

Resultados Trimestrales



PETROPERÚ¹ Informe de Resultados Primer Trimestre 2026 - 1T26

Lima, Perú, 12 de mayo, 2026 Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (OTC: PETRPE) anunció los resultados financieros y operativos para el primer trimestre ("1T26"), período finalizado el 31 de marzo de 2026. Para un análisis financiero más completo, consulte los Estados Financieros Intermedios 1T26² 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

- La **Utilidad Bruta** alcanzó US\$ 266MM en el 1T26, representando un incremento superior al 100% interanual frente a los US\$ 0.2MM registrados en el 1T25. De igual forma, este resultado superó en más del 100% los US\$ 15MM obtenidos en el 4T25.
- El **Resultado Operativo** se situó en US\$ 230MM, revirtiendo significativamente la Pérdida Operativa de US\$ -50MM en el 1T25 y de US\$ -41MM en el 4T25, con una mejora superior al 100% en ambos comparativos.
- El **EBITDA Ajustado**³ ascendió a US\$ 273MM en el 1T26, comparado con US\$ 4MM en el 1T25. Asimismo, registró un incremento sustancial frente a los US\$ 24MM reportados en el 4T25.
- La **Utilidad Neta** alcanzó US\$ 133MM en el 1T26, registrando un resultado positivo tras cuatro años. Este desempeño contrasta con la Pérdida Neta de US\$ -111MM en el 1T25 y de US\$ -90MM en el 4T25.
- La carga de crudo de la **NRT**⁴ alcanzó 56.4 MBDC⁵ en el 1T26, mientras que la producción neta de combustibles fue de 33.9 MBDC.
- El **volumen total de ventas** fue de 71 MBDC en el 1T26, lo que representa una disminución de -36% interanual frente a los 110 MBDC del 1T25, y de 18% respecto a los 87 MBDC del 4T25.
- El **Total Ingresos** disminuyó en -21% interanual (equivalente a US\$ -210MM) respecto al 1T25, y en 9% (US\$ -76MM) en comparación con el 4T25.
- El saldo final de **Caja** cerró en US\$ 22MM al final del 1T26, frente a US\$ 42MM al cierre del 1T25 y US\$ 26MM al cierre del 4T25.
- El **Ciclo de Conversión de Efectivo (CCE)** se ubicó en -36 días al 1T26, frente a -8 días en el 1T25. El CCE se mantiene en terreno negativo, reflejando que la operación continúa financiándose principalmente mediante la gestión de cuentas por pagar a proveedores.
- En relación con el **Oleoducto Norperuano (ONP)**, este se mantuvo operativo aunque sin actividad de transporte durante el 1T26. El 30.03.2026, se registró una contingencia en el Km 393+674, atribuida a un hecho determinante de terceros.
- En el segmento de **Exploración y Producción (E&P)**:
 - Respecto al Lote 64, la compañía remitió información a ProInversión⁶ y se encuentra a la espera de la definición sobre el mecanismo de selección de socio, ya sea mediante negociación directa u otra modalidad.
 - En el Lote 192, se viene desarrollando un proceso de negociación directa con un potencial socio, estimándose la recepción de una oferta hacia finales de abril de 2026.
 - En el 1T26, la producción promedio del Lote Z-69 fue de 3.0 MBDC de petróleo y 8.1 MMpc/D⁷ de gas natural asociado.
 - En el Lote X, la producción promedio alcanzó 2.9 MBDC de petróleo y 4.6 MMpc/D de gas natural asociado.
 - En conjunto, los activos de E&P generaron un EBITDA de US\$ 18.2MM en el 1T26.

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

² Estados Financieros por el periodo del Primer Trimestre 2026 terminado el 31.03.2026. 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 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.

⁴ 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.

⁵ MBDC: Miles de Barriles por Día Calendario

⁶ 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.

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

Resultados Trimestrales



1. ANÁLISIS

1.1. ENTORNO MACROECONÓMICO

En su reporte de marzo 2026 "Testing Resilience", la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) proyectó que el crecimiento global para el 2026 sería de 2.9%, afectado por el shock energético y la elevada incertidumbre geopolítica asociada al conflicto en Medio Oriente. Mientras que para el 2027, esperan una ligera recuperación para ubicarse en 3.0%, bajo el supuesto de una normalización gradual de los precios de la energía. En el corto plazo, el encarecimiento de petróleo, gas y fertilizantes presiona la inflación y limita el crecimiento, pero estos efectos se ven parcialmente compensados por la fortaleza de la inversión en tecnología e inteligencia artificial, la reducción de fricciones comerciales tras la caída de aranceles estadounidenses y políticas macroeconómicas aún de apoyo. Hacia 2027, la moderación inflacionaria esperada y mejores condiciones financieras permitirían una mejora gradual de la actividad, configurando un escenario de resiliencia con riesgos a la baja, pero con fundamentos estructurales que sostienen la recuperación.

Por su parte, el Fondo Monetario Internacional (FMI) en su publicación de abril 2026 "La economía mundial bajo la sombra de la guerra", proyectó que la economía mundial crecería 3.1% en 2026 y 3.2% en 2027, en un escenario base que asume que el conflicto en Medio Oriente se mantiene acotado en duración e intensidad. La revisión a la baja frente a estimaciones previas responde principalmente al shock energético asociado a la guerra, el cual ha elevado los precios de petróleo y gas, presionando la inflación global y restringiendo el crecimiento en el corto plazo. No obstante, la economía global muestra resiliencia estructural, apoyada en la adaptación del sector privado, una menor fricción comercial y un ciclo sostenido de inversión en tecnología e inteligencia artificial, lo que permitiría una leve aceleración del crecimiento en 2027 conforme se moderen las presiones inflacionarias. Para el sector hidrocarburos, este entorno combina precios energéticos más favorables en el corto plazo con un aumento de la volatilidad y riesgos macroeconómicos, donde la evolución del conflicto será determinante para las perspectivas de demanda y estabilidad financiera global.

Para el caso peruano, en la edición de marzo 2026 del Reporte de Inflación, el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) proyecta que la economía peruana crecerá 3.2% tanto en 2026 como en 2027, con revisiones al alza frente a estimaciones previas, situando la actividad económica cerca de su nivel potencial. Este desempeño se sustenta en el dinamismo de la demanda interna, encabezada por el consumo y la inversión privada, así como en una expansión sostenida de los sectores no primarios, particularmente construcción, comercio y servicios.

Los términos de intercambio históricamente elevados, impulsados por altos precios de metales y energía, refuerzan el ingreso nacional y la posición externa del país, aunque se espera una moderación gradual hacia 2027. En el sector hidrocarburos, 2026 será un año de ajuste operativo, reflejando menores niveles de producción, mientras que 2027 presenta un escenario de recuperación significativa, apoyada en la normalización de operaciones y mayores volúmenes de gas natural y líquidos.

En conjunto, el Perú mantiene un sólido marco macroeconómico, con inflación controlada, consolidación fiscal y amplias reservas internacionales, configurando un entorno favorable para la inversión de mediano plazo, con especial énfasis en el sector energético.

En materia de precios, el FMI proyecta que la inflación mundial aumentará a 4.4% en 2026 como resultado directo del shock energético generado por la guerra en Medio Oriente, antes de moderarse a 3.7% en 2027, conforme se normalicen parcialmente los mercados y se endurezcan las condiciones financieras. Este escenario refleja una inflación más persistente y volátil, impulsada por precios elevados de petróleo y gas, y mayores presiones fiscales y geopolíticas.

Para el sector hidrocarburos, el entorno combina precios favorables en el corto plazo con riesgos crecientes para la estabilidad macroeconómica global y la demanda de energía en el mediano plazo, haciendo crítica la gestión de capital, disciplina financiera y monitoreo del entorno regulatorio y monetario internacional.

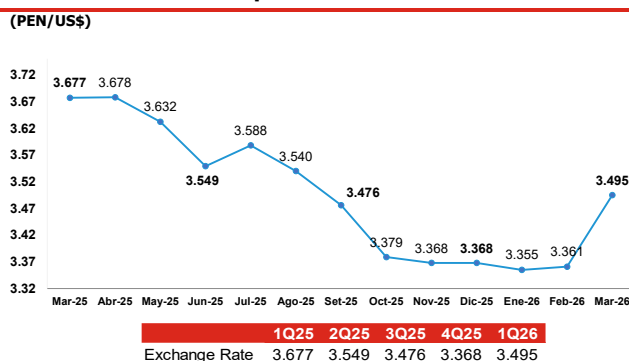
Asimismo, el BCRP proyecta que la inflación en Perú se ubicaría en 2.4% en 2026 y 2.0% en 2027, dentro del rango meta, pese a presiones transitorias derivadas de mayores precios de alimentos y combustibles, ajustes tarifarios y choques climáticos. El repunte de 2026 responde principalmente a factores de oferta de carácter temporal, incluyendo el alza de precios internacionales de la energía y restricciones puntuales en el suministro de gas, mientras que la moderación prevista para 2027 se sustenta en expectativas de inflación bien ancladas y una política monetaria prudente. Este escenario refuerza un marco macroeconómico estable y predecible, favorable para la inversión en un contexto internacional volátil.

