

Resultados Trimestrales



PETROPERÚ¹ Informe de Resultados Primer Trimestre 2025 - 1T25

Lima, Perú, 10 de mayo, 2025 Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (OTC: PETRPE) anunció los resultados financieros y operativos para el primer trimestre ("1T25"), período finalizado el 31 de marzo de 2025. Para un análisis financiero más completo, consulte los Estados Financieros Intermedios 1T25² 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

- Durante el 1T25, los **Ingresos Totales** se incrementaron en 4% (US\$ 41MM) en comparación con el 1T24 y 11% respecto al 4T24.
- Se generó una **Utilidad Bruta** de US\$ 0.2MM, más del 100% YoY³ superando la Pérdida Bruta de US\$ -25MM en el 1T24 y de US\$ -21MM en el 4T24.
- El **EBITDA Ajustado**⁴ pasó de US\$ -5MM en el 1T24, y de US\$ -94MM en el 4T24 a US\$ 4MM en el 1T25.
- La **Pérdida Operativa** se redujo en 27% YoY, pasando de US\$ -68MM en el 1T24 a US\$ -50MM en el 1T25. Asimismo, se redujo 65% respecto al periodo anterior (US\$ -50MM vs US\$ -143MM).
- La **Pérdida Neta** en el 1T25 fue de US\$ -111MM en comparación a la Pérdida Neta de US\$ -183MM en el 1T24, una reducción en la pérdida de 39%. Sin embargo, respecto al 4T24 la pérdida se incrementó en más del 100%.
- El saldo final de **Caja** de la Compañía fue de US\$ 42MM al final del 1T25 vs US\$ 81MM al final del 1T24.
- El **Ciclo de Conversión de Efectivo (CCE)** al 1T25 fue de -7 días vs -15 días al 1T24. Esto se debe a que la Empresa se sigue apalancando con deuda a proveedores directos sin embargo la rotación de cuentas por pagar se viene reduciendo desde el 3T24.
- El **avance físico integral de la NRT**⁵ a marzo 2025, fue de 100%. Respecto a las Unidades de Proceso y Unidades Auxiliares se cuenta con un avance a marzo 2025 del 100%.
- El **volumen total de ventas** alcanzó 110 MBDC⁶ en el 1T25, mayor en 17% respecto al 1T24 (94 MBDC) y mayor en 15% respecto al 4T24 (95 MBDC).
- Respecto al **Oleoducto Norperuano (ONP)**, el 08.02.2025 se registró una contingencia en el Km 376+042, el 12.02.2025 se registró otra contingencia en el Km 385+727; y el 19.03.2025 se registró otra contingencia en el Km 315+535, todos causados por Hecho Determinante de Terceros.
- Respecto a la actividad de **exploración y producción de hidrocarburos**, actualmente, con relación al Lote 64, en noviembre el Directorio aprobó iniciar la convocatoria pública para la selección de un socio que se desempeñe como Operador del Lote. Por otro lado, respecto al Lote 192, PETROPERÚ retiró a Altamesa del Acuerdo de Operación Conjunta y a la fecha, ha iniciado un proceso de selección para la búsqueda de un socio Operador del Contrato de Licencia. Al cierre del 1T25, en el Lote I, la producción de petróleo

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

² Estados Financieros por el periodo del Primer Trimestre 2025 terminado el 31.03.2025. 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



está en el orden de 548 BDC⁷ y la de Gas Natural Asociado en 2.5 MMpc/D⁸. Por su parte, la producción 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 de petróleo del Lote Z-69 está en el orden de 3.7 MBDC, la de Gas Natural asociado en 7.1 MMpc/D, finalmente, respecto al Lote X, en el 1T25 en promedio la producción de petróleo fue en el orden de 3.1 MBDC y la de Gas Natural asociado en 4.8 MMpc/D.

1. ANÁLISIS

1.1. ENTORNO MACROECONÓMICO

Según las estimaciones de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD), a marzo 2025 estimó que el crecimiento mundial en el 2025 y 2026 estaría en niveles de 3.1% y 3.0%, respectivamente. Estas estimaciones las atribuye a mayores barreras comerciales en diferentes economías del G20 que implica mayores costos de producción y consumo, lo que afecta la inversión y el gasto de los hogares. Asimismo, la creciente incertidumbre política y geopolítica debilita la confianza empresarial y de los consumidores y la inflación persistente especialmente en el sector servicios podría afectar el poder adquisitivo y la demanda. Por su parte, el Fondo Monetario Internacional (FMI), a enero 2025 estimó el crecimiento mundial para el 2025 y 2026 en 3.3%, atribuyendo dicho crecimiento a la incertidumbre política como el OECD, a las políticas comerciales restrictivas y a posibles interrupciones en política monetaria.

En el caso del Perú, según las últimas proyecciones del Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) se espera que el crecimiento del PBI sea 3.0% para el 2025. Este crecimiento se sustenta en la recuperación económica tras la contracción de 0.6% en el 2023 y el crecimiento estimado de 3.1% en el 2024 lo que podría generar una tendencia para un crecimiento sostenido en los siguientes años. Por otro lado, ha habido un incremento en la inversión pública y el respaldo financiero a empresas estatales, acciones que son clave para estimular la actividad económica. Asimismo, la inflación se ha mantenido dentro del rango meta en el 2024 y se espera que esta se ubique alrededor del centro del rango meta para 2025 y 2026.

