

Resultados Trimestrales



PETROPERÚ¹ Informe de Resultados Segundo Trimestre 2025 - 2T25

Lima, Perú, 08 de agosto, 2025 Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (OTC: PETRPE) anunció los resultados financieros y operativos para el segundo trimestre ("2T25"), período finalizado el 30 de junio de 2025. Para un análisis financiero más completo, consulte los Estados Financieros Intermedios 2T25² 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 los cálculos, proyecciones y pronósticos financieros establecidos en este documento. Esta presentación contiene proyecciones, pronósticos, supuestos, estimaciones u otras declaraciones prospectivas. Estas declaraciones prospectivas se encuentran en varios lugares a lo largo de esta presentación e incluyen, sin limitación, declaraciones sobre nuestro desarrollo comercial y desempeño económico futuro, declaraciones sobre el tiempo y el costo de completar el Proyecto de Modernización de la Refinería Talara, los futuros financiamientos y expectativas de PETROPERÚ con respecto a la capacidad y utilización, entre otros. Si bien PETROPERÚ considera que estas declaraciones se basan en supuestos actuales y expectativas razonables, no se puede asegurar que se lograrán los resultados futuros a los que se refieren las declaraciones prospectivas. Advertimos que tales proyecciones o declaraciones prospectivas son, y estarán, según sea el caso, sujetas a muchos riesgos, incertidumbres y otros factores que pueden causar que los resultados reales sean significativamente diferentes de cualquier resultado futuro expresado o implícito en tales proyecciones o declaraciones prospectivas. La Compañía renuncia expresamente a cualquier deber de actualizar cualquiera de las declaraciones prospectivas, u otra información, contenida aquí. Los resultados reales podrían diferir significativamente de las expectativas expresadas por las proyecciones y declaraciones prospectivas contenidas en este documento. 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 **Pérdida Bruta** de US\$ -49MM, 57% menor YoY³ a la Pérdida Bruta registrada en el 2T24 (US\$ -114MM). No obstante, este resultado contrasta con la Utilidad Bruta de US\$ 0.2MM obtenida en el 1T25.
- La **Pérdida Operativa** se redujo en 46% YoY, pasando de US\$ -169MM en el 2T24 a US\$ -91MM en el 2T25. Asimismo, se incrementó la pérdida en 83% respecto al 1T25 (US\$ -91MM vs US\$ -50MM).
- El **EBITDA Ajustado**⁴ pasó de US\$ -97MM en el 2T24 a US\$ -60MM en el 2T25. Sin embargo, en el 1T25 este fue de US\$ 4MM.
- La **Pérdida Neta** en el 2T25 fue de US\$ -167MM lo que significó una mejora del 38% frente al mismo periodo del año anterior (US\$ -269MM). Sin embargo, la pérdida en el 1T25 fue de US\$ -111MM.
- Durante el 2T25, el **Total Ingresos** se redujo en 14% (US\$ -121MM) en comparación con el 2T24 y en 23% (US\$ -227MM) respecto al 1T25.
- El saldo final de **Caja** de la Compañía fue de US\$ 13MM al final del 2T25 vs US\$ 58MM al final del 2T24.
- El **Ciclo de Conversión de Efectivo (CCE)** al 2T25 fue de -49 días vs -15 días al 2T24. Esto se debe a que la Empresa 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 junio 2025 están operativas al 100%.
- El **volumen total de ventas** alcanzó 80 MBDC⁶ en el 2T25, 14% menor respecto al 2T24 (93 MBDC) y 27% menor respecto al 1T25 (110 MBDC).
- Respecto al **Oleoducto Norperuano (ONP)**, el 23.04.2025 se registró una contingencia en el Km 362+781 causado por Hecho Determinante de Terceros.
- Respecto a la actividad de **exploración y producción de hidrocarburos**, actualmente, con relación al Lote 64, la convocatoria pública del 14.05.2025 quedó desierta, por lo cual se están llevando a cabo negociaciones directas con empresas interesadas. Por otro lado, respecto al Lote 192, se remitirá a consideración del Directorio los resultados del Proceso de Negociación Directa. En el 2T25, en

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

² Estados Financieros por el periodo del Segundo Trimestre 2025 terminado el 30.06.2025. 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: el cual consiste en la construcción de una nueva refinería con los más altos estándares tecnológicos y competitividad de la región. La nueva refinería modificará integralmente el esquema actual de producción de la Refinería Talara, mediante la incorporación de nuevos procesos de refinación, servicios auxiliares y facilidades relacionadas.

⁶ MBDC: Miles de Barriles por Día Calendario

Resultados Trimestrales



el Lote I, la producción de petróleo promedio está en el orden de 479 BDC⁷ y la de Gas Natural Asociado en 2.4 MMpc/D⁸. Por su parte, la producción promedio de petróleo del Lote VI está en el orden de 1.6 MBDC y la de Gas Natural Asociado en 2.9 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 8.6 MMpc/D, finalmente, respecto al Lote X, en el 2T25 en promedio la producción de petróleo fue de 3.3 MBDC y la de Gas Natural asociado en 4.8 MMpc/D. En conjunto generaron un EBITDA de US\$ 13.6MM en el 2T25.

1. ANÁLISIS

1.1. ENTORNO MACROECONÓMICO

Según las estimaciones de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD), a junio 2025 ajustó a la baja sus proyecciones del crecimiento global en el 2025 y 2026 a 2.9%, reflejando reducciones de 0.2% y 0.1% respectivamente, frente a las estimaciones publicadas en marzo 2025. Estas proyecciones las atribuye a diferentes factores adversos tales como el aumento significativo de las barreras comerciales, el endurecimiento de las condiciones financieras, el debilitamiento de la confianza de las empresas y los consumidores, y la creciente incertidumbre política. Advirtió que, de persistir estas condiciones, podrían tener un impacto negativo considerable sobre las perspectivas de crecimiento global. Asimismo, señaló que el alza en los costos del comercio —especialmente en economías que han incrementado aranceles— contribuiría a una mayor inflación, aunque este efecto podría verse parcialmente atenuado por la debilidad en los precios de las materias primas. No obstante, la OCDE subrayó que las proyecciones deben tomarse con cautela, dada la alta incertidumbre que aún persiste en torno a la magnitud y duración de la posible recesión.

Por su parte, el Fondo Monetario Internacional (FMI), a julio 2025 estimó el crecimiento mundial para el 2025 y 2026 en 3.0% y 3.1%, respectivamente, vs el 3.3% para ambos años estimado en enero 2025. Esta actualización de las proyecciones de crecimiento mundial, se deben a las menores tasas arancelarias efectivas, reacción de los consumidores al adelantar las importaciones antes de las imposiciones arancelarias, mejores condiciones financieras mundiales, algunos estímulos fiscales, entre otros.

En el caso del Perú, según las últimas proyecciones del Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) en su Reporte de Inflación Junio 2025, se espera que el crecimiento del PBI sea 3.1% para el 2025 debido a una menor expansión esperada en el sector minería e hidrocarburos. Por otro lado, se considera la proyección de crecimiento del PBI no primario de 3.4%, como resultado del desempeño favorable del gasto privado en lo que va del año, en un contexto de baja inflación, mayor empleo y una recuperación de la confianza empresarial. Asimismo, para el 2026 el crecimiento se estima en 2.9% con la demanda interna como principal motor del crecimiento, en un contexto de consolidación fiscal, condiciones macroeconómicas estables y estabilidad política y social.

Respecto a la inflación a nivel mundial de acuerdo con la FMI, esta arroja señales ambiguas. La mediana mundial de la inflación general secuencial ha aumentado un poco, pero la inflación subyacente se ha moderado de forma considerable y ahora se sitúa por debajo del 2%. Varias economías, entre ellas la zona del euro, han registrado caídas inesperadas. En Estados Unidos la inflación ha aumentado levemente, con indicios de que los aranceles y el debilitamiento del dólar están repercutiendo en los precios al consumidor en ciertas categorías sensibles a las importaciones; además, los costos de los bienes intermedios para los productores han aumentado. Se prevé que la inflación mundial continúe disminuyendo, con un descenso de la inflación general al 4.2% en 2025 y a 3.6% en 2026.

Para el caso de Perú, el BCRP indicó que la inflación interanual pasó de 1.48% en febrero 2025 a 1.69% en mayo 2025. Se menciona que ese incremento es el reflejo del aumento en los precios de alimentos como carne de pollo, pescado y papa. Por otro lado, la inflación sin alimentos y energía bajó de 2.11% a 1.79% en el mismo periodo, debido a una menor alza en los precios de rubros como transporte local, educación superior y vehículos a motor. Se proyecta una tasa estimada de inflación de 1.8% para 2025 y de 2.0% para 2026.

Con relación al tipo de cambio, al cierre de junio 2025 se situó en S/ 3.549 por dólar, menor al del cierre de marzo 2025 el cual se situó en S/ 3.677 por dólar, lo que muestra una apreciación del sol de 3.5%. En lo que va del año, el BCRP ha efectuado operaciones de venta spot, colocación de CDR, *Swaps*, entre otros para suavizar las fluctuaciones del tipo de cambio.

⁷ BDC: Barriles por día calendario.