Respecto al tipo de cambio, durante 1T26, el tipo de cambio sol/dólar registró una depreciación de aproximadamente 3.8%, pasando de S/ 3.368 al cierre de diciembre 2025 a 3.495 al cierre de marzo 2026, reflejando un entorno internacional más volátil, tras una apreciación inicial asociada a elevados precios de exportación y fuertes flujos de capital hacia mercados emergentes, seguida de una corrección en marzo por la mayor aversión global al riesgo y el fortalecimiento del dólar. Esta volatilidad respondió principalmente a factores externos, como el conflicto en Medio Oriente y las expectativas de una política monetaria más restrictiva en Estados Unidos. No obstante, el sol mantuvo un desempeño relativo favorable frente a sus pares regionales, respaldado por sólidos fundamentos macroeconómicos, elevados términos de intercambio y la acción del BCRP para atenuar movimientos abruptos, configurando un entorno cambiario más estable en el mediano plazo.

Resultados Trimestrales

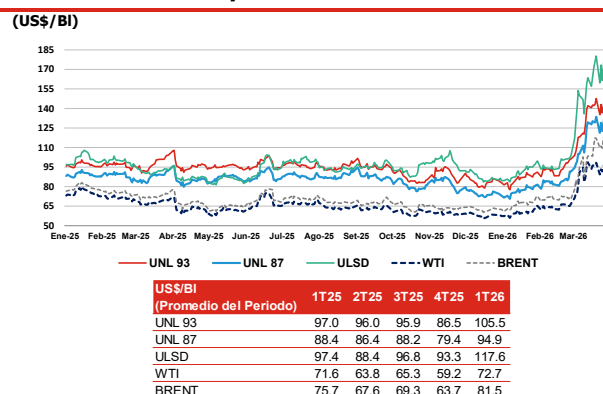


Tipo de Cambio



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 relación con los precios del petróleo, durante el 1T26 los marcadores Brent y WTI promediaron US\$ 81.5/bbl y US\$ 72.7/bbl, respectivamente, lo que representa incrementos de 28% y 23% frente al 4T25. Según el Reporte de Inflación del BCRP de marzo de 2026, la reciente alza en el precio del WTI se explica principalmente por choques de oferta vinculados al escalamiento de tensiones geopolíticas en el Medio Oriente, las cuales han incrementado la prima de riesgo ante eventuales disrupciones en el suministro global de crudo.

Por el lado de la demanda, el crecimiento económico global se mantiene en niveles moderados, sin evidenciar presiones adicionales significativas sobre los precios, en un contexto marcado por la desaceleración estructural del consumo de petróleo en economías desarrolladas y en China, así como por el avance de la transición energética. Hacia adelante, el escenario base del BCRP asume un carácter transitorio del impacto del conflicto geopolítico, por lo que se prevé una moderación gradual en los precios del crudo, conforme se normalicen los niveles de producción y se incremente la oferta proveniente de países no pertenecientes a la OPEP+.

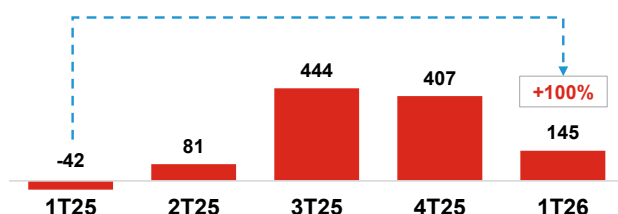
En el caso de PETROPERÚ, actualmente el único producto sujeto al Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo es el Petróleo Industrial 6 destinado a generación eléctrica, luego de la exclusión del Diesel B5 vehicular a partir del 27.05.2025.

1.2. RESULTADOS FINANCIEROS

1.2.1. ESTADO DE RESULTADOS

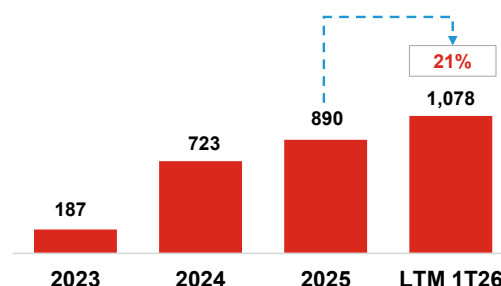
Ventas Netas Trimestrales⁸

(En Millones de US\$)



Ventas Netas Anuales

(En Millones de US\$)



El Total Ingresos alcanzó US\$ 770MM en el 1T26, lo que representa una reducción interanual de -21% frente al 1T25 (US\$ 980MM), explicada principalmente por el menor volumen de ventas, que disminuyó de 110 MBDC a 71 MBDC. En línea con esta dinámica, el volumen de compras de crudo y productos se redujo en -38% respecto al mismo periodo de 2025 (82 MBDC vs. 132 MBDC), reflejando una menor actividad operativa.

⁸ Ventas Netas: Ventas Total – Compras Totales

Resultados Trimestrales



En el mercado local, los volúmenes de ventas registraron una contracción de -21% interanual, mientras que las exportaciones disminuyeron significativamente en -79% respecto al 1T25. A pesar del menor volumen comercializado, las Ventas Netas del periodo ascendieron a US\$ 145MM, sustentadas en un margen promedio de 36.3 US\$/BI entre precios de venta y de compra. No obstante, este efecto positivo fue parcialmente compensado por la menor escala de operaciones frente al mismo periodo del año anterior.

El Margen Bruto mostró una mejora significativa, pasando de 0.02% en el 1T25 a 34% en el 1T26. Esta expansión responde a que la reducción en el Costo de Ventas fue más que proporcional a la caída en los ingresos. En particular, la menor demanda de compras de crudo y productos, junto con iniciativas de eficiencia en gastos operativos y un entorno de precios internacionales al alza, favorecieron la valorización y realización de inventarios de productos terminados. Como resultado, el Costo de Ventas se redujo a US\$ 504MM desde US\$ 980MM en el 1T25, superando en términos relativos la contracción observada en el Total de Ingresos.

En consecuencia, la mejora en la estructura de costos permitió compensar la caída en ingresos, revertir el margen prácticamente nulo del año previo y generar una Utilidad Bruta de US\$ 266MM en el periodo.

Análisis del Portafolio de Productos:

VENTAS (En Millones de US\$)				
VENTAS	1T25	1T26	YoY	Participación sobre Ventas
VENTAS LOCALES				
GLP ⁽¹⁾	15	11	-27%	1%
Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	244	224	-8%	30%
Turbo A-1	9	10	14%	1%
Diesel B5 ^{(1) (2)}	473	404	-15%	54%
Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	18	16	-14%	2%
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾	-	5	N.A.	1%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾	11	12	8%	2%
Otros ^{(1) (3)}	12	23	94%	3%
Total Ventas Locales	781	703	-10%	93%
EXPORTACIONES				
Turbo A-1	29	20	N.A.	3%
Gasolinas	-	-	N.A.	-
ULSD	-	11	N.A.	1%
IFO's	-	-	N.A.	-
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	28	1	-98%	0.1%
Otros ⁽⁴⁾	128	19	-85%	3%
Total Ventas Exterior	185	51	-73%	7%
Total Ventas Locales y Exportaciones	966	754	-22%	
Otros Ingresos Operativos ⁽⁵⁾	14	16	17%	
TOTAL INGRESOS	980	770	-21%	

⁽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.

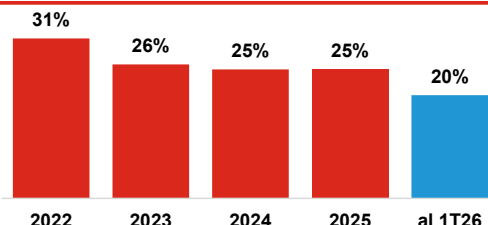
Durante el 1T26, PETROPERÚ registró Ingresos por Ventas Totales de US\$ 754MM, lo que representa una disminución interanual de -22% frente al 1T25 (US\$ 966MM). Del total, aproximadamente el 93% se concentró en el mercado local, reflejando el enfoque predominante de la compañía en la demanda interna.

Cabe destacar que, si bien el volumen de ventas locales se contrajo en -21% respecto al mismo periodo del año anterior, la reducción en términos monetarios fue de -10%, evidenciando un efecto compensatorio derivado del entorno de precios al alza en los combustibles, impulsado principalmente por la coyuntura internacional. Este comportamiento permitió atenuar parcialmente el impacto negativo asociado a la menor escala de ventas.

Resultados Trimestrales



Evolución de la Participación de PETROPERÚ



La información de marzo 2026 ha sido estimada por la Gerencia Corp. Planeamiento.