Respecto a la inflación, a nivel mundial se ha visto una tendencia a la baja. Algunos factores clave que podrían dificultar la tendencia a la baja sería la escasez de mano de obra en varios países lo cual es un factor que contribuye a mantener la inflación en servicios y las restricciones comerciales incrementan los costos de producción y consumo. Sin embargo, las políticas monetarias restrictivas de cada país elevando las tasas de interés ayudan a mantener la inflación baja. Asimismo, el crecimiento proyectado más lento contribuye a mantener una inflación baja.

Para el caso de Perú, la inflación interanual en el 1T25 mostró una tendencia a la baja con una inflación interanual en marzo de 1.28%. Por su parte, el BCRP proyecta una inflación en torno al 2% al cierre del 2025. Principalmente, la estabilidad de la inflación se debe a los costos de alimentos y transporte y a la política monetaria del BCRP que ha mantenido la tasa de interés de referencia desde febrero en 4.75%. El BCRP espera que la inflación se ubique cerca al centro del rango meta en el 2025, con una tasa de 2% para el 2025 y 2026. El supuesto de dicha proyección es una actividad económica alrededor de su nivel potencial y expectativas de inflación con una tendencia decreciente hacia el valor medio del rango meta.

Con relación al tipo de cambio, al cierre de marzo 2025 se situó en S/ 3.677 por dólar, menor al del cierre de diciembre 2024 el cual se situó en S/ 3.770 por dólar, lo que muestra una apreciación del sol de 2.5%. En lo que va del año, el BCRP ha efectuado operaciones de venta spot, colocación de CDR, *Swaps*, entre otros.

⁷ BDC: Barriles por día calendario.

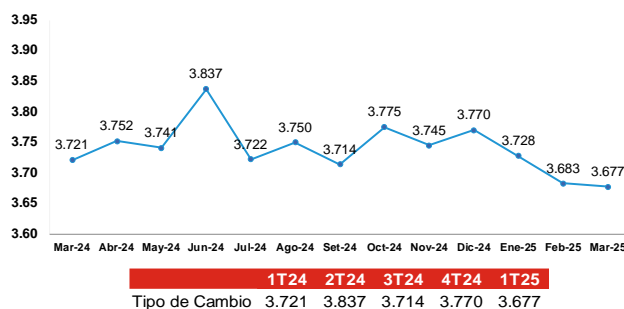
⁸ MMpc/D: Millones de pies cúbicos por día.

Resultados Trimestrales



Tipo de Cambio

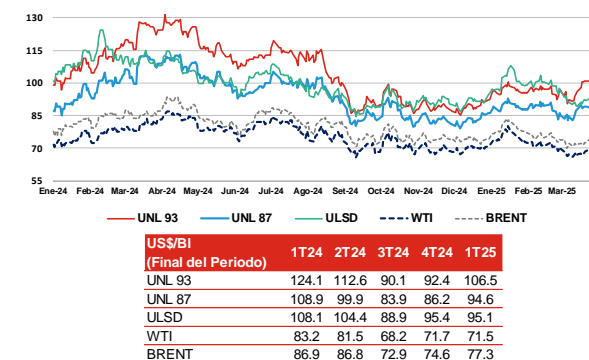
(PEN/US\$)



Fuente: SBS

Precios WTI y Marcadores Internacionales

(US\$/B)



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 1T25 los marcadores del Brent y del WTI se encuentran alrededor de 77.3 y 71.5 US\$/B, respectivamente. Esta tendencia a la baja en el trimestre se debió principalmente al anuncio de la OPEP+ sobre el incremento gradual de la producción a partir de abril 2025. Asimismo, la Agencia Internacional de Energía (IEA) redujo sus estimaciones de crecimiento de la demanda de petróleo para el primer trimestre 2025 debido a datos de consumo inferiores a los esperados y a un entorno macroeconómico incierto. Por otro lado, hubo un importante incremento de la producción de crudo en los Estados Unidos durante el 1T25. Finalmente, las tensiones geopolíticas y comerciales generan preocupación sobre el crecimiento económico de los países y a su vez por la demanda de petróleo.

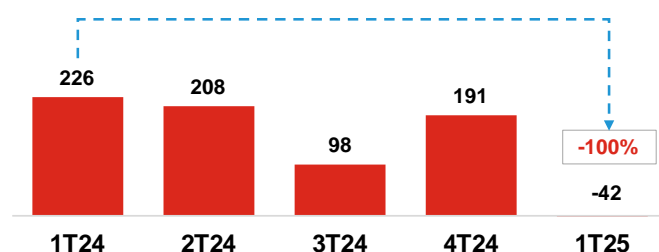
El Perú cuenta con un Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo (FEPC) cuya finalidad es evitar que la elevada volatilidad de los precios internacionales del petróleo se traslade a los precios de los consumidores locales, tomando en consideración que actualmente se importa gran parte del crudo y productos que se consumen a nivel local. El FEPC consiste en una banda de precios con un límite de precio superior y uno inferior, establecidos por OSINERGMIN de tal manera que los precios que se cobran internamente se encuentren dentro de dicha banda, es así que, cuando el precio internacional sube por encima del límite superior, los consumidores pagan lo equivalente al límite superior y el Estado utiliza los recursos del fondo para posteriormente pagar la diferencia a las empresas comercializadoras de productos derivados de petróleo que se encuentren inscritas en el fondo. Sin embargo, si el precio internacional cae por debajo del límite inferior, el consumidor pagaría el precio de dicho límite y la diferencia sería pagada al fondo por las empresas comercializadoras de productos derivados de petróleo que se encuentren inscritas en el fondo. Actualmente los productos afectados al FEPC son el Petróleo Industrial 6 de Generación Eléctrica y el Diesel B5 de uso vehicular.