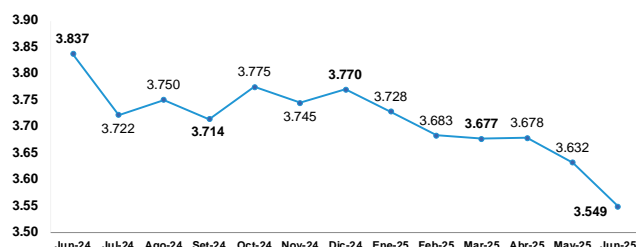
⁸ MMpc/D: Millones de pies cúbicos por día.

Resultados Trimestrales



Tipo de Cambio

(PEN/US\$)

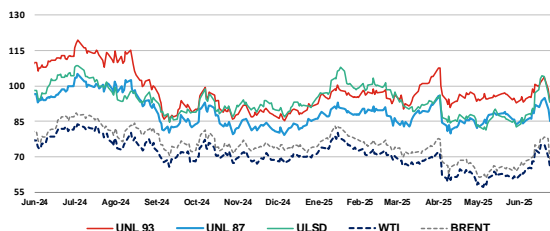


	2T24	3T24	4T24	1T25	2T25
Tipo de Cambio	3.837	3.714	3.770	3.677	3.549

Fuente: SBS

Precios WTI y Marcadores Internacionales

(US\$/B)



US\$/B (Final del Periodo)	2T24	3T24	4T24	1T25	2T25
UNL 93	112.6	90.1	92.4	106.5	94.5
UNL 87	99.9	83.9	86.2	94.6	86.0
ULSD	104.4	88.9	95.4	95.1	94.1
WTI	81.5	68.2	71.7	71.5	65.1
BRENT	86.8	72.9	74.6	77.3	68.2

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 2T25 los marcadores del Brent y del WTI se encuentran alrededor de 68.2 y 65.1 US\$/B, reducciones de 12% y 9% respecto al 1T25, respectivamente. De acuerdo con el Reporte de Inflación del BCRP de junio 2025 esta disminución se debe, por un lado, al deterioro de las perspectivas de demanda asociada a las políticas comerciales de la administración Trump las cuales han generado temores de recesión en EUA y una desaceleración en el crecimiento de China. Además, China está reduciendo aceleradamente su dependencia del petróleo mediante la transición hacia vehículos eléctricos y transporte con gas natural licuado. Asimismo, el aumento progresivo de la producción por parte de la OPEP+ también ha generado presiones a la baja en la cotización. Desde abril de 2025, ocho países miembros de la OPEP+, incluidos Arabia Saudita, Rusia, entre otros, han acordado incrementar su producción con el objetivo de concluir este proceso en setiembre de 2026. Este plan se ha acelerado en mayo y junio de 2025, con aumentos diarios cada mes que representan una reducción del 44% de los recortes originales.

Existen varios factores que están limitando una mayor caída en los precios, tales como que el mercado aún cuenta con inventarios comerciales de petróleo en los países de la OCDE por debajo del promedio de 2015-2019; además de las sanciones impuestas al transporte marítimo de petróleo ruso y la política contra Irán han introducido incertidumbre geopolítica que actúa como soporte del precio. A esto se suma la creciente dificultad para perforar nuevos pozos en EUA. Al finalizar el periodo, debido al conflicto entre Israel e Irán ha habido una presión al alza de la cotización.

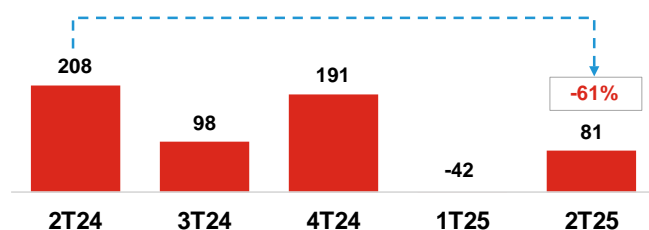
El Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo (FEPC) busca atenuar la volatilidad de los precios internacionales del petróleo en el mercado local, considerando la alta dependencia de a las importaciones, y que ello se traslade a los precios de los consumidores finales. El FEPC consiste en una banda de precios establecida por OSINERGMIN que establece que cuando el precio internacional supera el límite superior, el Estado compensa a las empresas, pero si el precio internacional cae por debajo del límite inferior, las empresas reembolsan al fondo. Actualmente, en el caso de PETROPERÚ, el único producto sujeto al FEPC 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

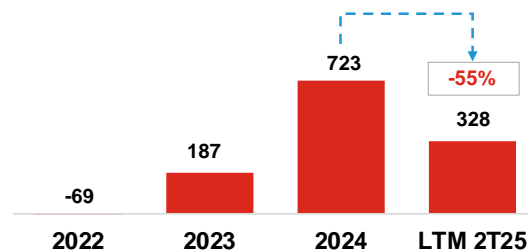
Ventas Netas Trimestrales⁹

(En Millones de US\$)



Ventas Netas Anuales

(En Millones de US\$)



⁹ Ventas Netas: Ventas Total – Compras Totales

Resultados Trimestrales



El Total Ingresos alcanzó los US\$ 753MM en el 2T25, una reducción de 14% YoY respecto al 2T24 (US\$ 874MM), esto debido principalmente al menor volumen de ventas respecto al 2T24, a razón de, principalmente, las restricciones operativas originadas por los cierres de puertos del litoral peruano por oleajes anómalos que afectaron la operación de la NRT y el suministro de su producción hacia terminales y plantas. Es así como, en abril los Muelles de Carga Líquida (MCL), Muelle 1 (MU1) y Muelle 2 (MU2) estuvieron 23.1 días cerrados mientras que el Terminal Submarino Multiboyas (TSM) estuvo cerrado 19.7 días; en mayo los MCL MU1 y MU2 estuvieron 17.4 días cerrados mientras que el TSM estuvo cerrado 18.7 días; finalmente, en junio el TSM estuvo cerrado 10 días y el MCL 4.7 días. Asimismo, en el 2T25 se ha obtenido Ventas Netas por US\$ 81MM, a pesar de un incremento en el volumen de compras respecto al de las ventas, que evidencia una eficiencia en costos.

El Margen Bruto ha pasado de -13% a -7% en el 2T25 respecto al mismo periodo del 2024 debido principalmente a la menor pérdida bruta derivada principalmente de la caída significativa del volumen exportado de Residual N° 6 a 0.01 MMBL de 2.32 MMBL (precio de exportación menor al valor de adquisición de la materia prima) y menor gasto operativo.

Por otro lado, el Costo de Ventas como proporción del Total de Ingresos Brutos ha sido 107% en el 2T25 vs 113% en el 2T24. El Costo de Ventas se redujo 19% respecto al mismo periodo del 2024, debido a los menores gastos operativos y a la valorización de los inventarios por el mayor volumen de crudo y productos, lo que permitió que la Pérdida Bruta se redujera pasando de US\$ -114MM a US\$ -49MM.

Análisis del Portafolio de Productos:

VENTAS (En Millones de US\$)				
VENTAS	2T24	2T25	YoY	Participación sobre Ventas
VENTAS LOCALES				
GLP ⁽¹⁾	10	8	-15%	1.1%
Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	187	213	14%	28.8%
Turbo A-1	40	9	-77%	1.2%
Diesel B5 ^{(1) (2)}	380	408	7%	55.3%
Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	30	24	-21%	3.2%
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾	2.5	0	N.A.	0.0%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾	27	19	-30%	2.5%
Otros ^{(1) (3)}	11	11	-3%	1.5%
Total Ventas Locales	687	691	1%	93.7%
EXPORTACIONES				
Turbo A-1	0	31	N.A.	4.2%
Nafta Virgen	0	10	N.A.	1.4%
IFO's	0	4	N.A.	0.6%
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	154	1	-99%	0.2%
Otros ⁽⁴⁾	15	0.1	-99%	0.0%
Total Ventas Exterior	169	47	-72%	6.3%
Total Ventas Locales y Exportaciones	857	738	-14%	
Otros Ingresos Operativos ⁽⁵⁾	17	15	-14%	
TOTAL INGRESOS	874	753	-14%	

⁽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.

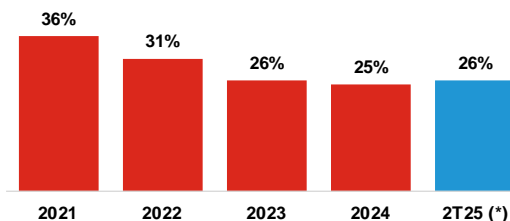
⁽⁵⁾ Incluye tarifas de operación en terminales, transporte de crudo por oleoducto, entre otros.

Durante el 2T25, PETROPERÚ ha generado un Ingreso por Ventas Total de US\$ 738MM, 14% menor al 2T24 (US\$ 857MM), con 94% de las ventas concentradas en el mercado local, debido al menor volumen de ventas totales en el 2T25 respecto al mismo periodo del 2024 a razón, principalmente, de las menores exportaciones de Residual N° 6 debido a las restricciones operativas y a que en junio se ejecutaron las acciones de reducción de descuentos como medida para mejorar la rentabilidad de las ventas, así como a la finalización de la primera temporada de pesca que impactaron en los ingresos, siendo los precios de venta similares de un periodo a otro. A pesar de las menores Ventas Totales, en el mercado local se vendió un mayor volumen en 14% respecto al mismo periodo del 2024, ello impulsado por las mayores ventas de Gasolinas/Gasoholes y Diesel en aproximadamente 30%.