Al 1T26, la participación de PETROPERÚ en el mercado interno de combustibles líquidos se ubicó en 20%, lo que representa una disminución de -5 puntos porcentuales (p.p.) respecto a 2024, en línea con el menor volumen de ventas registrado en el trimestre frente al mismo periodo de 2025 (65 vs. 82 MBDC).

El Diesel y las Gasolinas/Gasoholes continúan siendo los principales productos comercializados por la compañía, con participaciones de mercado de aproximadamente 23% y 33%, respectivamente, durante el 1T26.

Con el objetivo de fortalecer su posicionamiento en el mercado local, PETROPERÚ viene implementando las siguientes iniciativas:

- Incrementar los niveles de ventas y participación de mercado mediante condiciones comerciales competitivas, en línea con el aumento sostenido de la producción de la Refinería Talara y las importaciones realizadas, resguardando la generación de márgenes para la Compañía.
- Garantizar la continuidad en el suministro a clientes a nivel nacional, priorizando la confiabilidad operativa y logística.
- Continuar con el plan de fortalecimiento del valor de marca y la renovación de la identidad visual de la RED PETROPERÚ, en línea con el presupuesto aprobado para el presente ejercicio.
- Consolidar la presencia a nivel nacional a través de la RED PETROPERÚ, que al cierre de marzo de 2026 contaba con 724 estaciones de servicio, de las cuales 464 ya operan bajo la nueva identidad visual, con cobertura a nivel nacional.

Ingresos por Producto

(En Millones de US\$)

	LTM 1T26	% Participación del Total Ingresos
INGRESOS LOCALES		
GLP ⁽¹⁾	51	4 Productos 91%
Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	905	Diesel B5 ^{(1) (2)} 54%
Turbo A-1	39	Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾ 30%
Diesel B5 ^{(1) (2)}	1,685	Turbo A-1 5%
Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	80	Petróleos Industriales ^{(1) (2)} 3%
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾	16	2 Productos 84%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾	82	Diesel B5 ^{(1) (2)} 54%
Otros ^{(1) (3)}	53	Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾ 30%
Total Ingresos Locales	2,911	Ingresos Locales 92%
EXPORTACIONES		
Turbo A-1	123	Exportaciones 8%
Nafta Virgen	10	
Gasolinas	42	
ULSD	17	
IFO's	28	
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	4	
Diesel 2	0.3	
Otros ⁽⁴⁾	32	
Total Exportaciones	257	
TOTAL INGRESOS	3,168	

⁽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.

Resultados Trimestrales



Los productos de mayor relevancia en el portafolio de la Compañía, y que han concentrado la mayor contribución a los ingresos durante los últimos doce meses, son el Diesel B5 (incluyendo Diesel B5 S-50) y las Gasolinas/Gasoholes. Estos productos representaron aproximadamente el 54% y 30% de los ingresos por ventas totales, respectivamente, evidenciando su rol clave en la generación de ingresos y en la estrategia comercial de PETROPERÚ.

MERCADO INTERNO

Durante el 1T26, el volumen de ventas de combustibles en el mercado interno registró una contracción de -21% respecto al mismo periodo de 2025. En línea con ello, los Ingresos por Ventas Nacionales ascendieron a US\$ 754MM, lo que representa una disminución interanual de -22% frente a los US\$ 966MM registrados en el 1T25.

Esta evolución responde principalmente a una menor disponibilidad de productos terminados en la NRT, como consecuencia de restricciones de liquidez que afectaron el abastecimiento oportuno de crudo para el procesamiento, así como a paradas programadas de determinadas unidades por mantenimiento.

Las ventas en el mercado interno se canalizan a través del Canal Directo, que atiende a los segmentos Retail e Industrial, y del Canal Mayorista, siendo el primero el de mayor contribución en términos de volumen y valor.

MERCADO EXTERNO

En el mercado externo, el volumen de exportaciones alcanzó 6 MBDC en el 1T26, lo que representa una reducción de -79% respecto al mismo periodo de 2025.

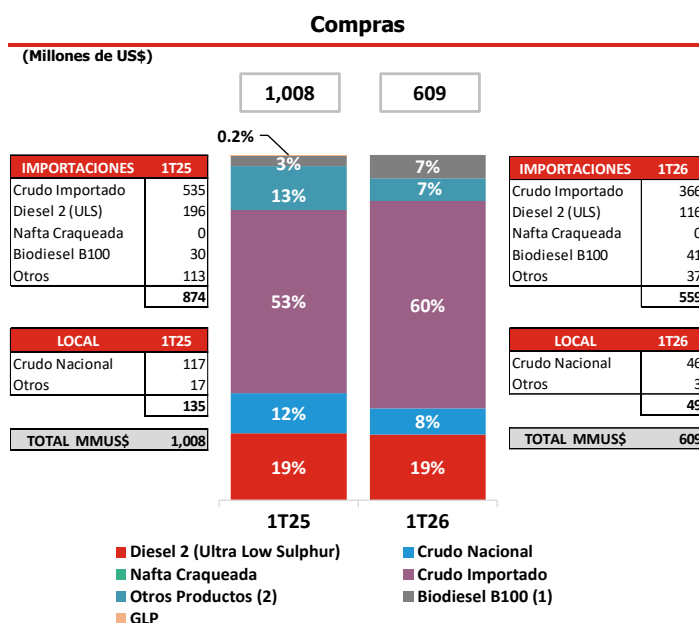
Durante el 1T26, las principales operaciones de exportación incluyeron Aceite Clarificado con destino a Panamá, Nafta Liviana y Nafta Pesada Hidrotratada con destino a China, así como Turbo A1 exportado a Ecuador.

CADENA DE SUMINISTRO

En el 1T26, se registraron 152 días acumulados de cierre de puertos en el litoral peruano, frente a 119 días en el mismo periodo de 2025, lo que representa un incremento de 28%. Este indicador considera la sumatoria de días de cierre por cada puerto, incluyendo aquellos asociados a trabajos de mantenimiento.

En particular, el puerto de Talara no experimentó afectaciones significativas por oleajes anómalos durante el trimestre. En enero, los Muelles de Carga Líquida (MCL) y el Terminal Submarino Multiboyas (TSM) registraron un promedio de 0.5 días de cierre; en febrero, el promedio ascendió a 10.6 días; mientras que, en marzo, los cierres promediaron 9.1 días.

COMPRAS



⁽¹⁾ Insumo para la formulación de Diesel B5

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

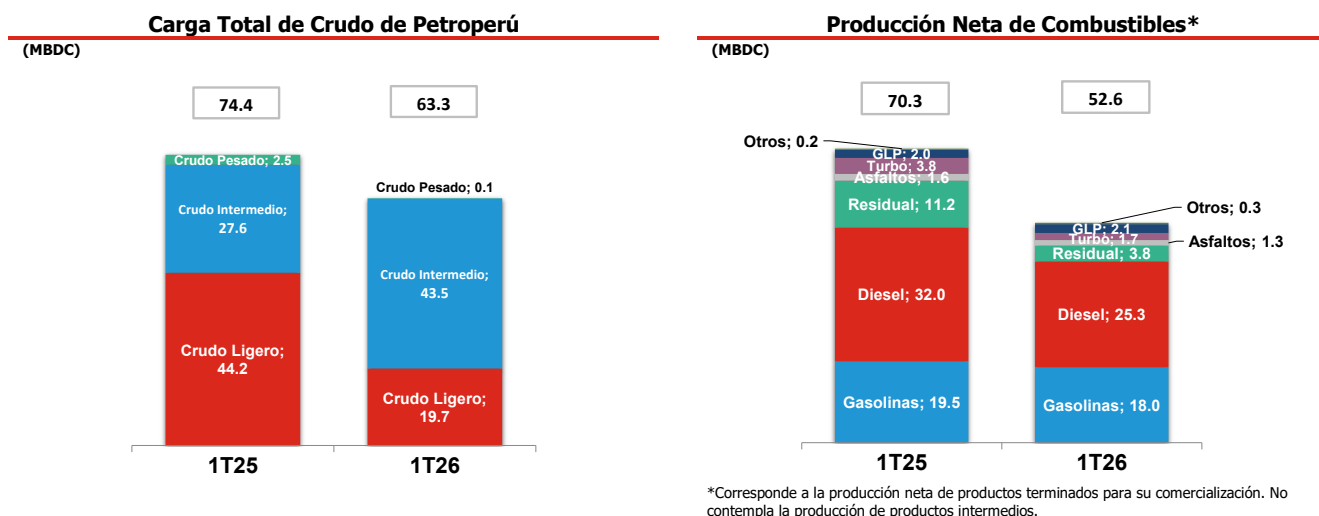
Resultados Trimestrales



El crudo procesado por la Compañía proviene tanto del mercado local como del internacional. El abastecimiento local se origina principalmente en la región noroeste del país, destacando Talara, y se adquiere bajo esquemas basados en canastas de precios promedio de petróleo. En términos de volumen, el crudo de origen nacional, incluyendo el correspondiente al Noroeste, representó el 11% del total de compras de crudo durante el 1T26.

