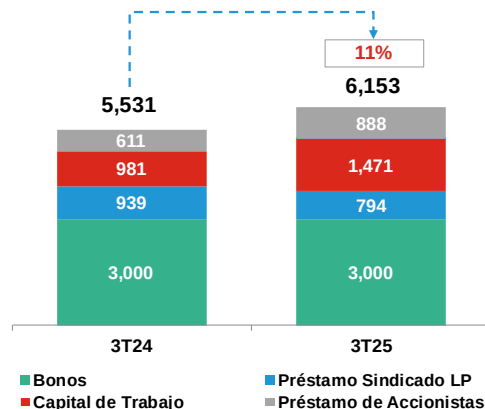
CAPEX

(En Millones de US\$)



Deuda Pendiente

(En Millones de US\$)



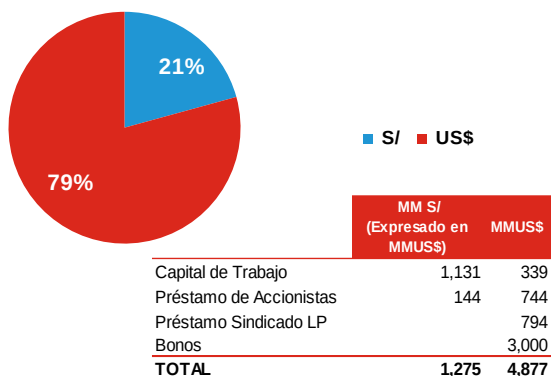
Al 3T25, la Deuda Total es de 79% dólares americanos y 21% en soles. La deuda en soles incluye parte de la deuda de corto plazo para capital de trabajo, deuda de largo plazo garantizada por el gobierno, con Banco de la Nación para capital de trabajo y el préstamo del accionista por Documentos Cancelatorios 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\$ 576MM correspondientes al honramiento de las garantías por las cartas de crédito para comercio exterior. Además, en agosto se firmó, con el Banco de la Nación, la adenda al contrato de préstamos de 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.

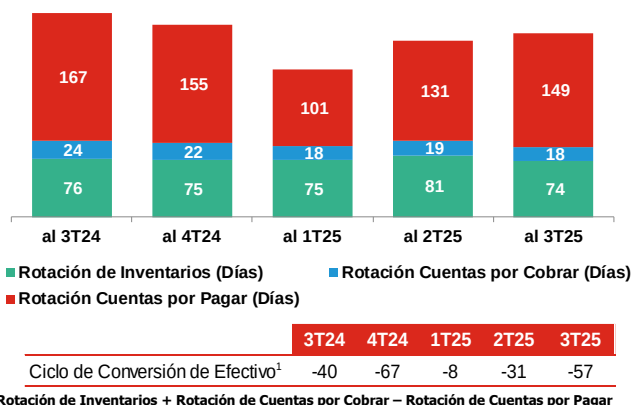
Con relación a los bonos, la Duración Modificada¹⁰ del bono a 15 años es de 2.28 años y de 8.83 años para el bono a 30 años. Es importante reiterar que el contrato de los bonos emitidos no contempla la obligación de cumplir con los compromisos más allá de la entrega de información financiera. Estos bonos no tienen garantías específicas.

Composición de la Deuda por Tipo

3T25



Ciclo de Conversión de Efectivo



El CCE al 3T25 fue -57 días. 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 3T25. Respecto a la Rotación de Cuentas por Cobrar, este se encuentra dentro del promedio de los periodos anteriores al igual que la Rotación de Inventarios que solamente se incrementó en el 2T25 a razón de los cierres de puertos por oleajes anómalos.

Finalmente, el Patrimonio Neto se redujo en 15% con respecto al cierre del 2024, dado que, a pesar de las capitalizaciones de los financiamientos otorgados en el marco de los D.U. N° 010-2022 y el D.U. N° 004-2024, el incremento se ha visto afectado por la

¹⁰ 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



pérdida acumulada al cierre del 3T25 la cual fue mayor en 19% respecto a la del cierre del 2024. Sin embargo, es importante indicar que la Pérdida Neta al 3T25 fue menor en 52% a la del mismo periodo en el 2024.