Resultados Trimestrales



Evolución de la Participación de PETROPERÚ



(*) La participación de junio 2025 es un cálculo estimado de la Gerencia Corp. Planeamiento.

A junio 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 33% y 43% 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 713 EE.SS. (a junio 2025) de la RED PETROPERÚ y se cuenta con 459 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\$)

	2T25	% Participación
INGRESOS LOCALES		4 Productos 93%
GLP ⁽¹⁾	8	Diesel B5 ^{(1) (2)} 55%
Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	213	Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾ 29%
Turbo A-1	9	Turbo A-1 5%
Diesel B5 ^{(1) (2)}	408	Petróleos Industriales ^{(1) (2)} 3%
Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	24	
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾	0.03	2 Productos 84%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾	19	Diesel B5 ^{(1) (2)} 55%
Otros ^{(1) (3)}	11	Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾ 29%
Total Ingresos Locales	691	
EXPORTACIONES		Ingresos Locales 94%
Turbo A-1	31	Exportaciones 6%
Virgin Naphta	10	
IFO's	4	
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	1	
Otros ⁽⁴⁾	0.1	
Total Exportaciones	47	
TOTAL INGRESOS	738	

⁽¹⁾ Descuentos Incluidos

⁽²⁾ Incluye FEPC.

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

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

Los productos más representativos de la Compañía y que vienen aportando el mayor ingreso en los últimos doce meses a junio 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 55% y 29% respectivamente.

Resultados Trimestrales



MERCADO INTERNO

El volumen de venta de combustibles en el mercado interno se ha incrementado en 14% respecto al mismo periodo del 2024, los Ingresos por Ventas Nacionales del 2T25 llegaron a US\$ 691MM, 1% más que los ingresos del mismo periodo del 2024 el cual ascendió a US\$ 688MM por los mayores volúmenes de ventas de Diesel y Gasolinas/Gasoholes, a pesar de los menores precios debido a la caída en el precio de los marcadores internacionales del 2T25 vs 2T24.

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.

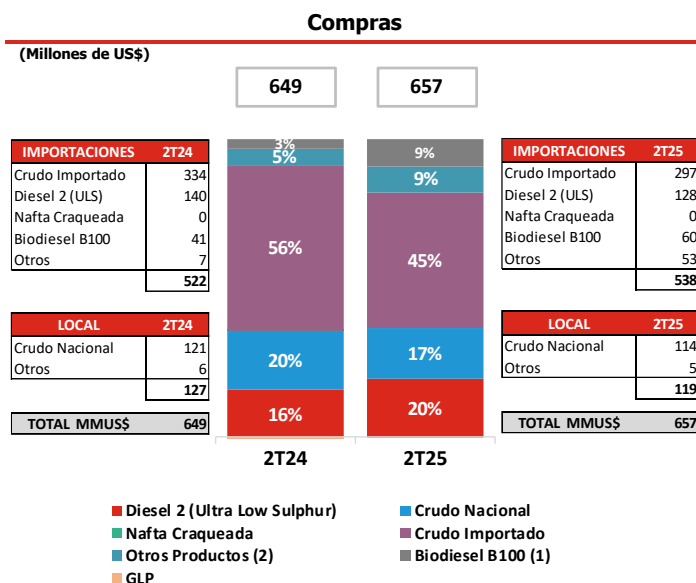
MERCADO EXTERNO

Asimismo, el volumen de exportaciones ascendió a 6 MBDC en el 2T25, 77% menos respecto al mismo periodo del 2024 por la significativa reducción de las exportaciones del Residual N° 6. Los ingresos por exportaciones en el 2T25 fueron de US\$ 47MM y representaron el 6% del Total de Ingresos por Ventas en dicho periodo. Durante el 2T25 los productos que más se exportaron fueron el Turbo A1 y la Nafta Virgen. El Turbo A-1 exportado es el combustible que cargan a los aviones localmente pero su destino está fuera del Perú.

CADENA DE SUMINISTRO

Durante el 2T25 se han presentado 357 días de cierre de puertos vs 203 días en el mismo periodo 2024, un incremento de 76%. El cálculo de días es la sumatoria de días por cada puerto de todos los puertos en el litoral peruano, ello incluye también los cierres de puerto por mantenimiento. Los oleajes anómalos han impedido el normal desarrollo de las actividades portuarias y pesqueras, esto a su vez ha dificultado en Talara las transferencias vía cabotaje hacia los diferentes terminales del país, así como las exportaciones de producto; no obstante, se ha desplegado diferentes acciones en la logística para mantener el abastecimiento de combustibles.

COMPRAS



(1) Insumo para la formulación de Diesel B5

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

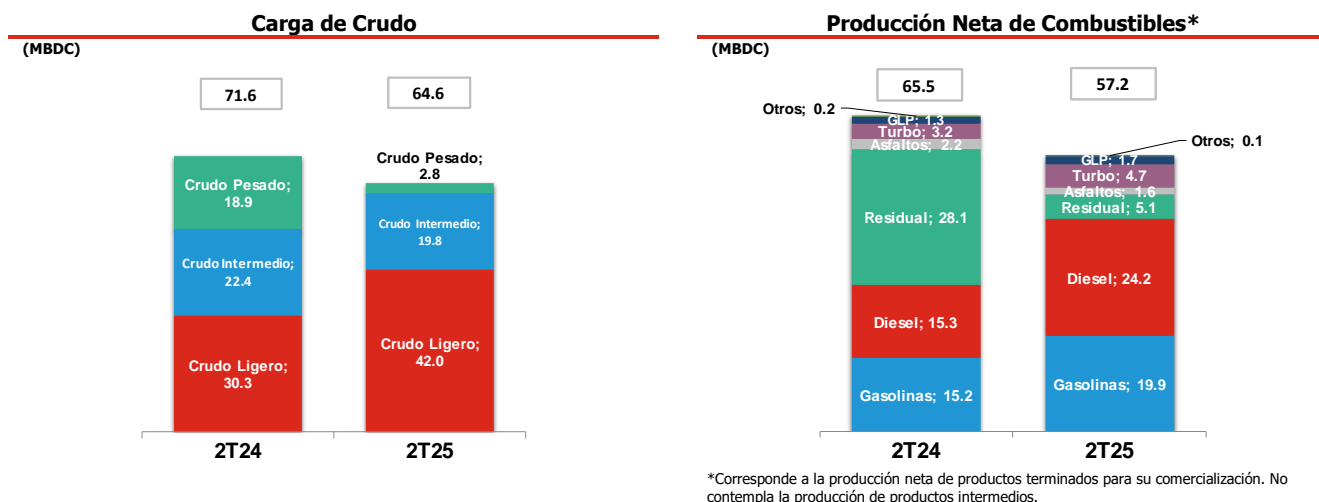
El petróleo procesado procede del mercado local e internacional. El crudo local proviene principalmente de la zona del noroeste, principalmente de Talara y se compra considerando una canasta de precios promedio del petróleo. En términos de volumen, el crudo nacional (que incluye el crudo del Noroeste del país) durante el 2T25 representó el 31% del total de compras de crudo. Durante el 2T25 se ha comprado 62 MBDC de crudo vs los 54 MBDC comprados en el mismo periodo 2024. Es importante precisar que, PETROPERÚ aún se encuentra a cargo de algunos 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 95%. Durante el 2T25, se han comprado 26 MBDC de productos en comparación de los 19 MBDC en el mismo periodo 2024.

Resultados Trimestrales



El incremento en compras de productos terminados que son más costosos se debe a las restricciones operativas originadas por cierre de puertos por oleajes anómalos, que afectaron la operación de la NRT y el suministro de su producción hacia terminales y plantas.

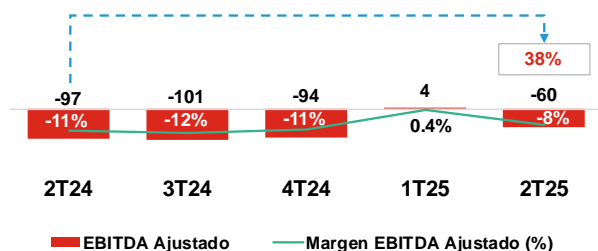


Durante el 2T25 la carga de crudo fue menor en relación con el mismo periodo del 2024 debido a que los cierres de puertos generaron que los tanques de almacenamiento se encuentren cerca al límite generando así restricciones operativas en el suministro de la producción del NRT hacia terminales y plantas. La producción al 2T25 ascendió a 57 MBDC, 13% menor al mismo periodo del año 2024. La estrategia en el 2T25 consistió en ir incrementando la carga de crudos livianos e intermedios debido a razones de índole comercial relacionado a los 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

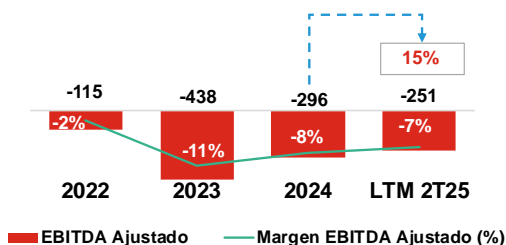
EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado Trimestral

(En Millones de US\$)



EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado Anual

(En Millones de US\$)



PETROPERÚ generó un EBITDA Ajustado de US\$ -60MM en el 2T25, en comparación con el US\$ -97MM del 2T24, situación derivada, principalmente, de la menor Pérdida Bruta registrada en el 2T25 respecto al 2T24 (US\$ -49MM vs US\$ -114MM), con un Margen Bruto de -8%, vs -11% en el 2T24.