Durante el primer trimestre de 2026, las compras de crudo totalizaron 61 MBDC, en comparación con 93 MBDC en el mismo periodo de 2025. Al cierre de marzo de 2026, PETROPERÚ mantiene la operación de los contratos de licencia de los Lotes Z-69 y X, cuya producción es transportada directamente a la NRT mediante un sistema de oleoductos dedicado.

En relación con la adquisición de productos refinados, los volúmenes importados representaron el 95% del total de compras durante el 1T26. En dicho periodo, la Compañía adquirió 21 MBDC de productos, frente a 39 MBDC registrados en el primer trimestre de 2025.

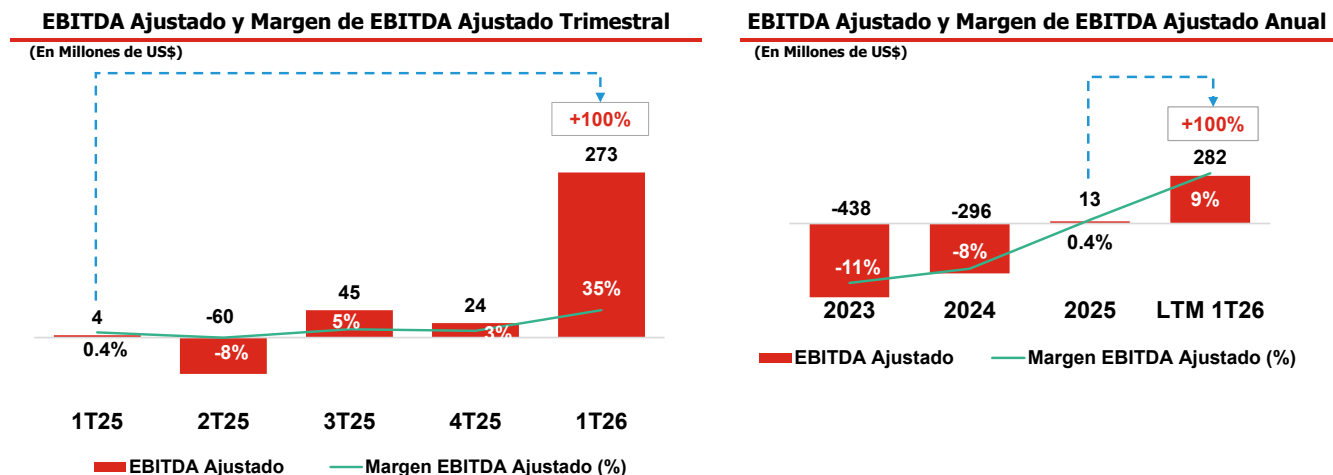


Durante el 1T26, la Carga Total de Crudo de Petroperú disminuyó en -15% en comparación con el 1T25. En términos de composición, se observó un incremento en la participación de crudos intermedios respecto al mismo periodo de 2025, en contraste con una menor carga de crudos livianos y pesados. Esta optimización en la dieta de crudos contribuye a una menor generación de productos residuales.

La carga de crudo solo en la NRT alcanzó 56.4 MBDC en el 1T26, frente a 63.6 MBDC en el 1T25. En línea con lo anterior, la producción neta de combustibles de la NRT ascendió a 33.9 MBDC en el 1T26, lo que representa una reducción de -28% interanual.

La menor carga procesada y, consecuentemente, la reducción en la producción, se explican principalmente por las restricciones de liquidez de la Compañía, las cuales han limitado la capacidad de adquirir mayores volúmenes de crudo.

EBITDA



Resultados Trimestrales



PETROPERÚ registró un EBITDA Ajustado de US\$ 273MM en el 1T26, en comparación con US\$ 4MM en el 1T25. Este desempeño se explica principalmente por la significativa mejora en la Utilidad Bruta, que ascendió a US\$ 266MM en el 1T26, frente a US\$ 0.2MM en el mismo periodo del año anterior. En consecuencia, el Margen Bruto alcanzó 34% en el 1T26, comparado con -0.02% en el 1T25.

Tal como se ha mencionado previamente, esta mejora en la rentabilidad responde a la combinación de menores volúmenes de compra de crudo y productos, eficiencias en gastos operativos, y un entorno favorable de precios internacionales de crudo y derivados, lo que permitió una valorización positiva de inventarios de productos terminados.

Los gastos operativos por unidad de negocio son los siguientes:

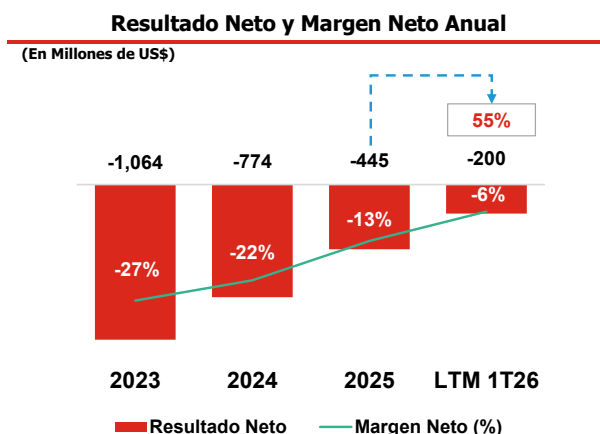
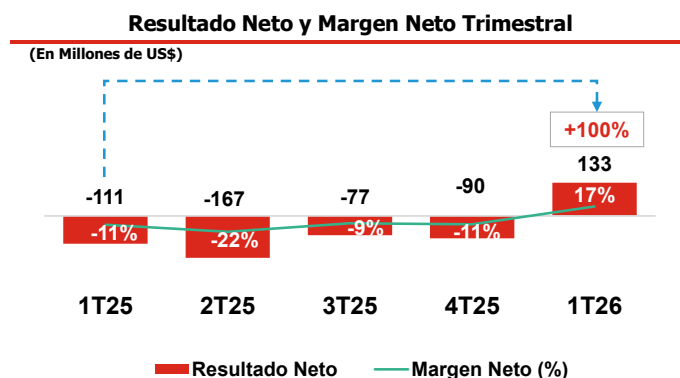
OPEX: Gastos Operativos		
(En Miles de US\$)		
Unidad de Negocio	Ejecutado a mar25	Ejecutado a mar26
Refinación	154,699	115,816
Exploración y Producción	35,259	34,768
Distribución & Comercialización	13,574	17,680
Transporte a través ONP	55,003	11,955
Otros	17,414	764
Total	275,948	180,982

La información presentada en la tabla anterior no incluye la participación de los trabajadores. Asimismo, el rubro "Otros" agrupa principalmente los gastos de Oficina Principal y de las Unidades Alquiladas.

La unidad de Refinación continúa siendo el principal componente de los gastos operativos de la Compañía, representando el 64% del total en el 1T26 (56% en el 1T25), explicado principalmente por la operación de la NRT. No obstante, en términos absolutos, los gastos operativos de esta unidad se han reducido respecto al mismo periodo del año anterior, en línea con el menor nivel de actividad registrado durante el trimestre.

Por su parte, el segmento de Exploración y Producción representó el 19% de los gastos operativos en el 1T26. La disminución interanual en este rubro responde principalmente a la ausencia de actividad en los Lotes I y VI durante el periodo.

Finalmente, la unidad de Distribución y Comercialización concentró el 10% de los gastos operativos, asociados principalmente a la operación de Plantas de Abastecimiento y Tanques de Almacenamiento a nivel nacional, entre otros activos logísticos.



La Utilidad Neta alcanzó US\$ 133MM en el 1T26, en comparación con una Pérdida Neta de US\$ -111MM en el 1T25. Este resultado refleja principalmente el impacto favorable del entorno de precios internacionales de crudo y derivados, así como la optimización en los niveles de compras y la reducción de gastos operativos, lo que permitió generar una sólida Utilidad Bruta pese a menores volúmenes de ventas en relación con el mismo periodo de 2025.

Adicionalmente, los gastos administrativos registraron una reducción interanual significativa como resultado de la implementación de medidas de austeridad, particularmente en la contratación de servicios de terceros, disminuyendo de US\$ 16.8MM en el 1T25 a US\$ 8.4MM en el 1T26.