1.2.4. INDICADORES FINANCIEROS

Indicadores

	2022	2023	2024	YTD 3T25	3T24	2T25	3T25	YoY	QoQ
Pasivo / Patrimonio	2.7	5.2	3.1	3.8	2.9	3.7	3.8	30%	4%
Deuda Financiera / Activos	59%	62%	60%	64%	59%	59%	64%	5pp	5.1pp
Capital de Trabajo	-172	-3,542	-1,900	-1,347	-1,865	-2,333	-1,347	28%	42%
Ratio de Liquidez	0.9x	0.3x	0.4x	0.5x	0.4x	0.4x	0.5x	16%	32%

Nota: La Deuda Financiera incluye financiamientos de Corto Plazo por US\$ 387MM, intereses de corto y largo plazo por US\$ 58MM, corto plazo del financiamiento CESCE por US\$ 144MM (2 cuotas), Swap de flujos con Citibank por US\$ 48MM y la ejecución de las garantías del MEF para honrar la deuda con proveedores más intereses por un total de US\$ 579MM. 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\$ 1,083MM y la deuda por Documentos Cancelatorios más sus intereses por un total de US\$ 172MM.

El ratio Pasivo /Patrimonio se incrementó en 30% respecto al 3T24 debido principalmente al efecto de las pérdidas acumuladas sobre el Patrimonio de la Compañía luego de las capitalizaciones de los préstamos ocurridas el semestre pasado en el marco del D.U. N° 013-2024, tomando en consideración que el Pasivo se mantiene desde el 1T25. Sin embargo, es importante mencionar que al 3T25 la Pérdida Neta fue 52% menos que del mismo periodo 2024 (US\$ -355MM vs US\$ -745MM).

Respecto al ratio Deuda Financiera/Activos pasó de 59% en el 3T24 a 60% en el 3T25, debido al incremento de la Deuda Financiera en 6%, que considera la deuda del accionista de corto plazo por un valor de US\$ 579MM.

El Capital de Trabajo al 3T25 alcanzó los US\$ -1,347MM frente a US\$ -1,865MM al 3T24, 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.

Finalmente, al cierre del 3T25 el Ratio de Liquidez es mayor al del 3T24 en 16%, se explica principalmente por la disminución del pasivo corriente (US\$ 2,724MM vs US\$ 3,299MM) a razón del cambio del vencimiento de la deuda de corto plazo hacia el largo plazo en cumplimiento de la Ley de Endeudamiento del Sector Público para el año fiscal 2025 (Ley N° 32187).

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 3T25 es la siguiente: 1) Refinación y comercialización, que representaron el 98.5%, 2) Upstream que incluye los Lotes del noroeste en producción (I, VI, Z-69 y X) representó 0.8%, 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 3T25 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 3T25 (MBDC)	
Destilación Primaria (DP1)	73
Destilación al Vacío (DV3)	43
Flexicoking (FCK)	18
Craqueo Catalítico (FCC-RG1)	24
Hidrotratamiento de Nafta (HTN)	14
Reformación Catalítica de Nafta (RCA)	10
Tratamiento del GLP (TGL)	4
Hidrotratamiento de Diésel (HTD)	32
Hidrotratamiento de Nafta Craqueada (HTF)	8

Resultados Trimestrales



PRODUCCIÓN SERVICIOS AUXILIARES EN EL 3T25	
Calderas-GE(TM/h)	443
OR2 (m3/h)	168
DM2 (m3/h)	387
Electricidad (MW)	39

Eventos Relevantes 3T25

En agosto, PETROPERÚ completó la exportación a Ecuador de 137,500 barriles de Turbo A-1, combustible especializado para la aviación comercial, producido en la NRT, el mismo que cumple con los más altos estándares internacionales requeridos por la aviación civil, garantizando calidad, seguridad y confiabilidad en su desempeño, por medio de una rigurosa evaluación bajo la norma internacional NTP ISO/IEC 17025. Esta operación forma parte del programa de exportaciones de combustibles de PETROPERÚ, que busca posicionar a la Compañía como un proveedor regional de combustibles de alta calidad.