Los gastos operativos por unidad de negocio son los siguientes:

OPEX: Gastos Operativos

(En Miles de US\$)

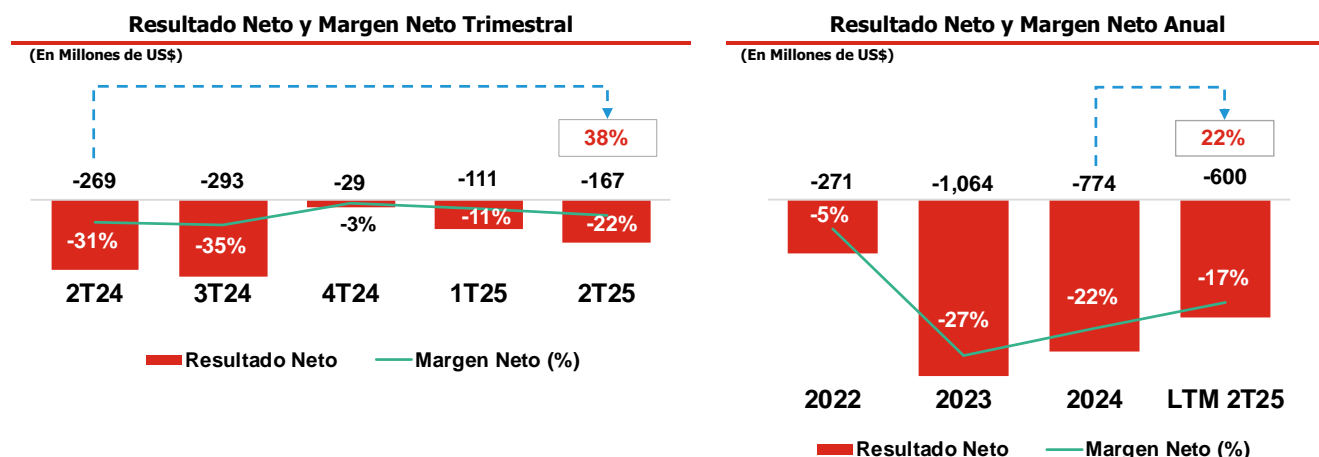
Unidad de Negocio	Ejecutado a jun24	Ejecutado a jun25
Refinación	330,953	280,773
Distribución & Comercialización	76,707	71,382
Transporte a través ONP	33,219	28,408
Exploración y Producción	97,133	109,709
Otros	35,173	33,685
Total	573,185	523,957

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

Resultados Trimestrales

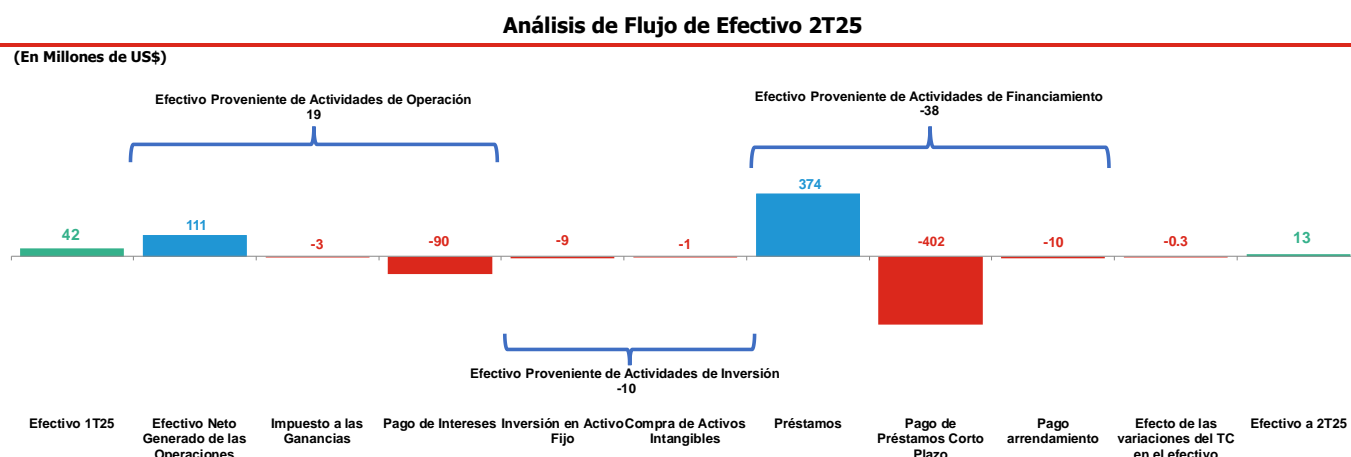


las unidades de negocio de la Compañía (54% a junio 2025 y 58% a junio 2024) principalmente debido a la puesta en marcha de la NRT (incremento de consumo de materiales y depreciación de las nuevas unidades puestas en marcha); en tanto Exploración y Producción representa un gasto del 21% (gastos que se han incrementado significativamente 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 14% a través de las Plantas de Abastecimiento y Tanques de Almacenamiento a lo largo de todo el país, entre otros.



La Pérdida Neta en el 2T25 fue de US\$ -167MM menor a la pérdida registrada en el 2T24 por US\$ -269MM, ello debido, principalmente, a la menor Pérdida Bruta del periodo derivada principalmente de la caída significativa del volumen exportado de Residual N° 6 a 0.01 MMBI de 2.32 MMBI (precio de exportación menor al valor de adquisición de la materia prima) y al menor gasto de operaciones, así como, menores gastos financieros netos en el 2T25 vs 2T24 (US\$ 81MM vs US\$ 107MM).

1.2.2. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO



PETROPERÚ registró en el 2T25 un total de efectivo de US\$ 13MM, menor que los US\$ 58MM registrados en el 2T24 y respecto a los US\$ 131MM al cierre del 4T24.

Al 2T25, el efectivo proveniente de Actividades de Operación fue US\$ 19MM, el cual fue menor al 1T25 por los mayores pagos de intereses (US\$ 19MM vs US\$ 37MM), pero mayor al 2T24 debido a que en el periodo anterior se realizaron mayores pagos a proveedores de crudo y productos con los fondos provenientes del préstamo del Banco de la Nación por US\$ 783MM, de acuerdo con lo dispuesto en el D.U. N° 004-2024.

Por otro lado, en el 2T25 se registró un Flujo de Efectivo de las Actividades de Inversión de US\$ -10MM menor a los US\$ -35MM y US\$ -63MM del 1T25 y del 2T24, respectivamente, por menores pagos por compra de propiedades, planta y equipo, debido a que la NRT se encuentra operando al 100%, se viene cerrando las obligaciones de pago por la recepción de las unidades.

Asimismo, el Flujo de Efectivo de Actividades de Financiamiento fue de US\$ -38MM en el 2T25 por los pagos realizados para liberar líneas, contrario a lo registrado en el 2T24 por US\$ 620MM, debido a que ingresó el préstamo del Banco de la Nación por US\$ 783MM de acuerdo con lo dispuesto en el D.U. N° 004-2024.

Resultados Trimestrales

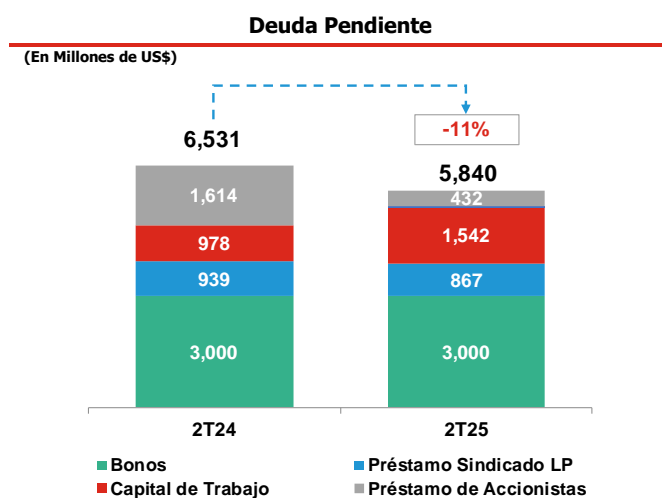
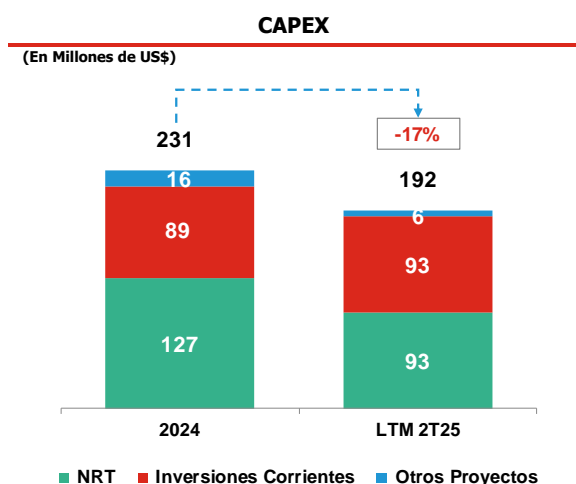


1.2.3. ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

El Activo Total al 2T25 ascendió a US\$ 10,086MM, mayor en 5% al del 2T24 (US\$ 9,606MM). Respecto al mismo periodo 2024 las existencias se han visto incrementadas en US\$ 167MM, esto debido a un mayor volumen adquirido de crudos y productos y un mayor costo promedio por barril. Asimismo, respecto a la Propiedad, Planta y Equipo hubo una disminución de US\$ 37MM, respecto al cierre del 2024, debido al registro de la depreciación de activos capitalizados de la NRT puestos en operación.