1.2. RESULTADOS FINANCIEROS

1.2.1. ESTADO DE RESULTADOS

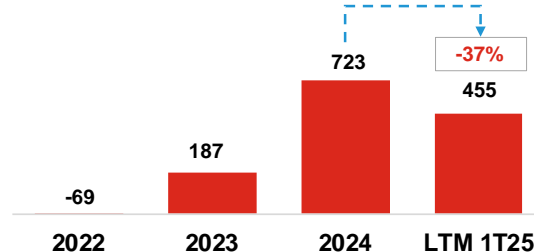
Ventas Netas Trimestrales⁹

(En Millones de US\$)



Ventas Netas Anuales

(En Millones de US\$)



El Total de Ingresos alcanzó los US\$ 980MM en el 1T25, un incremento de 4% YoY. Si bien es evidente un incremento en el volumen de ventas respecto al mismo periodo del 2024, aún la tendencia a la baja los precios internacionales de crudo y producto ha generado que el impacto en el nivel de ingresos no sea el esperado. La reducción de los precios en los principales productos que comercializa

⁹ Ventas Netas: Ventas Total – Compras Totales

Resultados Trimestrales



PETROPERÚ se ha visto afectada YoY en aproximadamente 12% en promedio. Durante el trimestre se han incrementado las compras respecto al mismo periodo debido a las contingencias naturales que han complicado la distribución del producto producido en la NRT, lo que a su vez generó que las Ventas Netas se ubiquen en US\$ -42MM.

El Margen Bruto ha pasado de -3% a 0.02% en el 1T25 respecto al mismo periodo del 2024 debido principalmente al incremento de las ventas totales que pasaron de 94 MBDC en el 1T24 a 110 MBDC en el 1T25, esto gracias a la estrategia para incrementar la participación de mercado progresivamente. A pesar de circunstancias exógenas por oleajes anómalos que dificultaron la distribución de la producción de la Nueva Refinería Talara, se logró alcanzar un mayor nivel de ventas en el mercado local y extranjero.

Por otro lado, en el 1T25 se logró reducir las exportaciones de cargamentos de residuales respecto al mismo periodo del 2024. Cabe mencionar que dicho producto es comercializado a precios inferiores respecto al costo de adquisición de la materia prima.

Asimismo, el Costo de Ventas como proporción del Total de Ingresos Brutos ha sido 100% en el 1T25 vs 103% en el 1T24. El Costo de Ventas se incrementó en 2% respecto al mismo periodo del 2024, sin embargo, el efecto de las mayores ventas contrarrestó ese incremento en el Costo de Ventas.

Análisis del Portafolio de Productos:

VENTAS (En Millones de US\$)				
VENTAS	1T24	1T25	YoY	Participación sobre Ventas
VENTAS LOCALES				
GLP ⁽¹⁾	18	15	-16%	1.5%
Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	205	244	19%	25.3%
Turbo A-1	54	9	-84%	0.9%
Diesel B5 ^{(1) (2)}	483	473	-2%	49.0%
Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	13	18	40%	1.9%
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾	0.0	0	N.A.	0.0%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾	21	11	-50%	1.1%
Otros ^{(1) (3)}	13	12	-8%	1.2%
Total Ventas Locales	807	781	-3%	80.9%
EXPORTACIONES				
Turbo A-1	0	29	N.A.	3.0%
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	98	28	-71%	2.9%
Diesel 2	0	0	N.A.	0.0%
Otros ⁽⁴⁾	14	128	+100%	13.2%
Total Ventas Exterior	113	185	64%	19.1%
Total Ventas Locales y Exportaciones	920	966	5%	
Otros Ingresos Operativos ⁽⁵⁾	20	14	-29%	
TOTAL INGRESOS	939	980	4%	

⁽¹⁾ Descuentos Incluidos

⁽²⁾ Incluye FEPC.

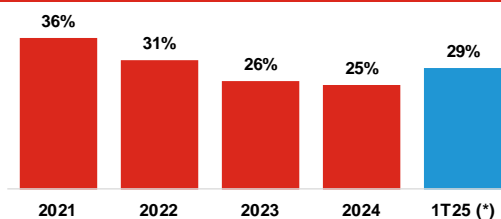
⁽³⁾ Material de Corte, Solventes, Gasolina de Aviación y Ácido Nafténico.