Resultados Trimestrales

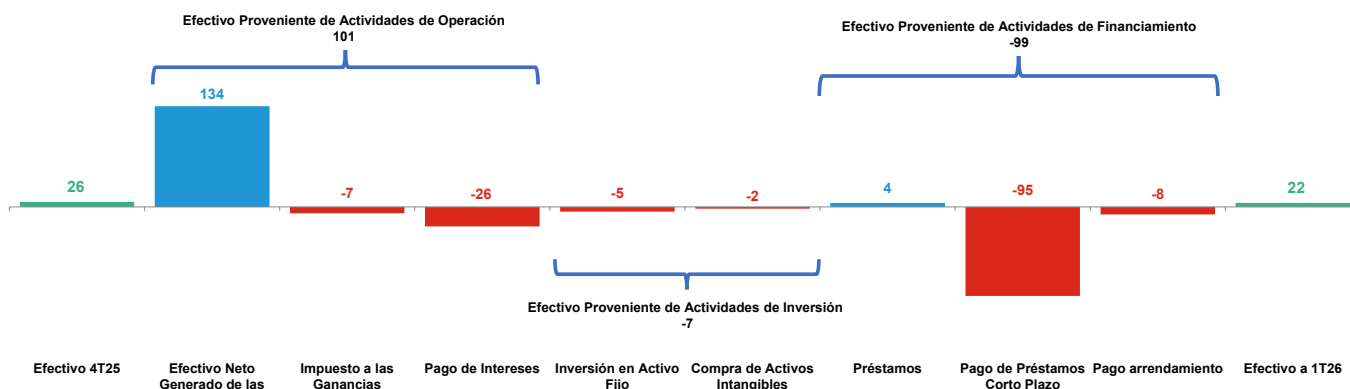


Por otro lado, el rubro de Otros Ingresos mostró un incremento, impulsado principalmente por la recuperación de indemnizaciones de seguros, que ascendieron a US\$ 5MM durante el periodo. Asimismo, la Diferencia en Cambio generó un impacto positivo de US\$ 2.6MM en comparación con el 1T25.

1.2.2. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Análisis de Flujo de Efectivo 1T26

(En Millones de US\$)



PETROPERÚ registró un saldo de efectivo de US\$ 22MM al cierre del 1T26, por debajo de los US\$ 42MM del 1T25 y de los US\$ 26MM reportados al cierre del 4T25. Esta variación responde principalmente a la dinámica de los flujos de efectivo durante el periodo.

En el 1T26, el flujo de efectivo proveniente de actividades de operación ascendió a US\$ 101MM. Durante el periodo, las cuentas por cobrar comerciales registraron una reducción de -6%, mientras que, en el contexto de continuas negociaciones de pago con proveedores de crudo y productos, las cuentas por pagar comerciales se incrementaron en 7%. En conjunto, estas variaciones en el capital de trabajo explican aproximadamente el 70% del efectivo neto generado por las operaciones.

Por su parte, el Flujo de Efectivo de Actividades de Inversión fue de US\$ -7MM en el 1T26, mostrando una menor salida de caja en comparación con los US\$ -35MM del 1T25 y los US\$ -40MM del 4T25. Este flujo corresponde principalmente a inversiones corrientes asociadas a proyectos en curso, así como a gastos en intangibles vinculados al mantenimiento de sistemas tecnológicos y actualización de licencias, entre otros.

Finalmente, el Flujo de Efectivo de Actividades de Financiamiento registró una salida de US\$ -99MM en el 1T26, en comparación con US\$ -91MM en el 1T25 y US\$ -18MM en el 4T25. Esta variación se explica principalmente por el pago de obligaciones financieras con instituciones bancarias por un total aproximado de US\$ -95MM durante el periodo.

1.2.3. ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

El Activo Total ascendió a US\$ 9,992MM al cierre del 1T26, lo que representa un incremento de 2% respecto al cierre de 2025 (US\$ 9,841MM). La variación se explica, principalmente, por cambios en los componentes del capital de trabajo y otros activos.

Las Cuentas por Cobrar Comerciales registraron una reducción de -15%, debido principalmente a mayores cobranzas a distribuidores mayoristas. Por su parte, los inventarios se incrementaron en 56% respecto al cierre de 2025, reflejando principalmente el efecto del alza en los precios del crudo y marcadores internacionales durante el 1T26, en un contexto de volatilidad en los mercados globales.

Asimismo, las Otras Cuentas por Cobrar de largo plazo disminuyeron en US\$ 113MM en comparación con diciembre de 2025 (US\$ 1,129MM vs. US\$ 1,241MM), variación explicada principalmente por la reducción de saldos asociados al IGV por operaciones.

Al cierre del 1T26, la Deuda Total presenta la siguiente composición: 49% correspondiente a Bonos, 20% a financiamiento de Capital de Trabajo, 12% a préstamos sindicados de largo plazo con garantía CESCE y 20% a Financiamiento del Accionista. Al 31.03.2026, la Compañía ha amortizado US\$ 578MM del total de US\$ 1,300MM correspondientes al crédito sindicado con garantía CESCE.

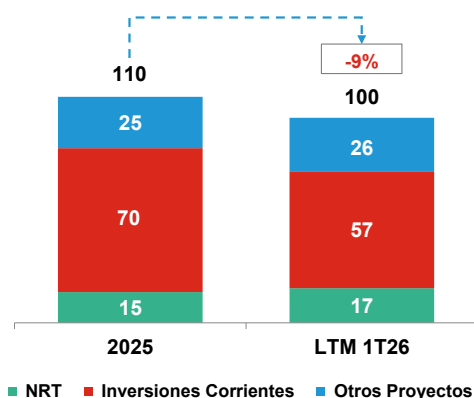
En relación con el CAPEX, la ejecución acumulada de los últimos doce meses al 1T26 ascendió a US\$ 100MM, lo que representa una reducción de -9% respecto a los US\$ 110MM ejecutados en 2025. Las Inversiones Corrientes concentraron el 57% del CAPEX total, impulsadas principalmente por la operación en Talara, la cadena de suministro y el Oleoducto, que en conjunto sumaron US\$ 49MM.

Resultados Trimestrales



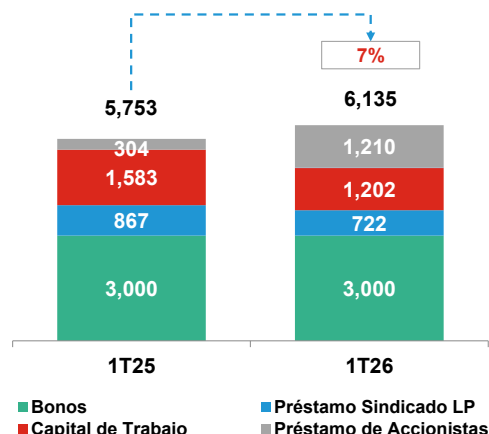
CAPEX

(En Millones de US\$)



Deuda Pendiente

(En Millones de US\$)



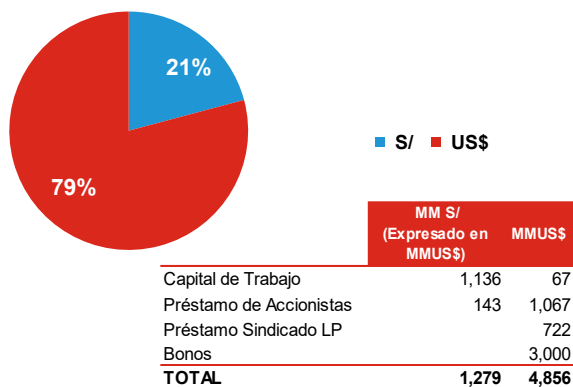
Al cierre del 4T25, la Deuda Total de la Compañía se encuentra denominada en un 79% en dólares estadounidenses y en un 21% en soles. La porción en moneda local incluye deuda de corto plazo destinada a capital de trabajo, financiamiento de largo plazo con garantía del Gobierno a través del Banco de la Nación, así como el préstamo del accionista correspondiente a los Documentos Cancelatorios, en el marco de lo establecido por el D.U. N° 013-2024.

Asimismo, se mantiene el financiamiento con el accionista relacionado con el honramiento de garantías vinculadas a cartas de crédito para operaciones de comercio exterior, por un total de US\$ 899 millones (no incluye intereses). Adicionalmente, se registra deuda con el Banco de la Nación, equivalente a US\$ 1,077MM en moneda local, respaldada por garantía del Gobierno bajo el citado D.U. Este financiamiento contempla el pago de intereses de forma mensual y la amortización del principal al vencimiento, en diciembre de 2028.

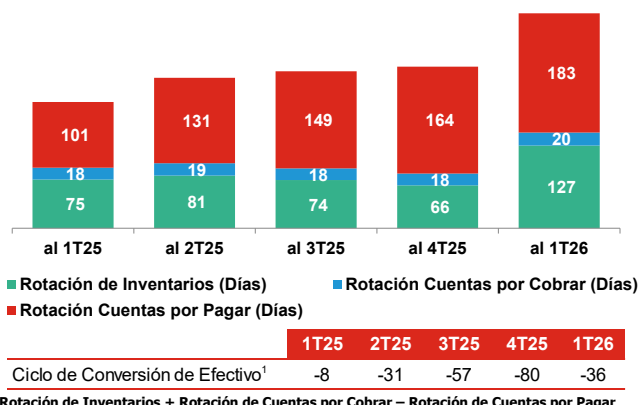
En relación con los bonos emitidos, la duración modificada estimada es de 5.19 años para el bono a 15 años y de 10.29 años para el bono a 30 años. Cabe destacar que los contratos de estos instrumentos no contemplan obligaciones financieras restrictivas (*Financial Covenants*), más allá de la entrega periódica de información financiera, y no cuentan con garantías específicas.