Con relación al CAPEX ejecutado en los últimos doce meses, al cierre del 2T25 se registró una ejecución de US\$ 192MM, menor en 17% a lo ejecutado en el 2024 (US\$ 231MM). La NRT representa el 48% de la ejecución en los últimos doce meses al cierre del 2T25 (US\$ 93MM).

Respecto a las Cuentas por Pagar Comerciales se incrementaron en US\$ 306MM con relación al mismo periodo 2024 debido a que, se presentó un mayor volumen de compras, principalmente, Crudo Oriente, WTI Midland y USLD.



Al 2T25, la Deuda Total es de 78% dólares americanos y 22% en soles, la deuda en soles incluye parte de la deuda de corto plazo para capital de trabajo y el préstamo del accionista (Documentos Cancelatorios y desembolso de financiamiento de corto plazo otorgado en el marco del D.U. N° 013-2024). En junio 2025 se registró como préstamo con el accionista los pagos de las cartas fianzas con garantía por US\$ 123MM. La Duración Modificada del bono a 15 años es de 3.50 años y de 8.42 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.

En diciembre 2025 se aprobó la Ley N° 32187, Ley de Endeudamiento del Sector Público para el Año Fiscal 2025, en su artículo 18 se autoriza ampliar hasta el 31.12.2028 la garantía otorgada mediante D.U. N° 023-2022 y ampliada con D.U. N° 004-2024 hasta por US\$ 1,000MM el plazo de la operación de endeudamiento de corto plazo bajo la modalidad de otorgamiento de garantía del Gobierno Nacional a la línea de crédito de comercio exterior con el Banco de la Nación, hasta por la suma de US\$ 1,000MM. Asimismo, se autorizó ampliar hasta el 31.12.2028 el plazo de la garantía por US\$ 1,000MM que hace mención el artículo 5 del D.U. N° 013-2024 correspondiente a un financiamiento con el Banco de la Nación. Así también, se dispuso a ampliar hasta el 31.12.2028 el plazo para el reembolso de los Documentos Cancelatorios - Tesoro Público a los que hace referencia el artículo 4 del D.U. N° 010-2022 (hasta por S/ 500MM). Se estima que dichas medidas se hagan efectivas a inicios del 3T25.

En abril 2025 se registró el aumento de capital en Registros Públicos relacionado al Apoyo Financiero Transitorio (D.U. N°010-2022), que ascendió a US\$ 828MM, incluyendo los intereses y de los US\$ 789MM, incluyendo los intereses (D.U. N°004-2024), el cual constituye un aporte de capital del Estado.

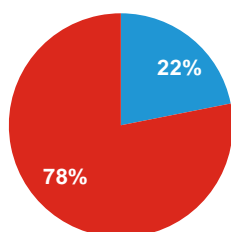
Al cierre del 2T25, la Deuda Total se distribuye de la siguiente manera: 51% Bonos, 26% Capital de Trabajo, 15% Préstamos Sindicado de Largo Plazo con garantía CESCE y 7% Préstamo del accionista. Al 30.06.2025 se ha amortizado US\$ 506MM del crédito sindicado con garantía CESCE.

Resultados Trimestrales



Composición de la Deuda por Tipo

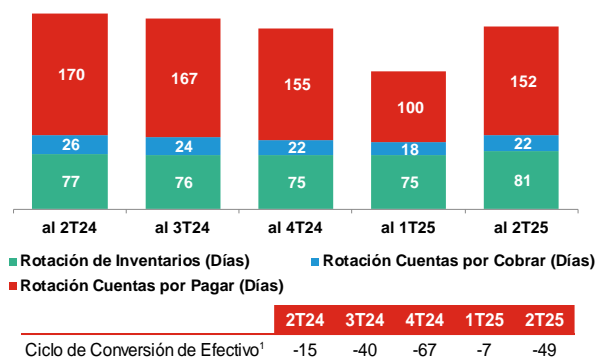
2T25



■ S/ ■ US\$

	MM S/ (Expresado en MMUS\$)	MMUS\$
Capital de Trabajo	1,137	405
Préstamo de Accionistas	141	291
Préstamo Sindicado LP		867
Bonos		3,000
TOTAL	1,278	4,562

Ciclo de Conversión de Efectivo



¹ Rotación de Inventarios + Rotación de Cuentas por Cobrar – Rotación de Cuentas por Pagar

El CCE al 2T25 fue -49 días. La Empresa se sigue apalancando con deuda a proveedores directos por lo que la Rotación de Cuentas por Pagar se ha visto incrementada en el 2T25. Debido a los efectos climatológicos que ocasionaron cierres de puertos en abril y mayo, la Rotación de Inventarios se ha visto incrementada, pasando de 75 a 81 días al 2T25. Respecto a la Rotación de Cuentas por Cobrar, este se encuentra dentro del promedio de los periodos anteriores.

Finalmente, el Patrimonio Neto se incrementó en 90% con respecto al mismo periodo del 2024, debido a las capitalizaciones de los financiamientos otorgados en el marco de los D.U. N° 010-2022 (hasta US\$ 750MM más intereses devengados) y el D.U. N° 004-2024 (hasta US\$ 800MM más intereses devengados). Sin embargo, ese incremento se vio afectado por la pérdida acumulada al cierre del 2T25 la cual fue mayor en 39% respecto a la del cierre del 2T24.

1.2.4. INDICADORES FINANCIEROS

Indicadores

	2022	2023	2024	LTM 2T25	2T24	1T25	2T25	YoY	QoQ
Pasivo / Patrimonio	2.7	5.2	3.1	3.7	7.5	3.4	3.7	-51%	9%
Deuda Financiera / Activos	50%	62%	56%	55%	70%	55%	55%	-15pp	0.2pp
Capital de Trabajo	-172	-3,542	-1,900	-2,333	-3,121	-2,059	-2,333	25%	-13%
Ratio de Liquidez	0.9x	0.3x	0.4x	0.4x	0.3x	0.4x	0.4x	23%	-12%

Nota: La Deuda Financiera incluye financiamientos de Corto Plazo por US\$ 1,456MM, intereses de corto y largo plazo por US\$ 58MM, corto plazo del financiamiento CESCE por US\$ 144MM (2 cuotas), y Swap de flujos con Citibank por US\$ 129MM. Además, la deuda de largo plazo incluye el financiamiento con bonos y CESCE y sus intereses. No incluye las facilidades del accionista de acuerdo con el D.U. N° 013-2024 por US\$ 330MM (cupón de bonos y cuota de CESCE en diciembre 2024 y Documentos Cancelatorios más sus intereses).

El ratio Pasivo /Patrimonio se redujo el 51% respecto al 2T24 debido principalmente a las capitalizaciones del apoyo financiero y préstamo del Banco de la Nación, dispuestos en el D.U. N° 013-2024 del 13.09.2024, por un monto total de US\$ 1,618MM que permitió disminuir el endeudamiento, reduciendo el pasivo corriente e incrementando el Patrimonio.

Respecto al ratio Deuda Financiera/Activos pasó de 70% en el 1T24 a 55% en el 2T25, debido a la reducción de la Deuda Financiera en -17%, principalmente producto de la implementación del D.U. N° 013-2024, que estableció la capitalización del apoyo financiero otorgado con D.U. N° 010-2022 (US\$ 739MM + US\$ 89MM de intereses).

El Capital de Trabajo al 2T25 alcanzó los US\$ -2,333MM frente a US\$ -3,121MM al 2T24, esta mejora se debe a la implementación de las medidas dispuestas en el D.U. N° 013-2024, enfocadas en el fortalecimiento patrimonial de la Empresa.

Finalmente, al cierre del 2T25 el Ratio de Liquidez es mayor al del 2T24 en 23%, se explica principalmente por la disminución del pasivo corriente (US\$ 3,790MM vs US\$ 4,540MM) vs producto de la implementación del D.U. N° 013-2024.