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

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

Durante el 1T25, PETROPERÚ ha generado un Ingreso por Ventas Total de US\$ 966MM, 5% mayor al 1T24 (US\$ 920MM), con 81% de las ventas concentradas en el mercado local, debido al mayor volumen de ventas totales en el 1T25 respecto al mismo periodo que impulsaron los ingresos a pesar de la caída en los precios del crudo y productos.

Evolución de la Participación de PETROPERÚ



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

A marzo 2025, la participación en el mercado interno de combustibles líquidos se estimó en 29%. El Diesel y Gasolinas, son los combustibles de mayor venta en PETROPERÚ, su participación en el mercado se encuentra alrededor de 36% y 46% respectivamente.

En busca de incrementar la participación en el mercado local PETROPERÚ viene realizando las siguientes acciones:

Resultados Trimestrales



- 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 710 EE.SS. (a marzo 2025) de la RED PETROPERÚ y se cuenta con 457 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\$)			
	1T25	% Participación	
INGRESOS LOCALES		4 Productos	80%
GLP ⁽¹⁾	15	Diesel B5 ^{(1) (2)}	49%
Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	244	Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	25%
Turbo A-1	9	Turbo A-1	4%
Diesel B5 ^{(1) (2)}	473	Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	2%
Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	18		
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾	-	2 Productos	74%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾	11	Diesel B5 ^{(1) (2)}	49%
Otros ^{(1) (3)}	12	Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	25%
Total Ingresos Locales	781	Ingresos Locales	81%
EXPORTACIONES		Exportaciones	19%
Turbo A-1	29		
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	28		
Diesel 2	-		
Otros ⁽⁴⁾	128		
Total Exportaciones	185		
TOTAL INGRESOS	966		

⁽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 marzo 2025 son el Diesel B5 (Incluye el Diesel B5 S-50) y las gasolinas/gasoholes con una participación respecto a los ingresos totales de 49% y 25% respectivamente.

MERCADO INTERNO

El volumen de venta de combustibles se ha incrementado en 17% respecto al mismo periodo del 2024, los Ingresos por Ventas Nacionales del 1T25 llegaron a US\$ 781MM, 3% menos que los ingresos del mismo periodo del 2024 el cual ascendió a US\$ 807MM, debido a la caída en el precio de los marcadores internacionales del 1T25 vs el mismo periodo del 2024.

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

Los ingresos por exportaciones en el 1T25 fueron de US\$ 185MM y representaron el 19% del Total de Ingresos por Ventas en dicho periodo, se exportó un volumen ascendente a 28 MBDC, 41% mayor respecto al mismo periodo del 2024. Durante el 1T25 el producto que más se exportó fue el N°6 Fuel Oil. Sin embargo, la venta de dicho producto fue menor respecto al mismo periodo 2024 (5 MBDC vs 19 MBDC), debido principalmente, a que durante el 1T25 se ha cargado en mayor proporción crudo liviano e intermedio.

CADENA DE SUMINISTRO

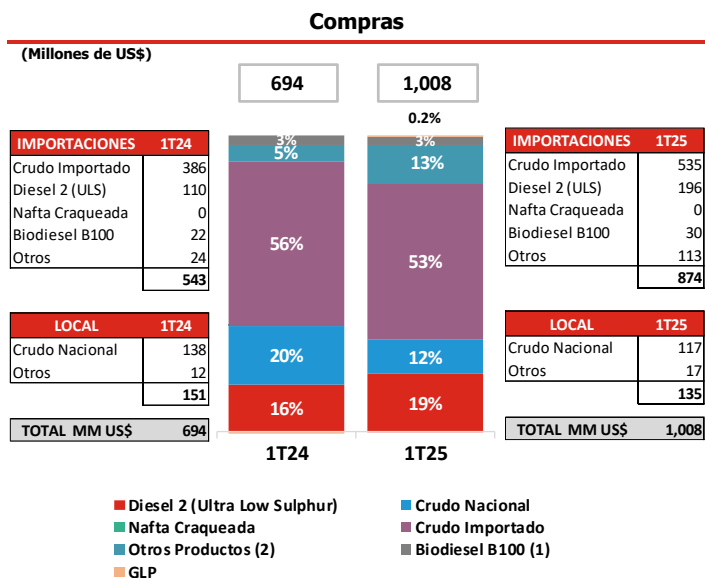
Durante el 1T25 se han presentado 111.7 días de cierre de puertos vs 144.6 días en el mismo periodo 2024, es decir, la sumatoria de días por cada puerto de todos los puertos en el litoral peruano, ello incluye también los cierres de puerto por mantenimiento. Los oleajes anómalos han impedido el normal desarrollo de las actividades portuarias y pesqueras, esto a su vez ha dificultado en Talara

Resultados Trimestrales



las transferencias vía cabotaje hacia los diferentes terminales del país, así como las exportaciones de residuales; no obstante, se ha desplegado diferentes acciones en la logística para mantener el abastecimiento de combustibles.