Asimismo, se completó con éxito la descarga de un millón de barriles de crudo oriente adquirido en Ecuador, realizada en el Terminal Portuario Bayóvar, cuyo destino final es la NRT, esta operación, permite asegurar el abastecimiento continuo del mercado nacional, optimiza el procesamiento de la NRT y reafirma el rol estratégico de PETROPERÚ clave para la seguridad energética del país.

En el mismo mes, se exportaron 209 mil barriles de combustibles de alto octanaje, entre Reformate 98 (133 mil barriles) y Gasolina 95 (76 mil barriles), procesados en la NRT y destinados a St. Croix, en las Islas Vírgenes de Estados Unidos.

Por otro lado, se realizó la primera exportación a Chile de una carga inicial de aproximadamente 19,800 toneladas métricas (TM) de ácido sulfúrico de alto valor, un producto de alta concentración y valor agregado. El ácido sulfúrico es producido por la nueva Unidad de Ácido Sulfúrico (WSA), una planta de tecnología de punta licenciada por la firma internacional Haldor Topsoe, que procesa los gases ácidos residuales de la refinería y los convierte en un producto comercial de alta pureza, con una capacidad de 560 toneladas por día. Este proceso evita que millones de toneladas de azufre contaminen el ambiente y se transformen en ácido sulfúrico, un producto de alto valor comercial para diversas industrias, consolidando un modelo de economía circular.

En setiembre, se realizó la exportación a Chile del segundo cargamento de 16,765 TM de ácido sulfúrico desde la NRT. Este despacho se enmarca en el contrato vigente con la Compañía HEXAGON TRADING AG, mediante el cual PETROPERÚ se ha comprometido a suministrar un total de 160,000 TM de ácido sulfúrico de alta concentración, proveniente de la NRT.

Asimismo, en setiembre, se exportó a Colombia 49,100 barriles de gasolina de 84 octanos desde la NRT. Esta operación consolida la presencia de la Compañía en el mercado regional y evidencia los altos estándares de calidad de sus productos.

1.3.2. REFINACIÓN

Datos Operativos

	2022	2023	2024	LTM 3T25	3T24	2T25	3T25	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	81	65	79	-3%	22%
Ratio de Utilización de Capacidad Instalada ⁽³⁾	25%	44%	62%	61%	66%	53%	64%	-2pp	11pp
Volúmenes de venta (en MBDC)	117	94	92	94	85	80	90	6%	12%

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.

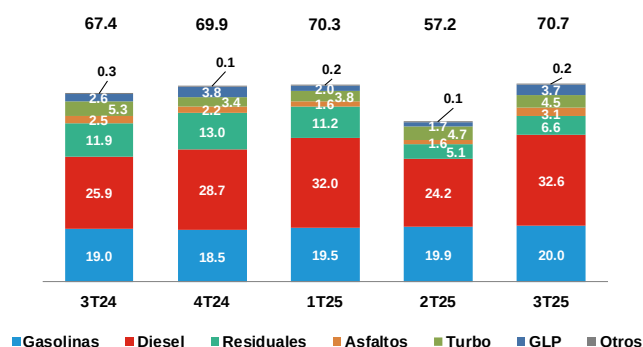
(3) Es el cociente entre la Capacidad Utilizada y la Capacidad Instalada de refinación, ambos en MBDC.

Resultados Trimestrales

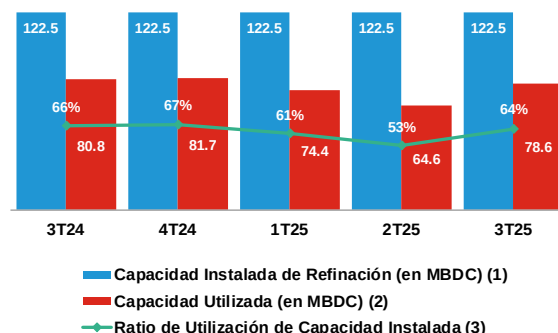


Producción Neta Trimestral de Refinados

(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 3T25 el volumen de crudo procesado en la NRT fue de 67 MBDC, mientras que la carga total procesada (incluye crudo y productos intermedios) ascendió a 89 MBDC.