Resultados Trimestrales



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 2T25 es la siguiente: 1) Refinación y comercialización, que representaron el 98.4%, 2) Upstream que incluye los Lotes del noroeste en producción (I, VI, Z-69 y X) representó 0.9%, 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 2T25 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 2T25 (MBDC)	
Destilación Primaria(DP1)	56.4
Destilación al Vacío (DV3)	25.8
Flexicoking (FCK)	13.7
Craqueo Catalítico (FCC-RG1)	17.6
Hidrotratamiento de Nafta (HTN)	11.4
Reformación Catalítica de Nafta (RCA)	7.7
Tratamiento del GLP (TGL)	2.6
Hidrotratamiento de Diésel (HTD)	24.4
Hidrotratamiento de Nafta Craqueada (HTF)	7.0

PRODUCCIÓN SERVICIOS AUXILIARES EN EL 2T25	
Calderas-GE(TM/h)	244
OR2 (m3/h)	83
DM2 (m3/h)	429
Electricidad (MW)	52

Eventos Relevantes 2T25

En abril 2025 se realizó el simulacro de incendio en el reactor de la unidad de Craqueo Catalítico como parte del compromiso permanente con la seguridad industrial y la preparación del personal para la atención de emergencias. Estos simulacros refuerzan la cultura de prevención y la gestión de riesgos en PETROPERÚ, lo permite continuar con la implementación del Sistema de Gestión de Seguridad de Procesos, asegurando la continua preparación del personal para proteger la vida, el entorno y la continuidad operativa de la Refinería Talara.

Por su parte, OSINERGMIN comprobó la operatividad de todas las unidades de la NRT incluyendo la Unidad Flexicoking, quién posteriormente aprobó la solicitud de modificación del Registro de Hidrocarburos de la Refinería Talara, considerando la ampliación de su capacidad operativa y la incorporación de sus unidades de proceso, unidades auxiliares e instalaciones portuarias.

Asimismo, luego de la falla registrada el 16.05.2025, que afectó una línea de transmisión clave del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y provocó la interrupción generalizada del suministro eléctrico en las regiones de Piura, Lambayeque y Tumbes, incluida la NRT, la NRT logró sincronizarse con el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) e inició la generación de 20MW de energía, destinados tanto al consumo interno como a la red nacional, contribuyendo en el reforzamiento el suministro eléctrico en el norte del país.

Finalmente, en junio se convocó la licitación internacional para la contratación del servicio de análisis forense interno de la NRT, que permitirá contar con un informe técnico especializado desde su origen hasta su operatividad, medida que establece acciones concretas para la realización del respectivo análisis forense, orientado a fortalecer la gestión y transparencia de la empresa estatal.

Resultados Trimestrales



1.3.2. REFINACIÓN

Datos Operativos

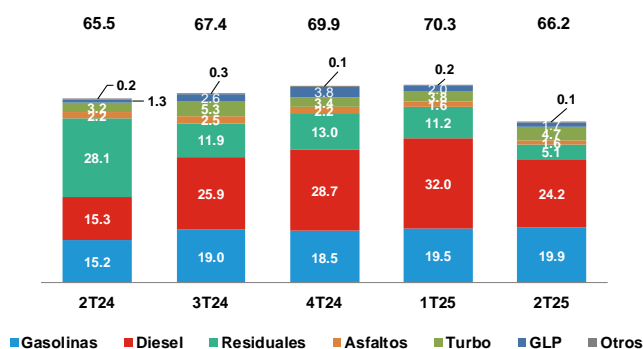
	2022	2023	2024	LTM 2T25	2T24	1T25	2T25	YoY	QoQ
Capacidad Instalada de Refinación (en MBDC) ⁽¹⁾	27.5	75.4	122.5	122.5	122.5	122.5	122.5	N.A.	N.A.
Capacidad Utilizada (en MBDC) ⁽²⁾	10	19	54	75	72	74	65	-10%	-13%
Ratio de Utilización de Capacidad Instalada ⁽³⁾	37%	25%	44%	62%	58%	61%	53%	-6pp	-8pp
Volúmenes de venta (en MBDC)	125	117	94	92	93	110	80	-14%	-27%

Notas:

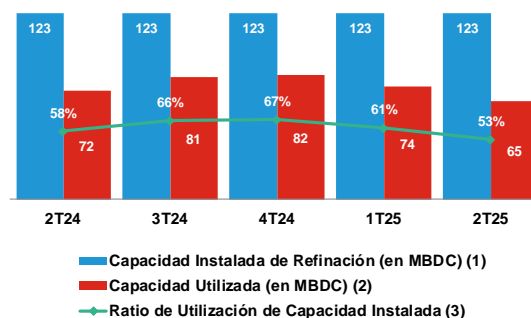
- (1) Cantidad máxima de crudo que se puede procesar en la primera etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica o primaria (incluye las Refinerías de Talara, Conchán e Iquitos).
 (2) La cantidad total de crudo que se procesa en la unidad de destilación atmosférica o primaria.
 (3) 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 2T25 el volumen de crudo procesado en la NRT fue de 51.0 MBDC y la carga total procesada (incluye crudo y productos intermedios) ascendió a 57.1 MBDC. Cabe precisar que, del 01 al 06.08.2025, se incrementó la carga de crudos a 76.2 MBDC y la carga total a 80.3 MBDC.

1.3.3. OLEODUCTO NORPERUANO (ONP)

Los volúmenes bombeados durante el 2T25 son los siguientes:

TRAMO	VOLUMEN BOMBEADO 2T25 (MBDC)
TRAMO I	0.0
TRAMO II	0.0
ORN	0.0

Respecto al Tramo I, este se encuentra de parada programada desde el 12.06.2024. En el 2T25 no se registraron contingencias en este tramo.

Por su parte, el Tramo II también se encuentra 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 23.04.2025 se registró una contingencia en el km 362+781 causado por hecho determinante de terceros. Por este evento se activó el Plan de Respuesta a Emergencias y se ejecutó la reparación definitiva al 100%.

Asimismo, el Oleoducto Ramal Norte (ORN) también se encuentra 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 2T25 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/>

Resultados Trimestrales



Durante el 2T25 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.

2. Gestiones frente a incidentes sociales y amenazas

- El 01.04.2025, se interpuso una denuncia en la Comisaría de San Lorenzo por el ingreso violento de manifestantes a la Estación 5, quienes intentaron cortar el fluido eléctrico. Asimismo, se notificó a diversas entidades del Estado sobre el inicio de una paralización liderada por profesores bilingües en la zona.
- El 09.04.2025, se alertó sobre la radicalización de las medidas de fuerza en Estación 5, remitiéndose comunicaciones a las autoridades pertinentes.
- El 19.05.2025, se denunció el impedimento por parte de moradores de la Comunidad Nativa (CCNN) Sinchi Roca para ejecutar trabajos en el Km 315 del ONP.
- Posteriormente, el 22 y 27 de mayo se informó sobre amenazas y acciones premeditadas de retiro de la grapa instalada en dicho punto, debido a exigencias de la CCNN no aceptadas por PETROPERÚ.
- El 01.06.2025 se solicitó al Comandante General de la Policía Nacional la constatación de los daños en Estación 5 y en el Km 315, así como protección policial en Estación 1 ante nuevas amenazas de paralización por parte de la CCNN Saramuro.
- El 23.06.2025 se reportó un corte en la tubería del ONP en el Km 391 y se solicitó la constatación de daños a la Región Policial Amazonas.
- Los días 29 y 30 de junio se solicitaron acciones concretas de protección a las instalaciones de Estación 5, incluyendo el despliegue de efectivos de la Dirección Nacional de Operaciones Especiales (DINOES).

3. Coordinación interinstitucional y articulación estratégica

- Se mantuvo una coordinación constante con diversas entidades del Estado, tales como la Dirección Nacional de Inteligencia (DINI), la Dirección General de Inteligencia del Ministerio del Interior (DIGIMIN), la Dirección de Seguridad Integral de Activos Críticos Nacionales (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 viene realizando gestiones con el Estado respecto al ONP en cumplimiento del D.U. N° 013-2024 las cuales se detallan a continuación:

- Se vienen llevando a cabo reuniones de trabajo entre representantes de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) y PETROPERÚ.
- El 04.04.2025, considerando que ya habían transcurrido 207 días desde la promulgación del D.U. N° 013-2024, se reiteró a la DGH el pedido de informar sobre el avance en la implementación del Art. 6.3 y se solicitó programar una reunión de coordinación.
- El 08.04.2025, se solicitó a la DGH informar sobre el avance de acciones para la implementación del Art. 6.3 del D.U. N° 013-2024 y se programó reunión de coordinación con PETROPERÚ.
- El 11.04.2025, se formalizó y detalló a la DGH los temas expuestos en la reunión del 09.04.2025, resaltando que, PETROPERÚ ha cumplido con proporcionar toda la información requerida por la DGH, producto de las reuniones sostenidas durante el año 2024 para implementar el Art. 6.3 referido a las mejoras, eficiencia y competitividad del ONP.
- El 04.06.2025 se envió a la DGH un Informe Técnico sobre la "Actualización de la Evaluación Económica del Negocio de Transporte de Crudo por el Oleoducto Nor Peruano 2024 - 2034", que sustenta las necesidades de cobertura de US\$ 113.3MM para el 2024, US\$ 167.9MM para el 2025 y US\$ 90.8MM\$ para el 2026 a fin de obtener flujos de caja económicos positivos para el periodo 2024-2026, se requiere.
- Finalmente, el 18.06.2025 se envió una comunicación al MINEM en línea con la reunión realizada con la DGH el 16.06.2025, en la que se expresó que PETROPERÚ cumplió con proporcionar toda la información requerida durante las diversas reuniones y que se han atendido todas las consultas realizadas, con la finalidad de que dicha autoridad complete las acciones para el cumplimiento de lo establecido en el Art. 6.3 del D.U. N° 013-2024.