COMPRAS



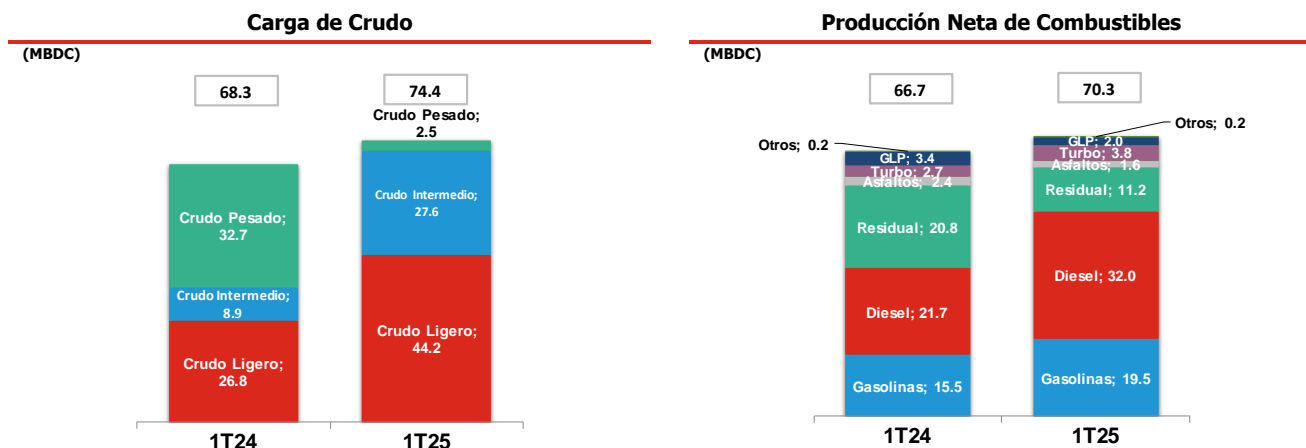
(1) Insumo para la formulación de Diesel B5

(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 1T25 representó el 19% del total de compras de crudo mientras que el crudo importado representó el 81%. Durante el 1T25 se ha comprado 93 MBDC de crudo vs los 70 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).

Con respecto a la compra de productos, en términos de volumen, como porcentaje de las compras totales de productos, los productos importados representaron el 91%, mientras que las compras locales el 9%. Durante el 1T25, se han comprado 39 MBDC de productos en comparación de los 17 MBDC en el mismo periodo 2024.

El incremento en compras de petróleo respecto con las compras de productos terminados que son más costosos es el efecto inmediato del cambio de la estructura de compra por el arranque de la NRT, la misma que permite al operar al 100%, la disminución de la compra de productos terminados.



Resultados Trimestrales

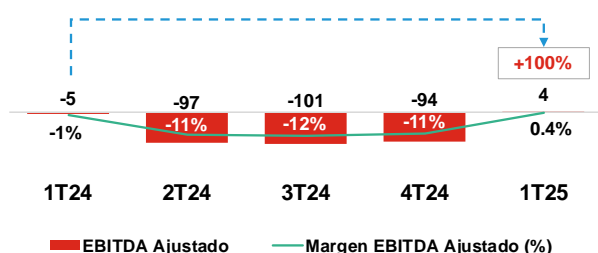


Durante el 1T25 la carga de Crudo fue mayor en relación con el mismo periodo del 2024 debido a que ya se cuenta con todas las unidades en producción de la NRT, la producción al 1T25 ascendió a 70.3 MBDC, 5% mayor al mismo periodo del año 2024. La estrategia en el 1T25 consistió en ir incrementando la 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

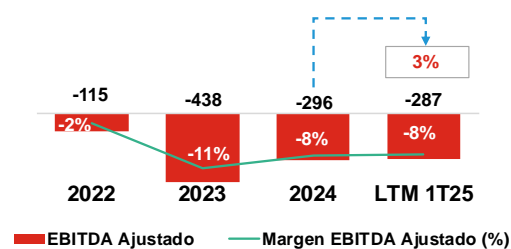
EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado Trimestral

(En Millones de US\$)



EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado Anual

(En Millones de US\$)



PETROPERÚ generó un EBITDA Ajustado de US\$ 4MM en el 1T25, en comparación con el US\$ -5MM del 1T24, situación derivada, principalmente, de la Utilidad Bruta registrada en el 1T25 respecto al 1T24 (US\$ 0.2MM vs US\$ -25MM), con un Margen Bruto de 0.02%, vs -3% en el 1T24. Asimismo, afectaron positivamente al EBITDA en el 1T25 respecto al 1T24 el mayor Ingreso por Ventas a razón de un mayor volumen de ventas en el mercado local y extranjero.

Los gastos operativos por unidad de negocio son los siguientes:

OPEX: Gastos Operativos

(En Miles de US\$)

Unidad de Negocio	Ejecutado a mar24	Ejecutado a mar25
Refinación	162,904	154,699
Distribución & Comercialización	40,902	35,259
Transporte a través ONP	16,241	13,574
Exploración y Producción	47,243	55,003
Otros	20,393	17,414
Total	287,682	275,948

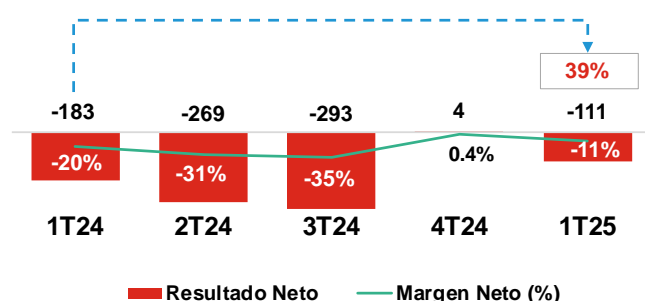
La información mostrada en la tabla anterior no incluye participación de trabajadores y el rubro "Otros" corresponde a gastos de Oficina Principal y Unidades Alquiladas. La operación de Refinación es la que representa los mayores gastos operativos entre todas las unidades de negocio de la Compañía (56% a marzo 2025 y 57% a marzo 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 con 20% (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 13% a través de las Plantas de Abastecimiento y Tanques de Almacenamiento a lo largo de todo el país, entre otros.