Composición de la Deuda por Tipo

1T26



Ciclo de Conversión de Efectivo



El CCE se ubicó en -36 días al cierre del 1T26, manteniéndose en terreno negativo como resultado de una estrategia de financiamiento operativo apoyada principalmente en la extensión de plazos con proveedores.

Asimismo, los inventarios registraron un incremento en volumen de aproximadamente 992 mil barriles, lo que se traduce en una mayor duración de inventarios y explica el aumento observado en el indicador de rotación.

Finalmente, el Patrimonio Neto se incrementó en 7% (US\$ +133MM) respecto al cierre de 2025, impulsado principalmente por la Utilidad Neta generada durante el 1T26.

Resultados Trimestrales



1.2.4. INDICADORES FINANCIEROS

Indicadores

	2023	2024	2025	LTM 2026	1T25	4T25	1T26	YoY	QoQ
Pasivo / Patrimonio	5.2	3.1	4.0	3.7	3.4	4.0	3.7	10%	-6%
Deuda Financiera / Activos	62%	60%	65%	64%	58%	65%	64%	5pp	-2pp
Capital de Trabajo	-3,542	-1,900	-1,562	-1,296	-2,059	-1,562	-1,296	37%	17%
Ratio de Liquidez	0.3x	0.4x	0.4x	0.5x	0.4x	0.4x	0.5x	20%	27%

Nota: La Deuda Financiera incluye financiamientos de Corto Plazo por US\$ 50MM, intereses de corto y largo plazo por US\$ 56MM, corto plazo del financiamiento CESCE por US\$ 144MM (1 cuotas), Swap de flujos con Citibank por US\$ 75MM y la ejecución de las garantías del MEF para honrar la deuda con proveedores más intereses por un total de US\$ 923MM. 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\$ 1,077MM 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\$ 358MM.

El ratio Pasivo/Patrimonio se incrementó en 10% respecto al 1T25, explicado principalmente por la reducción del Patrimonio como consecuencia del mayor nivel de pérdidas acumuladas al 1T26, a pesar de la Utilidad Neta generada en el periodo. En particular, las pérdidas acumuladas ascendieron a US\$ 2,181MM, en comparación con US\$ 1,981MM al 1T25. Por su parte, la variación interanual de los pasivos fue menos relevante en relación con la observada en el Patrimonio.

El ratio de Deuda Financiera sobre Activos se incrementó de 58% en el 1T25 a 64% en el 1T26, reflejando un aumento de 7% en la Deuda Financiera (US\$ +424MM), en un contexto donde los activos totales mostraron una reducción de -2% (US\$ -189MM).

El Capital de Trabajo se ubicó en US\$ -1,296MM al cierre del 1T26, mejorando frente a los US\$ -2,059MM registrados en el 1T25. Esta variación positiva responde principalmente a la adenda suscrita con el Banco de la Nación, mediante la cual el financiamiento por US\$ 1,000MM otorgado bajo el marco del D.U. N° 013-2024 fue reclasificados de corto a largo plazo, con vencimiento en diciembre de 2028. Asimismo, contribuyeron a esta mejora los pagos realizados a proveedores y la reducción de Cuentas por Pagar Comerciales (US\$ -460MM). No obstante, este efecto fue parcialmente compensado por el reconocimiento del préstamo del accionista vinculado al honramiento de cartas de crédito para comercio exterior, por aproximadamente US\$ 899MM (sin incluir intereses), cuyo impacto comenzó a evidenciarse desde finales del 2T25.

Finalmente, el Ratio de Liquidez se ubicó en 0.5x al cierre del 1T26, lo que representa un incremento de 20% respecto al 1T25. Esta mejora se explica principalmente por una reducción menos que proporcional del Activo Corriente en relación con la disminución del Pasivo Corriente, en línea con los efectos previamente descritos.

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 1T26 es la siguiente: 1) Refinación y comercialización, que representaron el 96.8%, 2) *Upstream* que incluye los Lotes del noroeste en producción (Z-69 y X) representó 2.5%, 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

Producción NRT

PRODUCCIÓN POR UNIDAD NRT EN EL 1T26 (MBDC)	
Destilación Primaria (DP1)	63
Destilación al Vacío (DV3)	31
Flexicoking (FCK)	16
Craqueo Catalítico (FCC-RG1)	19
Hidrotratamiento de Nafta (HTN)	14
Reformación Catalítica de Nafta (RCA)	8
Tratamiento del GLP (TGL)	3
Hidrotratamiento de Diésel (HTD)	23
Hidrotratamiento de Nafta Craqueada (HTF)	8

PRODUCCIÓN SERVICIOS AUXILIARES EN EL 1T26	
Calderas-GE(TM/h)	466
OR2 (m3/h)	146
DM2 (m3/h)	383
Electricidad (MW)	37

Resultados Trimestrales



La NRT operó en el 1T26 con una carga de 56 MBDC, por debajo de su capacidad máxima instalada, situación que 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, principalmente: Gasolinas, Diésel, Turbo A1 y Gas Licuado de Petróleo.

Eventos Relevantes 1T26

Entre enero y febrero de 2026 se ejecutó el cambio de catalizador en la Unidad PHP, con el objetivo de incrementar la disponibilidad de hidrógeno para las unidades de hidrotratamiento, periodo en el cual también se realizó un mantenimiento en la Unidad HTD. Asimismo, en febrero de 2026 se llevó a cabo la regeneración del catalizador de la Unidad RCA, permitiendo recuperar su capacidad de carga y producción. En cuanto a operaciones comerciales, en febrero se exportó 117,174 barriles de Aceite Clarificado con destino a Panamá, 29,894 barriles de Nafta Liviana Hidrotratada y 178,524 barriles de Nafta Pesada Hidrotratada con destino a China; y finalmente, en marzo se exportaron 91,796 barriles de Turbo A1 con destino a Ecuador.

1.3.2. REFINACIÓN

Datos Operativos

	2023	2024	2025	LTM 2026	1T25	4T25	1T26	YoY	QoQ
Capacidad Instalada de Refinación (en MBDC) ⁽¹⁾	122.5	122.5	122.5	122.5	122.5	122.5	122.5	N.A.	N.A.
Capacidad Utilizada (en MBDC) ⁽²⁾	54	76	75	72	74	81	63	-15%	-22%
Ratio de Utilización de Capacidad Instalada ⁽³⁾	44%	62%	61%	59%	61%	66%	52%	-9pp	-14pp
Volúmenes de venta (en MBDC)	94	92	92	82	110	87	71	-36%	-18%

Notas:

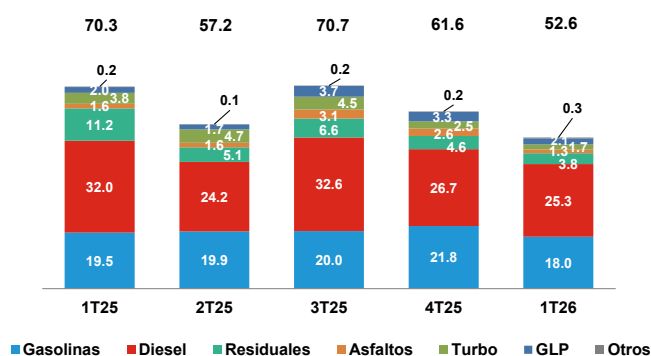
(1) Cantidad máxima de crudo que se puede procesar en la primera etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica o primaria (incluye las Refinerías de Talara, Conchán e Iquitos).

(2) La cantidad total de crudo que se procesa en la unidad de destilación atmosférica o primaria.

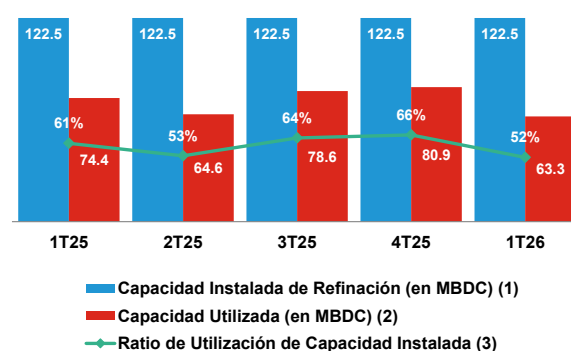
(3) Es el cociente entre la Capacidad Utilizada y la Capacidad Instalada de refinación, ambos en MBDC.