Resultados Trimestrales



1.3.4. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Lote 64

El 29.11.2024 se inició la convocatoria pública N° PETROPERÚ-001-2004-L64 para la selección de un socio estratégico en el Lote 64. Dado que el proceso de selección del socio estratégico del 14.05.2025 quedó desierto, se están llevando a cabo negociaciones directas con empresas interesadas, con la finalidad de invitar a aquellas que cuenten con mayor proyección y respaldo legal, técnico, económico y financiero.

Lote 192

Se remitirá a consideración del Directorio los resultados del Proceso de Negociación Directa del Lote 192. La incorporación de la empresa designada en el contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos en el Lote 192 se realizará conforme a lo previsto en los artículos 12 y 15 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

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. En promedio la producción de petróleo en el 2T25 fue de 479 BDC. Asimismo, en promedio, la producción de gas fue de 2.4 MMpc/D. El EBITDA generado en el 2T25 fue de US\$ 0.8MM.

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. En promedio la producción de petróleo en el 2T25 fue de 1.6 MBDC, mientras que producción de gas, en promedio, fue de 2.9 MMpc/D. El EBITDA generado en el 2T25 fue de US\$ 5.8MM.

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 efectiva de un nuevo Contrato para la Explotación de Hidrocarburos con un nuevo operador, lo que ocurra primero. En promedio la producción de petróleo en el 2T25 fue de 3.4 MBDC, mientras que producción de gas, en promedio, fue de 8.6 MMpc/D. El EBITDA generado en el 2T25 fue de US\$ -0.5MM.

Lote X

PETROPERÚ participa como socio no operador en asociación con OIG PERÚ S.A.C. (Operador) desde el 20.05.2024. La participación de PETROPERÚ es de 40%. En promedio la producción de petróleo en el 2T25 fue de 3.3 MBDC, mientras que producción de gas, en promedio, fue de 4.8 MMpc/D. El EBITDA generado en el 2T25 fue de US\$ 7.5MM.

2. GESTIÓN AMBIENTAL, SOCIAL Y BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

2.1. GESTIÓN AMBIENTAL

Lotes Administrados

LOTE	ACTIVIDADES AMBIENTALES EJECUTADAS
Lote 64	<ul style="list-style-type: none">Se obtuvo pronunciamiento legal sobre la cesión de posición contractual del Contrato del Servicio "Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental Detallado del Proyecto de Desarrollo del Área Noroeste del Lote 64 – Campo Situche Central", indicando, entre otros, la necesidad de contar con la aceptación escrita de ambas partes, en el marco del Art. 73 del Reglamento de Contrataciones.Se sostuvo reunión con el Gerente del Proyecto del Consultor ERM PERÚ S.A. para ponerle en conocimiento acerca del avance de la Convocatoria Pública de Selección del Socio Operador del Lote 64 y del escenario de continuidad del Servicio con dicho Socio, por lo que, una vez concretada la búsqueda del Socio Operador se efectuaría la formalización de la cesión de posición y dicho operador, reanudaría la elaboración del EIA del Lote 64 a su costo, conforme a lo indicado en las Bases de la Convocatoria, apartado Declaración de Oferta, literales a) y d).
Lote 192	<ul style="list-style-type: none">PETROPERÚ continúa con la atención y limpieza de las emergencias ocurridas su gestión, Comunicando oportunamente al OEFA¹⁰ sobre los avances.

¹⁰ Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental: Impulsan y promueven el cumplimiento de las obligaciones ambientales en los agentes económicos y la mejora del Sistema Nacional de Gestión Ambiental, de manera articulada, efectiva y transparente, con el fin de resguardar el equilibrio entre la inversión en actividades económicas y la protección ambiental y, de esa manera, contribuir al desarrollo sostenible del país.

Resultados Trimestrales



	<ul style="list-style-type: none">Durante el 2T25, PETROPERÚ realizó la inspección de 12 eventos, ejecutando actividades de control, contención y recuperación en cada uno de ellos. El evento más reciente se registró el 10.07.2025 en la tubería de 16" de descarga de los intercambiadores de calor de la Gathering Station – Andoas, como consecuencia de un proceso de corrosión en la línea. Estas intervenciones sirven para establecer las acciones de limpieza y remediación que serán implementadas a través de las Empresas Comunales. Los procesos de contratación correspondientes se formalizarán durante el segundo semestre del presente año.
Lote I	<ul style="list-style-type: none">Se viene cumpliendo con los compromisos ambientales de gestión de residuos sólidos, los monitoreos ambientales y monitoreos biológicos comprometidos en los diferentes Instrumentos de Gestión Ambiental.Se han completado al 100% las Acciones de Primera Respuesta en los lotes por emergencias ambientales (I, VI y Z-69).
Lote VI	
Lote Z-69	

Emergencias Ambientales

Durante el 2T25 se ha reportado 1 Emergencias Ambientales en el ONP:

Nº	FECHA	TRAMO	PROGRESIVA	ESTADO
1	23.04.2025	Tramo II	Km 362+781	1. Ejecución Primera Respuesta - Etapa I

Nota: Sucedió la extracción de grapa instalada por evento del 19.03.2025 en el Km 315+535 del Tramo II.

2.2. GESTIÓN SOCIAL

Durante el 2T25, se han realizado las siguientes actividades reafirmando el compromiso social de PETROPERÚ con las poblaciones:

Gestión de Riesgos Sociales

En el ONP, durante el 2T25 se tuvo dos situaciones de conflictividad vinculadas a contingencias ambientales: (i) Impedimento para ejecutar actividades de primera respuesta en el Km 315+ 535 y (ii) Paralización de actividades del servicio aseguramiento y vigilancia en el Km 390+184 del Tramo II del ONP (contingencia suscitada en el 2023). Al respecto el equipo social ha participado de complejos procesos de diálogo con autoridades y pobladores de las comunidades involucradas logrando consensos que permitieron viabilizar los trabajos operativos requeridos en la zona.

Asimismo, en el mes de junio se identificó un atentado en el Km 391+154 Tramo II ONP (dos cortes no pasantes en el ducto). Si bien no ocasionó afloramiento de hidrocarburo ni afectación en la zona, el equipo de relaciones comunitarias presente sostuvo una reunión con las autoridades comunales y pobladores de la Comunidad Nativa Pantam donde se informó del hecho y se instó a tomar conciencia de los daños que estos hechos producen.

Por otro lado, respecto al Lote 64, en el mes de junio se desarrolló Asamblea Multisectorial con la participación de las comunidades que agrupan a los representantes de la cuenca del Morona, región Loreto, quienes respaldaron la reactivación del Lote 64, que actualmente cuenta con el 100 % de participación de Petroperú, en el contrato de licencia para la exploración y explotación. También se informó acerca del proceso de selección del socio operador.

Contribución con la Salud y Bienestar de las Localidades Aledañas

En el mes de mayo se desarrolló la Feria de Salud por la primera infancia en la ciudad de Mollendo, zona de influencia del Terminal de PETROPERÚ, donde participaron más de 100 personas que fueron atendidas en las especialidades de nutrición, vacunación y oftalmología.

Así también, en línea con su compromiso social y en coordinación con las autoridades sanitarias locales, PETROPERÚ entregó más de 8,000 unidades de medicamentos e insumos médicos esenciales al Centro de Salud Negritos, ubicado en el distrito de La Brea, provincia de Talara (Piura), área de influencia del Lote I. El apoyo social benefició a más de 5,000 vecinos de la zona, fortaleciendo la atención primaria y la prevención de enfermedades en una zona de alta vulnerabilidad social.

Comprometidos con la Educación

Como parte del compromiso de PETROPERÚ con el desarrollo académico de las poblaciones, en abril se entregaron 2,400 packs de útiles escolares y se inauguraron 14 bibliotecas escolares en Instituciones Educativas Públicas en Villa El Salvador zona aledaña a Refinería Conchán y en Pisco, Ilo, Mollendo y Cusco, zona de influencia de Plantas y Terminales Centro y Sur.

Fortalecimiento de la empleabilidad de las poblaciones, a través de proyectos que contribuyan a mejorar las capacidades y lograr el desarrollo económico local

Durante el 2T25 el proyecto productivo Cacao – ONP obtuvo el primer lugar en los Premios de Sostenibilidad GAIA SPE PERÚ 2025, reconociendo con ello el compromiso de la Compañía con la sostenibilidad y el desarrollo local respetando sus prácticas culturales y el equilibrio ambiental. Asimismo, se han alcanzado los siguientes logros: (i) Aunque la meta inicial era la instalación de 80 hectáreas,

Resultados Trimestrales



actualmente se han logrado 106 hectáreas injertadas en áreas degradadas por la deforestación. Así mismo, por hectárea se han sembrado 150 plántones agroforestales (Tornillo, Capirona, Plátano, Yuca). Asimismo, los beneficiarios, han sembrado 26 hectáreas de cacao adicionales con sus propios recursos, utilizando los conocimientos y materiales adquiridos en el proyecto, (ii) Se ha implementado la "Escuela de Líderes Organizacionales con Visión Empresarial, la misma que consta de seis (06) módulos, y que permitirá a los beneficiarios fortalecer sus conocimientos e impulsar la reactivación de la economía local.