Resultados Trimestrales



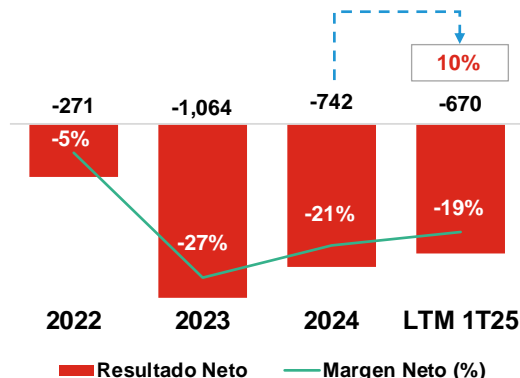
Resultado Neto y Margen Neto Trimestral

(En Millones de US\$)



Resultado Neto y Margen Neto Anual

(En Millones de US\$)

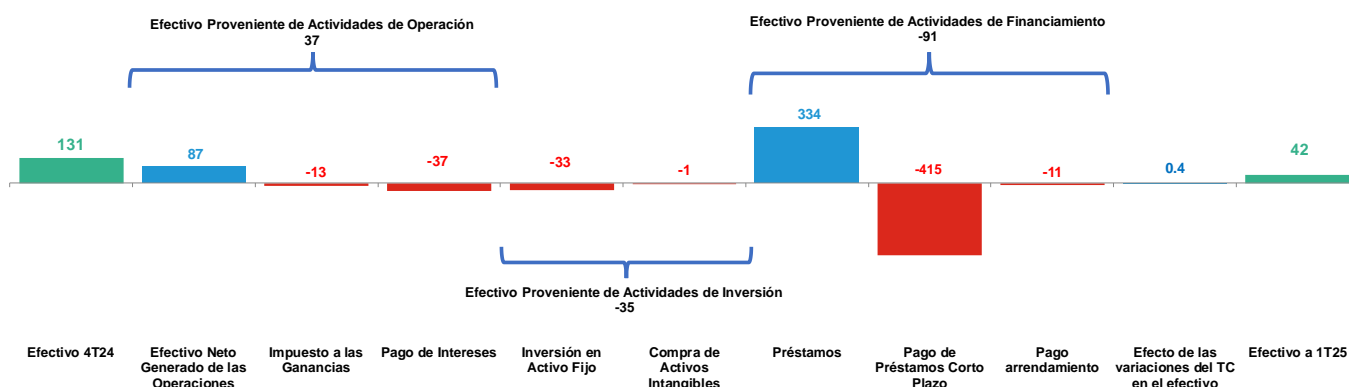


La Pérdida Neta en el 1T25 fue de US\$ -111MM menor a la pérdida registrada en el 1T24 por US\$ -183MM, ello debido, principalmente, a la Utilidad Bruta del periodo por el mayor volumen de ventas a pesar de la caída en los precios impactada por el menor precio promedio y un Costo de Ventas equivalente a los Ingresos, así como, menores gastos financieros netos en el 1T25 vs 1T24 (US\$ 81MM vs US\$ 91MM).

1.2.2. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Análisis de Flujo de Efectivo 1T25

(En Millones de US\$)



PETROPERÚ registró en el 1T25 un total de efectivo de US\$ 42MM, menor que los US\$ 81MM en el 1T24 y respecto a los US\$ 131MM al cierre del 4T24.

Al 1T25, el efectivo proveniente de Actividades de Operación fue US\$ 37MM. Con los ingresos generados se han pagado los gastos operativos relacionados al giro del negocio, impuestos e intereses de financiamiento, y parte de la deuda de cuentas por pagar comerciales correspondientes a las compras de crudo y productos.

Por otro lado, en el 1T25 se registró un Flujo de Efectivo de las Actividades de Inversión de US\$ -35MM menor a los US\$ -129MM en el 1T24, por menores pagos por compra de propiedades, planta y equipo, debido a que la NRT ya se encuentra operando al 100%.

Asimismo, el Flujo de Efectivo de Actividades de Financiamiento fue de US\$ -91MM en el 1T25, esto se debe a que se han realizado pagos de los financiamientos de corto plazo que han permitido liberar línea para disponer de nuevos financiamientos para capital de trabajo.