1.3.3. OLEODUCTO NORPERUANO (ONP)

Los volúmenes bombeados durante el 3T25 son los siguientes:

TRAMO	VOLUMEN BOMBEADO 3T25 (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 tercer trimestre 2025 se detalla a continuación:

El Tramo I se encuentra operativo. De parada programada de bombeo desde 12.06.2024. En el 3T25 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. El 18.08.2025 se registró una contingencia en el Km 702+012. Las contingencias señaladas fueron causadas por Hecho determinante de Terceros. En ese sentido, se activó el Plan de Respuesta a Emergencias y se ejecutó la reparación definitiva al 100%.

Finalmente, el ORN se encuentra operativo, pero 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 periodo julio a setiembre 2025 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 3T25 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:

1. Acciones preventivas de patrullaje

Se realizaron patrullajes terrestres con personal propio en zonas aledañas al ONP, con el objetivo de establecer contacto directo con autoridades comunales y reforzar el entendimiento sobre la importancia de la operación continua del oleoducto. Asimismo, personal patrimonial realizó recorridos desde la Estación 7 hacia Estación 6, verificando cruces aéreos y válvulas de bloqueo del ONP. Además, se realizaron las respectivas constataciones policiales de construcciones dentro de la Zona de Reserva de Estación 7 del ONP. Adicionalmente, se recorrió y verificó el derecho de vía entre progresivas Km 469 y 471 del ONP. En agosto, personal de la PNP de San Felipe realizó patrullaje por el derecho de vía de Estación 9, donde se identificaron construcciones precarias realizadas por terceros.

Resultados Trimestrales



2. Gestiones frente a incidentes sociales y amenazas

- El 10.07.2025 se comunicó al comando de la Región Policial San Martín, Dirección Nacional de Inteligencia (DINI), Dirección General de Inteligencia del Ministerio del Interior (DIGIMIN) y Dirección de Seguridad Integral de Activos Críticos Nacionales (DIRSEINT) sobre el impedimento de los moradores de la Comunidad Nativa (CCNN) Santa Rosa para que PETROPERÚ y sus contratistas no concluyan con la desmovilización de maquinaria ubicada en el Km 323 del ONP. El mismo día se comunicó a la DGH y OSINERGMIN sobre el conflicto social presentado en la CCNN Santa Rosa por la situación indicada anteriormente.
- El 20.07.2025 se interpone denuncia en Comisaría de Maypuco por la amenaza de la comunidad campesina de San José de Saramuro contra las instalaciones de la Estación 1, también se comunica a la Región Policial Loreto, DINI, DIGIMIN, DIRSEINT sobre este hecho.
- En agosto, se llevó a cabo una reunión con pobladores del sector "La Papaya", con el propósito de sensibilizar a los pobladores sobre los límites del Derecho de Vía y Zona de Reserva del ONP.
- Del 07 al 09.08.2025 se llevó a cabo la constatación policial, por usurpación e invasión de terceros en el Derecho de Vía y Zona de Reserva del ONP, en las progresivas del Km 306 al Km 320 que comprende las CCNN Sinchi Roca y Santa Rosa en el distrito de Manseriche.
- El 13.08.2025, Personal de la PNP y Patrimonial realizó constatación policial en las progresivas de los Km 710+354 del ONP, donde se detectó una instalación clandestina, con efectivos de la Comisaría de Olmos.
- El 18.08.2025 se detectó una conexión clandestina en la tubería a la altura del Km 702+012 Tramo II del ONP. Al respecto, se efectuaron las denuncias correspondientes ante la comisaría del sector, así como la elaboración del informe preliminar y final del evento, presentado a OSINERGMIN dentro de los plazos establecidos. El 19.08.2025 se acompañó a un funcionario de OSINERGMIN en la constatación de la mencionada conexión clandestina.