Además, continúa el programa con emprendedores de la zona de influencia de Refinería Conchán. Durante el 2T25 se llevó a cabo el Taller "Publica, Atrae y Vende": El poder del Marketing Digital Inteligente para aprender sobre publicaciones atractivas, como aumentar el valor de tus productos sin bajar precios y manejo de plataformas digitales.

Recuperación de espacios públicos

Petroperú inició el proyecto con el objetivo de mejorar la calidad de vida de los habitantes de la zona y contempla la recuperación de 15 espacios públicos (10 espacios en área de influencia de Lote VI y 05 espacios en área de influencia de Lote Z-69). Un componente clave de esta iniciativa es la generación de empleos temporales, priorizando la contratación de residentes de El Alto y promoviendo la participación de mujeres. Los trabajadores recibirán capacitación técnica, fortaleciendo sus competencias para futuras oportunidades laborales. A la fecha se cuenta con 243 personas contratadas y trabajando en este proyecto.

2.3. SOSTENIBILIDAD Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Estrategia de Sostenibilidad y Plan con Criterios ESG

Fue aprobada por el Directorio en el 2024, y contempla un horizonte de ejecución de actividades planificadas hasta el 2030. A junio 2025, se ha registrado un avance global acumulado de 23.7%.

Como parte de las actividades el plan, se realizó:

1. Pilar: Gestión Ambiental

Protección de la Biodiversidad: Se realizó la entrega protocolar de panel informativo para la conservación de la Reserva Illescas, así como del material de difusión y se coordina una iniciativa conjunta con el SERNANP para campaña de sensibilización a comunidades cercanas a Zona Reservada Illescas y Pacaya Samiria.

2. Pilar: Gobierno Corporativo

Reportes de Sostenibilidad: Se culminó la elaboración del Reporte de Sostenibilidad 2024, el mismo que fue sometido a un proceso de verificación externa, que incluyó reuniones con las áreas involucradas para atender las consultas de la entidad verificadora y levantar las observaciones correspondientes, previo a su publicación y difusión programada para el segundo semestre de 2025. Actualmente se encuentra en proceso de aprobación por la Alta Administración.

Web Sostenibilidad: Se actualizó información de la Web de Sostenibilidad, al igual que la sección de Preguntas Frecuentes (<https://oleoducto.petroperu.com.pe/preguntas-frecuentes/>) del ONP, que ahora incluye información sobre emergencias ambientales de 2025 y secciones reorganizadas para mejorar la accesibilidad.

ESG Score (Encuesta S&P Global): Se elaboró informe de análisis de resultados de ESG Score 2024 (25/100) (<https://sostenibilidad.petroperu.com.pe/sostenibilidad/sp-global-esg-score/>) y se viene desarrollando plan de acción de cierre de brechas que contempla el fortalecimiento de acciones orientadas a mejorar dicho desempeño. Asimismo, se está evaluando con S&P Global la continuidad de la participación de PETROPERÚ para el 2025.

3. Pilar: Relacionamiento con Grupos de Interés

Debida Diligencia Derechos Humanos: A junio 2025, se ha culminado el Informe de Diagnostico de Debida Diligencia en Derechos Humanos y Plan de Cierre de Brechas mostrando línea de base, avances, desafíos y oportunidades en derechos humanos para la Empresa como parte de la gestión del negocio. Se tiene previsto la presentación de los resultados del Informe a la Gerencia para su aprobación e implementación.

2.4. BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

El 29.05.2025, el Directorio aprobó el Informe Bial de Gobierno Corporativo 2023-2024, el mismo que se encuentra alojado en la web corporativa.

Por otro lado, en sesión universal de la Junta General de Accionistas del 23.06.2025 se acordó formalizar la designación efectuada por la Contraloría General de la República por proceso de Designación Directa, de la Sociedad de Auditoría Gaveglío Aparicio y Asociados SCRL-PWC para realizar la Auditoría Financiera y Presupuestal de PETROPERÚ hasta el 2026.

Resultados Trimestrales



Asimismo, en sesión de Directorio del 30.06.2025, se aprobaron los Estados Financieros y la Memoria Anual de PETROPERÚ correspondientes al Ejercicio Económico 2024. Cabe señalar que estos documentos aún no han sido aprobados por la Junta General de Accionistas.

Por su parte, la Gerencia General aprobó el "Plan de Trabajo para el Fortalecimiento del Sistema de Gestión Antisoborno – SGAS - ISO 37001 en PETROPERU S.A."; y la "Actualización del alcance de la ISO 37001 - Sistema de Gestión Antisoborno".

El Comité de Seguridad de la Información aprobó el Manual del Sistema de Gestión de Seguridad de la Información. De igual manera, se han aprobado documentos normativos como el Lineamiento Gestión de Contraseñas y el Procedimiento Gestión de Incidentes de Seguridad de la Información.

Finalmente, se continuó fortaleciendo la transparencia y la gobernanza; en colaboración con la Defensoría del Pueblo se desarrolló la Conferencia "Una mirada integral sobre la transparencia y la confidencialidad de la información", dirigida a todos los trabajadores a nivel nacional.

Resultados Trimestrales



3. RESUMEN FINANCIERO

3.1. ESTADO DE RESULTADOS

En Millones de US\$	2022	2023	2024	LTM 2T25	2T24	1T25	2T25	YoY ⁽¹⁾	QoQ ⁽²⁾
Ventas Nacionales	4,889	3,467	3,047	3,025	687	781	691	1%	-12%
Ventas al Exterior	628	477	410	359	169	185	47	-72%	-75%
Otros Ingresos Operacionales	64	65	71	63	17	14	15	-14%	6%
Total Ingresos	5,581	4,009	3,527	3,447	874	980	753	-14%	-23%
Costo de Ventas	-5,540	-4,368	-3,813	-3,643	-988	-980	-802	-19%	-18%
Costo de Ventas (% de Ingresos)	99%	109%	108%	106%	113%	100%	107%	-6pp	7pp
Ganancia Bruta	41	-359	-286	-196	-114	0.2	-49	57%	-100%
Margen Bruto (%)	1%	-9%	-8%	-6%	-13%	0.02%	-7%	6pp	-7pp
Gastos Operativos	-270	-664	-300	-293	-55	-50	-42	-24%	-17%
Gastos Operativos (% de Ingresos)	5%	17%	8%	8%	6%	5%	6%	-0.8pp	0.4pp
Resultado Operativo	-229	-1,022	-586	-489	-169	-50	-91	46%	-83%
Margen Operativo (%)	-4%	-25%	-17%	-14%	-19%	-5%	-12%	7pp	-7pp
Resultado Neto	-271	-1,064	-774	-600	-269	-111	-167	38%	-50%
Margen Neto (%)	-5%	-27%	-22%	-17%	-31%	-11%	-22%	9pp	-11pp
EBITDA Ajustado	-115	-438	-296	-251	-97	4	-60	38%	-100%
Margen de EBITDA Ajustado (%)	-2%	-11%	-8%	-7%	-11%	0.4%	-8%	3pp	-8pp
EBITDA Ajustado (LTM)	-115	-438	-296	-251	-315	-287	-251	20%	13%

(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\$	2023	2023	2024	LTM 2T25	2T24	1T25	2T25	YoY	QoQ
Saldo Inicial	240	89	41	58	81	131	42	-48%	-68%
Flujo de Caja Operativo	-1,261	240	-1,088	-620	-581	37	19	+100%	-50%
Flujo de Actividades de Inversión	-656	-455	-295	-148	-63	-35	-10	-84%	-72%
Flujo de Caja de Actividades de Financiamiento	1,774	161	1,473	724	620	-91	-38	-100%	58%
Variación Tipo de cambio	-8	6	-1	-1	1	-0.3	-0.3	-100%	-0.1%
Saldo Final	89	41	131	13	58	42	13	-78%	-70%

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	LTM 2T25	2T24	1T25	2T25	YoY	QoQ
Activo Corriente	2,093	1,644	1,401	1,456	1,420	1,592	1,456	3%	-9%
Activo No Corriente	7,848	8,246	8,538	8,630	8,187	8,589	8,630	5%	0.5%
Total Activos	9,942	9,890	9,939	10,086	9,606	10,181	10,086	5%	-1%
Deuda Financiera a Corto Plazo	868	3,021	1,800	1,824	2,852	1,787	1,824	-36%	2%
Deuda Financiera a Largo Plazo	4,100	3,086	3,810	3,739	3,880	3,811	3,739	-4%	-2%
Total Deuda Financiera	4,967	6,107	5,611	5,563	6,732	5,598	5,563	-17%	-1%
Otros Pasivos	2,322	2,195	1,897	2,369	1,738	2,263	2,369	36%	5%
Total Pasivo	7,289	8,302	7,507	7,933	8,470	7,861	7,933	-6%	1%
Patrimonio	2,652	1,588	2,432	2,154	1,136	2,321	2,154	90%	-7%
Total Pasivo + Patrimonio	9,942	9,890	9,939	10,086	9,606	10,181	10,086	5%	-1%
Pasivo Corriente	2,265	5,187	3,301	3,790	4,540	3,651	3,790	-17%	11%