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 1T26 el volumen de crudo procesado en la NRT fue de 56 MBDC, mientras que la carga total procesada en la NRT (incluye crudo y productos intermedios) ascendió a 64 MBDC.

1.3.3. OLEODUCTO NORPERUANO (ONP)

Los volúmenes bombeados durante el 1T26 son los siguientes:

TRAMO	VOLUMEN BOMBEADO 1T26 (MBDC)
TRAMO I	0.0
TRAMO II	0.0
ORN	0.0

Resultados Trimestrales



El estado de los Tramos I y II del ONP, así como del Oleoducto Ramal Norte (ORN), durante el 1T26 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 1T26 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 30.03.2026 se registró una contingencia en el Km 393+674, causada por Hecho determinante de Terceros. Se activó el Plan de Respuesta a Emergencias y se ejecutó la reparación definitiva al 100%.

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 1T26 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 1T26 se llevaron a cabo diversas acciones orientadas a preservar la integridad del ONP frente a riesgos sociales y operativos. Entre ellas, se realizaron patrullajes terrestres con personal propio, cuyo propósito fue contactar a las autoridades de las comunidades aledañas y transmitir la importancia del adecuado funcionamiento y operación del Oleoducto. Asimismo, se mantuvo un contacto permanente con exvigilantes de las zonas cercanas, quienes reportaron oportunamente cualquier situación irregular que pudiera haber representado un riesgo para la infraestructura.

Adicionalmente, el 10.03.2026 se llevó a cabo una reunión con la Dirección Nacional de Inteligencia (DINI), en el marco del Reglamento para la Identificación, Evaluación y Gestión de Riesgos de los Activos Críticos Nacionales. En dicha reunión se revisó el plan de trabajo conforme a lo establecido en los artículos 9° y 16° del reglamento, abordándose la matriz de identificación y evaluación de riesgos del Oleoducto, a cargo del operador, así como el plan de vulnerabilidad a cargo de la DINI. Este último se desarrollará en dos etapas, recopilación de información y fase operativa, focalizándose durante el 2026 en el tramo comprendido entre la Estación 5 y la Estación 6.

Finalmente, en el marco del artículo 6.3 del D.U. N° 013-2024, publicado el 13.09.2024, que encarga al MINEM el análisis y definición de acciones respecto a la operación del ONP, desde septiembre de 2024 se ha remitido de manera sostenida información técnica, operativa y económica a la Dirección General de Hidrocarburos (DGH). Dicha información incluye diagnósticos de la situación del ONP, evaluaciones que sustentan la continuidad de sus operaciones y propuestas orientadas a asegurar el equilibrio económico del negocio en periodos sin volúmenes de crudo, así como informes sobre operatividad, condiciones de diseño y alternativas regulatorias y contractuales.

Entre 2024 y enero de 2026 se realizó un seguimiento permanente a la implementación del D.U. N° 013-2024 mediante comunicaciones formales, solicitudes de coordinación y entrega de información al MINEM, DGH, MEF, PCM y al Congreso de la República. En este periodo se remitieron evaluaciones y proyecciones económicas del ONP para los horizontes 2024-2027 y 2024-2034, información sobre riesgos operativos, proyectos ambientales y sociales, requerimientos de financiamiento y necesidades de adecuación normativa, así como solicitudes específicas de apoyo financiero para atender riesgos que podrían afectar la integridad del ducto.

1.3.4. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Lote 64

En el marco del D.U. N° 010-2025, PETROPERÚ compartió información con ProInversión y se les solicitó confirmar si PETROPERÚ deberá iniciar negociación directa o si se plantea otra modalidad para seleccionar un socio. Pendiente respuesta.

Lote 192

Se encuentra en proceso de negociación directa con una empresa interesada, y se estima recibir una oferta hacia finales de abril 2026.

Lote Z-69

El Contrato de Licencia está a cargo de PETROPERÚ hasta el 15.05.2026. Por otro lado, Perupetro S.A. está preparando un nuevo proceso de convocatoria abierta para adjudicar un nuevo contrato por 30 años y dado lo poco que falta para el término del Contrato vigente, ha solicitado a PETROPERÚ extender la vigencia del Contrato de Licencia.

En el marco del D.U. N° 010-2025, PETROPERÚ solicitó a ProInversión evaluar la conveniencia de aceptar la propuesta de extensión de Perupetro S.A.; posteriormente atendió un pedido de información adicional. Al 1T26, se encuentra pendiente la respuesta de ProInversión.

Resultados Trimestrales



Respecto a la operación, por un lado, la producción promedio de petróleo del 1T26 fue de 3.0 MBDC. Por otro lado, la producción promedio de gas seco fue de 8.1 MMpc/D. El EBITDA generado en el 1T26 fue de US\$ 8.8MM.

Lote X

PETROPERÚ participa con un 40% como socio no operador en asociación con OIG PERÚ S.A.C. (Operador), Termoselva y Aguaytía (No operadores). Por un lado, la producción promedio de petróleo del 1T26 fue de 2.9 MBDC. Por otro lado, la producción promedio de gas natural fue de 4.6 MMpc/D. El EBITDA generado en el 1T26 fue de US\$ 9.4MM.

2. GESTIÓN AMBIENTAL, SOCIAL Y BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

2.1. GESTIÓN AMBIENTAL

Al 1T26, se completó la ejecución de los Programas de Monitoreo Ambiental del periodo 2026 en las distintas operaciones de la Compañía, y se informó al Ministerio de Ambiente (MINAM) lo correspondiente a emisiones, efluentes, calidad de agua, aire, parámetros meteorológicos y ruido.

Asimismo, se tuvo una disposición final de 180.1 toneladas de residuos sólidos peligrosos en las diferentes operaciones, los mismos que fueron llevados a rellenos de seguridad acreditados por el MINAM.

Adicionalmente, se realizaron 2 capacitaciones en temas ambientales a nivel corporativo con la participación de todas las sedes, 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 Compañía.

Lotes Administrados

Durante el 1T26 se registraron 7 emergencias ambientales en las diferentes operaciones de la Compañía de las cuales 6 se registraron en el Lote Z-69 y fueron atendidas directamente por el equipo ambiental de la Gerencia Desarrollo Sostenible (ex Gerencia Proyectos de Sostenibilidad y Transición Energética).

Emergencias Ambientales

Asimismo, 1 de las 7 emergencias registradas en el 1T26, corresponde a atentados por parte de terceros al Oleoducto Norperuano, se encuentran en proceso de atención:

Nº	FECHA	TRAMO	PROGRESIVA	CAUSA	ESTADO
1	30/03/2026	Tramo II	Km 393+674	Hecho de Terceros	Ejecución Primera Respuesta - Etapa I

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

El 23.01.2026, en el auditorio de la Compañía se realizó el evento de clausura del Programa de Formación Musical - Conchán, que benefició a alumnos de 5 colegios del área de influencia de la Refinería Conchán. Este evento contó con la participación de 60 jóvenes que conforman la Banda musical, y tuvo una asistencia de más de 180 personas. Asimismo, se han entregado instrumentos a las 5 instituciones beneficiadas.

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. Durante los meses de enero y febrero inició la etapa productiva en las parcelas de cacao, lo que llevó al inicio del acopio y al uso de los centros de fermentación y secado que se ganaron en PROCOMPITE.

Con respecto al Programa de Capacitación Técnica Productiva en beneficio de las mujeres de las Juntas Vecinales de las zonas de influencia de los lotes noroeste (Lobitos, El Alto y Cabo Blanco), continúa la capacitación a las 5 ganadoras de Capital Semilla. Cada beneficiaria tiene 180 horas de acompañamiento durante su proceso de formalización y crecimiento empresarial.

Actividades Ambientales

En el marco del Programa de Monitoreo Socioambiental Participativo en Talara, durante febrero se realizaron reuniones con los integrantes del Comité Comunal de Monitoreo Socioambiental donde se informó sobre los monitoreos programados para el mes de febrero y se absolvieron consultas de los monitores.

Resultados Trimestrales



2.3. SOSTENIBILIDAD Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Durante el 1T26 se está gestionando con el MINAM el certificado del reconocimiento de la Primera Estrella de la Huella de Carbono Perú, otorgado por el cálculo de la huella de carbono a través de una herramienta virtual oficial del Estado que promueve la gestión y reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en organizaciones públicas y privadas. Asimismo, se inició la recopilación de información para la elaboración de inventario de gases GEI 2025.

Por otro lado, se continúa recopilando información para el Reporte de Sostenibilidad 2025 así como la contratación de su aseguramiento externo. Se emitirá por primera vez el reporte COP del Pacto Global junto con el reporte de sostenibilidad de manera voluntaria a fin de mostrar los compromisos de la Compañía con los grupos de interés, en especial con las entidades financieras.

2.4. BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

Cambios en la Alta Dirección

En sesión de Directorio del 07.01.2026, se acordó encargar a la señora Rita L. López Saavedra el cargo de Gerente General (e), con efectividad a partir del 08.01.2026.