3. Coordinación interinstitucional y articulación estratégica

- Se mantuvo una coordinación constante con diversas entidades del Estado, tales como la DINI, la DIGIMIN, la DIRSEINT, así como con las Regiones Policiales de San Martín, Loreto y Amazonas.
- El 29.05.2025, personal del ONP participó en una reunión convocada por la DINI en Lima, en el marco de la evaluación de medidas de seguridad en zonas de conflicto.

4. Monitoreo comunitario y enlace territorial

Se mantuvo comunicación permanente con moradores identificados en zonas cercanas al oleoducto, con el fin de recopilar información relevante para anticiparse ante los riesgos y fortalecer las medidas de seguridad del ONP.

Por otro lado, PETROPERÚ continúa realizando las gestiones ante las entidades del Estado respecto al ONP en cumplimiento del Art. 6.3 del D.U. N° 013-2024 del 13.09.2024, el cual establece "Encargar al Ministerio de Energía y Minas el análisis y determinación de acciones que correspondan adoptar con relación a la operación del Oleoducto Norperuano, a efectos de mejorar su integridad, eficiencia y competitividad. La implementación de dichas acciones se puede financiar con cargo al presupuesto institucional del Ministerio de Energía y Minas".

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 proceso de negociación directa.

Lote 192

Se procedió con la negociación directa con los postores interesados, de la cual se eligió a la Cía. Upland Oil & Gas. Desde el 31.08.2025, Upland Oil & Gas se encuentra en proceso de Calificación de PERUPETRO.

Lote I

PETROPERÚ continúa con la operación del Lote en virtud de un Contrato de Licencia, hasta que se haga efectivo el nuevo Contrato para la Explotación de Hidrocarburos con el nuevo operador. Por un lado, producción promedio de petróleo del 3T25 fue de 458 BDC. Por otro lado, la producción promedio de gas fue de 2.2 MMpc/D. El EBITDA generado en el 3T25 fue de US\$ 0.5MM.

Lote VI

PETROPERÚ continúa con la operación del Lote en virtud de un Contrato de Licencia, hasta que se haga efectivo el nuevo Contrato para la Explotación de Hidrocarburos con el nuevo operador. Por un lado, producción promedio de petróleo del 3T25 fue de 1.5 MBDC. Por otro lado, la producción promedio de gas fue de 3.5 MMpc/D. El EBITDA generado en el 3T25 fue de US\$ 4.2MM.

Resultados Trimestrales



Lote Z-69

PETROPERÚ continúa operando el Lote en virtud de un nuevo Contrato de Licencia, con vigencia de 02 años o hasta la fecha afecta de un nuevo Contrato para la Explotación de Hidrocarburos con un nuevo operador, lo que ocurra primero. Por un lado, producción promedio de petróleo del 3T25 fue de 3.4 MBDC. Por otro lado, la producción promedio de gas fue de 9.2 MMpc/D. No generó EBITDA en el trimestre.

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 PETROPERÚ es de 40%. Por un lado, producción promedio de petróleo del 3T25 fue de 3.3 MBDC. Por otro lado, la producción promedio de gas fue de 4.5 MMpc/D. El EBITDA generado en el 3T25 fue de US\$ 8.1MM.

2. GESTIÓN AMBIENTAL, SOCIAL Y BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

2.1. GESTIÓN AMBIENTAL

Se alcanzaron hitos relevantes en materia de gestión ambiental, destacando la obtención de certificaciones ambientales para proyectos en Conchán, Iquitos y el Lote I, así como la culminación de trabajos de remediación en el ONP. Estos resultados fortalecen el cumplimiento normativo y reducen la exposición a sanciones, mejorando la eficiencia operativa y la percepción institucional ante los entes fiscalizadores.

Asimismo, en el marco del D.U. N° 013-2024, se desarrolló, de manera conjunta con el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), la propuesta de cambios normativos aplicables a la respuesta ante emergencias en las actividades de hidrocarburos. La propuesta busca crear un régimen diferenciado de actuación y responsabilidades en los casos en los que una emergencia tenga origen en hechos de terceros.