1.2.3. ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

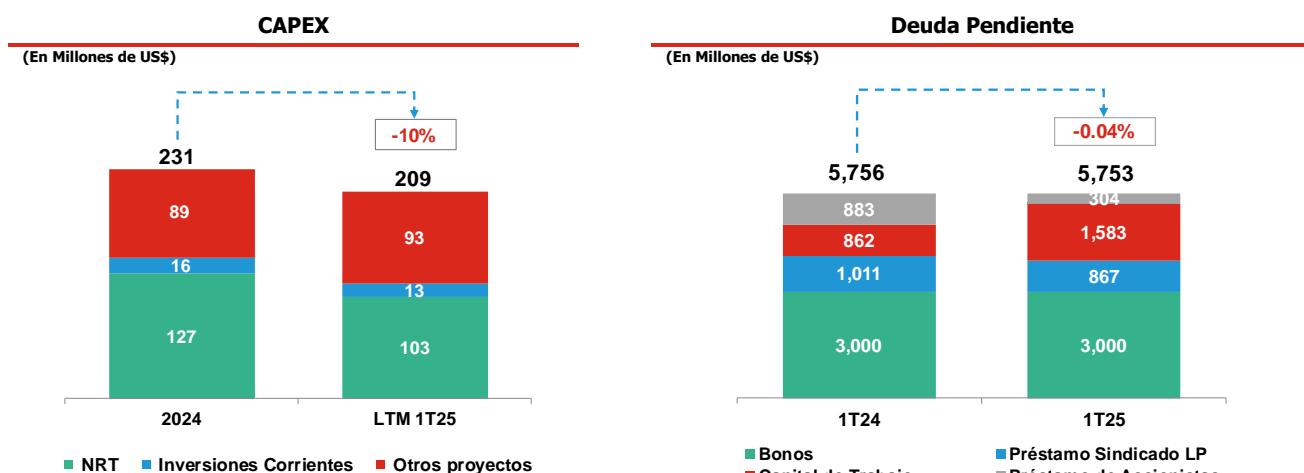
El Activo Total al 1T25 ascendió a US\$ 10,247MM, mayor en 4% al del 1T24 (US\$ 9,879MM). Respecto al mismo periodo 2024 las existencias se han visto incrementadas en US\$ 149MM, esto debido a un mayor volumen adquirido y un mayor costo promedio por barril. Asimismo, respecto a la Propiedad, Planta y Equipo se redujeron en US\$ 16MM de un año a otro, principalmente, a razón de la depreciación de los activos de la NRT puestos en operación.

Resultados Trimestrales



Con relación al CAPEX ejecutado en los últimos doce meses al cierre del 1T25, se registró una ejecución de US\$ 209MM, menor en 10% a lo ejecutado en el 2024 (US\$ 231MM). La NRT representa el 49% de la ejecución en los últimos doce meses al cierre del 1T25 (US\$ 103MM).

Respecto a las Cuentas por Pagar Comerciales se redujeron en US\$ 319MM con relación al mismo periodo 2024 dado que el crédito con proveedores fue amortizado parcialmente con el préstamo recibido del Banco de la Nación en el marco del D.U. N°013-2024 del 13.09.2024.



Al 1T25, 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 una parte del financiamiento de corto plazo otorgado en el marco del D.U. N°013-2024). La Duración Modificada del bono a 15 años es de 3.56 años y de 8.18 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. 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).

A la fecha 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.

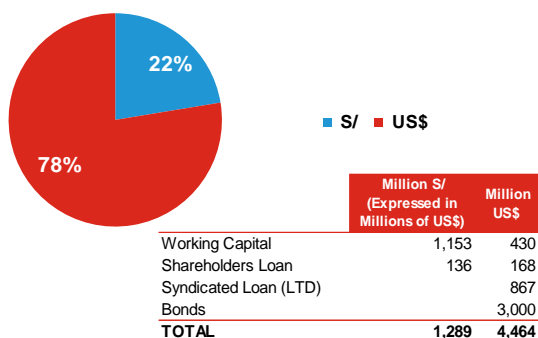
Al cierre del 1T25, la Deuda Total se distribuye de la siguiente manera: 52% Bonos, 15% Préstamos Sindicado de Largo Plazo con garantía CESCE, 5% Préstamo del accionista y 28% de Capital de Trabajo. Al 31.03.2025 se ha amortizado US\$ 433MM del crédito sindicado con garantía CESCE.

Resultados Trimestrales

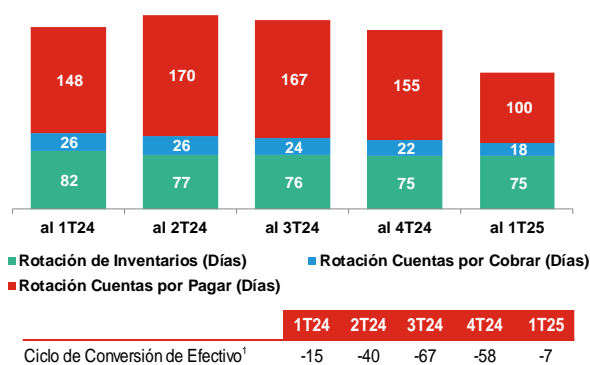


Composición de la Deuda por Tipo

1T25



Ciclo de Conversión de Efectivo



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

El CCE al 1T25 fue -7 días. La Empresa se sigue apalancando con deuda a proveedores directos sin embargo la rotación de cuentas por pagar se viene reduciendo desde el 3T24. A diciembre 2024, se mantenía plazos extensos con proveedores, por lo que la rotación de cuentas por pagar se mantenía en niveles por encima de 140 días; en el caso de las compras durante el 1T25, en algunos casos, los proveedores han requerido prepagos para que PETROPERÚ pueda disponer de los productos por lo que la rotación de las cuentas por pagar se ha visto reducida de 155 a diciembre 2024 a 100 días a marzo 2025.