En la misma sesión, se designó como Vicepresidente del Directorio al señor Edilfredo More Bayona.

Posteriormente, en sesión de Directorio del 20.02.2026, se acordó encargar al señor Gustavo A. Villa Mora en el cargo de Gerente General (e), con vigencia a partir del 21.02.2026 en reemplazo de la señora Rita L. López Saavedra.

Junta General de Accionistas

En sesión del 03.02.2026, la Junta General de Accionistas aprobó los Estados Financieros y la Memoria Anual correspondientes al ejercicio 2024, entre otros acuerdos.

En sesión de la Junta General de Accionistas del 06.03.2026, se acordó formalizar la renuncia y remover del cargo a los miembros del Directorio. En consecuencia, se designó, a partir del 07.03.2026, a los siguientes miembros del Directorio:

- Edgar L. Zamalloa Gallegos, Director Independiente – Presidente del Directorio
- Julio C. de la Rocha Corzo, Director Independiente
- Miguel A. Flores Bahamonde, Director Independiente
- Carlos A. Linares Peñaloza, Director No Independiente
- Carlos A. Villalobos Dulanto, Director No Independiente

Posteriormente, en sesión del 25.03.2026, la Junta General de Accionistas formalizó las renuncias de los señores Edgar Zamalloa Gallegos y Miguel Flores Bahamonde al cargo de directores. Asimismo, se designó, a partir del 26.03.2026, a:

- Roger Arévalo Ramírez, como Director Independiente y Presidente del Directorio
- Richard A. Almerco Soto, como Director Independiente

En sesión de Directorio del 30.03.2026, se acordó designar al señor Carlos Adrián Linares Peñaloza como Vicepresidente del Directorio, con vigencia a partir del 31.03.2026.

Sistema de Integridad, Transparencia y Control Interno

Como parte de las acciones preventivas del Sistema de Integridad, en enero de 2026 se publicó el Acta de Compromiso Anual de Integridad y Lucha contra la Corrupción, suscrita por el Directorio y la Gerencia General de PETROPERÚ vigentes en dicha oportunidad, en el marco del fortalecimiento del Sistema de Integridad y Prevención.

Asimismo, en febrero de 2026, se publicó el Informe Anual de Transparencia de PETROPERÚ 2025, mediante el cual se informa sobre el estado actual de la gestión de transparencia de la Compañía, así como sobre las oportunidades de mejora identificadas.

Finalmente, el 31.03.2026, la Presidencia del Directorio aprobó el Plan de Acción Anual 2026 del Sistema de Control Interno, en cumplimiento de la Directiva N° 011-2019-CG/INTEG, el cual está orientado a fortalecer el control interno y la gestión de riesgos en PETROPERÚ.

3. ACCIONES CORPORATIVAS

La administración de PETROPERÚ ha venido desplegando un conjunto de acciones y estrategias orientadas al estricto cumplimiento de la Segunda Disposición Complementaria Transitoria del D.U. N° 010-2025, con el objetivo de asegurar la continuidad operativa de las distintas unidades de negocio de la compañía.

Resultados Trimestrales



En este contexto, se ha priorizado el pago a proveedores de crudo y productos, en función de los niveles de recaudación diaria que registra la Compañía. Dicha priorización ha requerido una gestión activa y permanente de coordinación con los principales proveedores, permitiendo sostener los niveles de producción y ventas programados, aun en un entorno de restricciones de liquidez.

Adicionalmente, y en el marco del cumplimiento del referido D.U., la administración viene realizando coordinaciones activas y continuas con ProInversión y el MEF, orientadas a la evaluación de alternativas de financiamiento que permitan garantizar la continuidad operativa de las diferentes unidades de negocio de PETROPERÚ, en un contexto de limitaciones de liquidez que impactan la gestión operativa de la Compañía.

Por su parte, durante el 1T26, ProInversión publicó el Plan de Promoción de la Inversión Privada correspondiente al proyecto "Reorganización Patrimonial y Operativa de PETROPERÚ S.A.". Dicho plan tiene como finalidad identificar y ejecutar las acciones necesarias para llevar a cabo los procesos de reorganización patrimonial y de promoción de la inversión privada, respecto de los bloques patrimoniales que determine ProInversión, a través de las modalidades previstas en el Decreto Legislativo N° 674.

El referido plan busca garantizar la continuidad de la cadena de producción y abastecimiento de hidrocarburos, la seguridad energética nacional y la estabilidad de las actividades económicas, mediante el uso eficiente de los activos y el incremento del patrimonio de PETROPERÚ.

La implementación del plan se desarrollará en tres etapas secuenciales:

1. Identificación de bloques patrimoniales
2. Proceso de promoción de la inversión privada
3. Ejecución de los procesos de promoción

Resultados Trimestrales



4. RESUMEN FINANCIERO

4.1. ESTADO DE RESULTADOS

En Millones de US\$	2023	2024	2025	LTM 2026	1T25	4T25	1T26	YoY ⁽¹⁾	QoQ ⁽²⁾
Ventas Nacionales	3,467	3,047	2,990	2,911	781	760	703	-10%	-7%
Ventas al Exterior	477	410	391	257	185	70	51	-73%	-27%
Otros Ingresos Operacionales	65	71	59	61	14	16	16	17%	0.3%
Total Ingresos	4,009	3,527	3,439	3,229	980	846	770	-21%	-9%
Costo de Ventas	-4,368	-3,813	-3,425	-2,949	-980	-831	-504	-49%	-39%
Costo de Ventas (% de Ingresos)	109%	108%	100%	91%	100%	98%	66%	-34pp	-33pp
Ganancia Bruta	-359	-286	14	280	0.2	15	266	+100%	+100%
Margen Bruto (%)	-9%	-8%	0.4%	8.7%	0.02%	2%	34%	34pp	33pp
Gastos Operativos	-664	-300	-207	-192	-50	-56	-35	-29%	-37%
Gastos Operativos (% de Ingresos)	17%	8%	6%	6%	5%	7%	5%	-1pp	-2pp
Resultado Operativo	-1,022	-586	-193	88	-50	-41	230	+100%	+100%
Margen Operativo (%)	-25%	-17%	-6%	3%	-5%	-5%	30%	35pp	35pp
Resultado Neto	-1,064	-774	-445	-200	-111	-90	133	+100%	+100%
Margen Neto (%)	-27%	-22%	-13%	-6%	-11%	-11%	17%	29pp	28pp
EBITDA Ajustado	-438	-296	13	282	4	24	273	+100%	+100%
Margen de EBITDA Ajustado (%)	-11%	-8%	0.4%	8.7%	0.4%	3%	35%	35pp	33pp
EBITDA Ajustado (LTM)	-438	-296	13	282	-287	13	282	+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\$	2023	2024	2025	LTM 2026	1T25	4T25	1T26	YoY	QoQ
Saldo Inicial	89	41	131	42	131	34	26	-80%	-22%
Flujo de Caja Operativo	240	-998	-281	-217	37	22	101	+100%	+100%
Flujo de Actividades de Inversión	-455	-307	-110	-82	-35	-40	-7	80%	83%
Flujo de Caja de Actividades de Financiamiento	161	1,395	294	286	-91	18	-99	-9%	-100%
Variación Tipo de cambio	6	-1	-7	-6	-0.3	-6	0	100%	100%
Saldo Final	41	131	26	22	42	26	22	48%	17%

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\$	2023	2024	2025	LTM 2026	1T25	4T25	1T26	YoY	QoQ
Activo Corriente	1,644	1,401	1,091	1,420	1,592	1,091	1,420	-11%	30%
Activo No Corriente	8,246	8,538	8,750	8,572	8,589	8,750	8,572	-0.2%	-2%
Total Activos	9,890	9,939	9,841	9,992	10,181	9,841	9,992	-2%	2%
Deuda Financiera a Corto Plazo	3,021	1,800	1,295	1,248	1,787	1,295	1,248	-30%	-4%
Deuda Financiera a Largo Plazo	3,086	4,131	5,145	5,104	4,141	5,145	5,104	23%	-1%
Total Deuda Financiera	6,107	5,931	6,441	6,351	5,928	6,441	6,351	7%	-1%
Otros Pasivos	2,195	1,576	1,413	1,520	1,933	1,413	1,520	-21%	8%
Total Pasivo	8,302	7,507	7,853	7,872	7,861	7,853	7,872	0.1%	0.2%
Patrimonio	1,588	2,432	1,987	2,120	2,321	1,987	2,120	-9%	7%
Total Pasivo + Patrimonio	9,890	9,939	9,841	9,992	10,181	9,841	9,992	-2%	2%
Pasivo Corriente	5,187	3,301	2,653	2,715	3,651	2,653	2,715	-26%	2%

Total Deuda Financiera: Incluye la deuda con el accionista.