Lotes Administrados

LOTE	ACTIVIDADES AMBIENTALES EJECUTADAS
Lote 192	- PETROPERÚ continúa con la atención y limpieza de las emergencias ocurridas en su gestión, comunicando oportunamente al OEFA los avances. - En relación con las emergencias del 2025, se han generado 14 eventos reportables al término del 3T25, en todos los casos se completó el control de la fuente y el aseguramiento de la zona, comunicando oportunamente los avances al OEFA. Las actividades de limpieza y remediación serán implementadas con participación de Empresas Comunales, cuyos procesos de contratación están en curso de forma programada. - Actualmente, PETROPERÚ está evaluando alternativas técnicas y operativas para reactivar actividades pendientes, priorizando la coordinación interinstitucional y la optimización de recursos para retomar el cumplimiento de obligaciones ambientales en el Lote 192.
Lote I	- PETROPERÚ ha cumplido con los compromisos ambientales de los diferentes Instrumentos de Gestión Ambiental, correspondientes a la gestión de residuos sólidos, monitoreos ambientales y monitoreos biológicos. - En atención a las Emergencias Ambientales, PETROPERÚ ha completado al 100% las Acciones de Primera Respuesta de 15 eventos, menores a un barril: Lote I (1), Lote VI (8), Lote Z-69 (5); y mayores a un barril: Lote VI (1) y; se atendieron oportunamente los requerimientos de información derivados de las Actas de Supervisión Especial y Regular dentro de los plazos establecidos por la autoridad y conforme a la normativa vigente.
Lote VI	
Lote Z-69	

Emergencias Ambientales

Durante el 3T25 se ha reportado 1 Emergencias Ambientales en el ONP:

N°	FECHA	TRAMO	PROGRESIVA	ESTADO
1	18.08.2025	Tramo II	Km 702+012	Se cumplió con la Primera Respuesta y limpieza del área afectada.

2.2. GESTIÓN SOCIAL

Durante el 3T25, el equipo de relaciones comunitarias coadyuvó a garantizar la continuidad de las operaciones de PETROPERÚ sin interrupciones significativas, pese a los múltiples escenarios de conflictividad social y complejidad territorial. Las acciones de diálogo, mediación y relacionamiento intercultural implementadas permitieron prevenir el escalamiento de conflictos y restablecer relaciones de confianza con comunidades y autoridades locales.

Resultados Trimestrales



Asimismo, se han realizado las siguientes actividades reafirmando el compromiso de PETROPERÚ con el aporte al desarrollo local de las poblaciones:

Contribución con la Salud y Bienestar de las Localidades Aledañas

El 13.07.2025 se desarrolló la Feria de Salud por la primera infancia en articulación con el Centro de Salud Brisas de Pachacamac zona de influencia de Refinería Conchán, beneficiando a más de 250 personas, entre niños y adultos, que fueron atendidos de manera gratuita en diversas especialidades médicas, además de actividades lúdicas para los más pequeños, buscando promover el desarrollo integral de los niños.

Asimismo, se realizó la entrega de 9,000 galones de agua potable por cisterna, durante un periodo de tres meses, con el fin de asegurar el acceso al agua potable para la población de Lobitos, como parte del apoyo social a la zona de influencia. Esta acción benefició a la población del distrito de Lobitos área de influencia de Lote Z-69.

Comprometidos con la Educación

Durante el mes de julio se dio el inicio a los Talleres de Desarrollo Pedagógico dirigidos a docentes de la ciudad de San Lorenzo, zona de influencia del ONP. Se ha capacitado a más de 1,000 docentes, siendo más del 50% indígenas (Chapra, Kandozi, Awajún, Wampis, Achuar, Kichwa y Shawi), logrando una amplia y diversa cobertura territorial respetando las costumbres. Esta actividad se ejecuta en articulación con la Unidad de Gestión Educativa Local Datem del Marañón.

El 25.09.2025 concluyó el proyecto de Becas desarrollado en beneficio de 402 alumnos de las comunidades aledañas a la Refinería Iquitos. A la fecha el 100% de alumnos ha sustentado y aprobado su tesis y recibirán los títulos validados por SUNEDU.

Contribución al desarrollo económico local

El proyecto productivo Cacao - IKAM KUITAMAT continúa en ejecución en beneficio de 80 familias del distrito de Nieva, zona de influencia del ONP. Se viene gestionando la posibilidad de adquirir créditos más económicos para gestionar sus negocios, acceder de manera directa a mercados formales y así obtener mejores precios. Por otro lado, se viene recopilando la documentación para la etapa de "Elegibilidad" de AGROIDEAS (fondos públicos concursables) con el objetivo de que la Asociación IKAM KUITAMAT, conformada en el marco del proyecto, sea calificada como "elegible" para luego poder postular con un plan de negocio.

Se culminó con el Programa Haz Crecer Tu Negocio II que benefició a 50 emprendedoras de Villa El Salvador, zona de influencia de Refinería Conchán. Se realizaron Talleres de capacitación en gestión financiera, logística y formulación de planes de negocio. Se contó con la formación de grupos de ahorro con acompañamiento para la gestión de sus recursos. Se realizó un concurso de propuestas de negocio para competir por capital semilla con el fin de apoyar a pequeños emprendedores buscando la impulsar la reactivación económica local.

En setiembre se realizó la clausura del programa de Capacitación Técnica Productiva que benefició a 100 mujeres de las zonas de influencia de los lotes Noroeste. Además de la entrega de los certificados se entregó capital semilla a 05 ganadoras, permitiendo con ello ampliar sus oportunidades económicas.

El proyecto de recuperación y mantenimiento de espacios de uso público contempla la recuperación de 15 espacios públicos de 02 zonas de influencia de Lotes Noroeste: (i) Distrito de Lobitos donde se tiene un avance del 80% y (ii) Distrito El Alto en donde se ha culminado la recuperación al 100%. A la fecha se ha generado 638 puestos de trabajo con mano de obra local.

2.3. SOSTENIBILIDAD Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Se gestionaron de manera oportuna diversas consultas e inquietudes respecto de las acciones de ESG formuladas por *Stakeholders* financieros. Asimismo, se organizaron dos visitas guiadas al Lote 192 con funcionarios de JP Morgan (27 al 31 de agosto 2025) y Deutsche Bank (del 13 al 15 de setiembre 2025), con el propósito de mostrar directamente el enfoque y las prácticas de relacionamiento con las comunidades y la forma como la Compañía viene gestionando la operación del Lote 192 y del ONP, así como para despejar inquietudes respecto de los principales temas controversiales.

Por otro lado, se logró la aprobación del Reporte de Sostenibilidad 2024 de la Compañía y se publicó en la Web Corporativa.

Finalmente, se culminó con el primer Diagnóstico de Debida Diligencia Derechos Humanos y el respectivo Plan de Cierre de Brechas mostrando línea de base, avances, desafíos y oportunidades en Derechos Humanos para la Compañía como parte de la gestión del negocio.

2.4. BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

En sesión universal de la Junta General de Accionistas del 18.08.2025 se acordó formalizar, a partir del 19.08.2025, la elección del Sr. Néstor Reynaldo Herrera Guerrero, como director Representante de los Trabajadores Titular, así como la del Sr. Luis Alberto

Resultados Trimestrales



Camino Quinde, como director suplente, quienes representarán a los trabajadores en el Directorio de PETROPERÚ por un periodo de 02 años.

Asimismo, en sesión de Directorio del 26.08.2025 se aprobó la versión actualizada de la Memoria Anual de PETROPERÚ correspondiente al ejercicio 2024. Cabe señalar que los Estados Financieros y la Memoria Anual, del ejercicio 2024, aún no han sido aprobados por la Junta General de Accionistas.

Por otro lado, en sesión de Directorio del 07.08.2025 se aprobó el Reporte de Sostenibilidad 2024 de PETROPERÚ.

Como parte de las acciones preventivas del Sistema de Integridad, se ha solicitado al personal la renovación del Compromiso de Adhesión al Sistema de Integridad y Compromiso del Sistema de Prevención de Delitos, periodo 2025.

Resultados Trimestrales



3. RESUMEN FINANCIERO

3.1. ESTADO DE RESULTADOS

En Millones de US\$	2022	2023	2024	LTM 3T25	3T24	2T25	3T25	YoY ⁽¹⁾	QoQ ⁽²⁾
Ventas Nacionales	4,889	3,467	3,047	3,054	728	691	757	4%	9%
Ventas al Exterior	628	477	410	363	85	47	89	5%	91%
Otros Ingresos Operacionales	64	65	71	58	18	15	14	-24%	-8%
Total Ingresos	5,581	4,009	3,527	3,476	831	753	860	4%	14%
Costo de Ventas	-5,540	-4,368	-3,813	-3,497	-957	-802	-811	-15%	1%
Costo de Ventas (% de Ingresos)	99%	109%	108%	101%	115%	107%	94%	-21pp	-12pp
Ganancia Bruta	41	-359	-286	-21	-126	-49	49	+100%	+100%
Margen Bruto (%)	1%	-9%	-8%	-1%	-15%	-7%	6%	21pp	12pp
Gastos Operativos	-270	-664	-300	-298	-54	-42	-59	9%	43%
Gastos Operativos (% de Ingresos)	5%	17%	8%	9%	7%	6%	7%	0.4pp	1pp
Resultado Operativo	-229	-1,022	-586	-319	-180	-91	-11	94%	88%
Margen Operativo (%)	-4%	-25%	-17%	-9%	-22%	-12%	-1%	20pp	11pp
Resultado Neto	-271	-1,064	-774	-384	-293	-167	-77	74%	54%
Margen Neto (%)	-5%	-27%	-22%	-11%	-35%	-22%	-9%	26pp	13pp
EBITDA Ajustado	-115	-438	-296	-105	-101	-60	45	+100%	+100%
Margen de EBITDA Ajustado (%)	-2%	-11%	-8%	-3%	-12%	-8%	5%	17pp	13pp
EBITDA Ajustado (LTM)	-115	-438	-296	-105	-417	-251	-105	75%	58%

(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.

3.2. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

En Millones de US\$	2022	2023	2024	LTM 3T25	3T24	2T25	3T25	YoY	QoQ
Saldo Inicial	240	89	41	130	58	42	13	-78%	-70%
Flujo de Caja Operativo	-1,261	240	-1,088	-555	-423	19	-359	15%	-100%
Flujo de Actividades de Inversión	-656	-455	-295	-113	-60	-10	-25	-58%	+100%
Flujo de Caja de Actividades de Financiamiento	1,774	161	1,473	573	556	-38	405	-27%	+100%
Variación Tipo de cambio	-8	6	-1	-0.3	-1	-0.3	0.0	+100%	-100%
Saldo Final	89	41	131	34	130	13	34	-74%	+100%

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

3.3. ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

En Millones de US\$	2022	2023	2024	YTD 3T25	3T24	2T25	3T25	YoY	QoQ
Activo Corriente	2,093	1,644	1,401	1,377	1,433	1,456	1,377	-4%	-5%
Activo No Corriente	7,848	8,246	8,538	8,654	8,250	8,630	8,654	5%	0.3%
Total Activos	9,942	9,890	9,939	10,031	9,683	10,086	10,031	4%	-1%
Deuda Financiera a Corto Plazo	1,002	3,021	1,800	1,216	1,808	1,824	1,216	-33%	-33%
Deuda Financiera a Largo Plazo	4,851	3,086	4,131	5,172	3,882	4,080	5,172	33%	27%
Total Deuda Financiera	5,853	6,107	5,931	6,388	5,690	5,904	6,388	12%	8%
Otros Pasivos	1,436	2,195	1,576	1,567	1,533	2,029	1,567	2%	-23%
Total Pasivo	7,289	8,302	7,507	7,955	7,223	7,933	7,955	10%	0.3%
Patrimonio	2,652	1,588	2,432	2,077	2,460	2,154	2,077	-16%	-4%
Total Pasivo + Patrimonio	9,942	9,890	9,939	10,031	9,683	10,086	10,031	4%	-1%
Pasivo Corriente	2,265	5,187	3,301	2,724	3,299	3,790	2,724	-17%	-28%

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

Total Deuda Financiera: Incluye la deuda con el accionista.