Finalmente, el Patrimonio Neto se incrementó en 67% 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 1T25 la cual fue mayor en 52% a la del cierre del 1T24.

1.2.4. INDICADORES FINANCIEROS

Indicadores

	2022	2023	2024	LTM 1T25	1T24	4T24	1T25	YoY	QoQ
Pasivo / Patrimonio	2.7	5.2	3.0	3.4	6.0	3.0	3.4	-44%	11%
Deuda Financiera / Activos	50%	62%	57%	55%	63%	57%	55%	-8pp	-2pp
Capital de Trabajo	-172	-3,542	-1,920	-2,079	-3,800	-1,920	-2,079	45%	-8%
Ratio de Liquidez	0.9x	0.3x	0.4x	0.4x	0.3x	0.4x	0.4x	28%	6%

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 44% respecto al 1T24 debido a que en setiembre 2024 se emitió el D.U. N°013-2024 que permitió disminuir el endeudamiento a razón de la capitalización de créditos otorgados por el Gobierno por aproximadamente US\$ 1,617MM, lo que a su vez reduce el pasivo corriente e incrementa el Patrimonio.

Respecto al ratio Deuda Financiera/Activos, al 1T25 pasó de 63% en el 1T24 a 58% en el 1T25, debido a la reducción de la Deuda Financiera en 10% comparado con el mismo periodo 2024 a razón, principalmente, de la capitalización de la deuda de corto plazo que contemplaba el apoyo del soberano por aproximadamente US\$ 1,617MM. Dicha reducción no fue mayor debido al nuevo financiamiento con Banco de la Nación garantizado por el Estado aprobado en el D.U. N°013-2024 por US\$ 1,000MM.

El Capital de Trabajo al 1T25 alcanzó los US\$ -2,079MM frente a US\$ -3,800MM al 1T24. El Capital de Trabajo se ha venido recuperando en los últimos meses explicado por la implementación de las medidas dispuestas en el D.U. N°013-2024, enfocadas en el fortalecimiento patrimonial de la Empresa, a través de la capitalización del apoyo financiero otorgado mediante D.U. N°010-2022 y D.U. N°004-2024 y por el cambio de la deuda de corto plazo a largo plazo relacionada a los Documentos Cancelatorios con sus intereses devengados y las obligaciones por pagar en diciembre 2024 respecto al financiamiento con bonos y el crédito sindicado con garantía CESCE.

Finalmente, al cierre del 1T25 el Ratio de Liquidez es mayor al del 1T24 en 28%, principalmente, debido a la reducción en mayor proporción del pasivo corriente por la capitalización de créditos otorgados por el Estado por US\$ 1,617MM, según lo dispuesto por el 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 a los Ingresos Totales de la Compañía al cierre del 1T25 es la siguiente: 1) Refinación y comercialización, que representaron el 98.5%, 2) Upstream que incluye los Lotes del noroeste en producción (I, VI, Z-69 y X) representó 0.9%, 3) Arrendamiento y venta de ciertas unidades, que representaron el 0.5%, y 4) el ONP que representó el 0.1%.

1.3.1. NUEVA REFINERÍA TALARA (NRT)

Al cierre 2024 se reportó que las diferentes unidades que conforman la Nueva Refinería Talara (Unidades de Proceso y Auxiliares) han sido recibidas en el marco de los requisitos contractuales establecidos con las diferentes contratistas EPC, desde un enfoque de control de proyectos. Al 1T25 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, los mismos que se encuentran en gestiones de cierre contractual.

Financiamiento

El monto de inversión de la NRT es de US\$ 5,539MM (no incluye intereses preoperativos), y las fuentes de financiamiento están compuestas, por un lado, por la emisión de bonos que representa US\$ 3,000MM, de los cuales US\$ 2,000MM fueron emitidos en el 2017 (con vencimientos en el 2032 y 2047) y US\$ 1,000MM correspondiente a la reapertura del bono 2047 que se llevó a cabo durante el 1T21 de la cual se recibieron US\$ 155MM adicionales por el precio sobre la par al cierre de la operación e intereses acumulados al momento del desembolso, y, por otro lado, el financiamiento con garantía CESCE por US\$ 1,300MM. El saldo ha sido compensado con recursos propios.

Contratación de mano de obra local

Este alcance ha venido siendo coordinado desde Gerencia Proyectos de Sostenibilidad y Transición Energética y en el 1T25, se reporta que la contratación de mano de obra promedio fue de 159 puestos de trabajo al mes; la mano de obra local no calificada tuvo una participación de 82% (de un promedio de 11 No Calificados al mes), superando el mínimo establecido en el EIA (70%). En tanto, la mano de obra calificada local tuvo una participación de 64% (de un promedio de 148 Calificados al mes).

1.3.2. REFINACIÓN

Datos Operativos

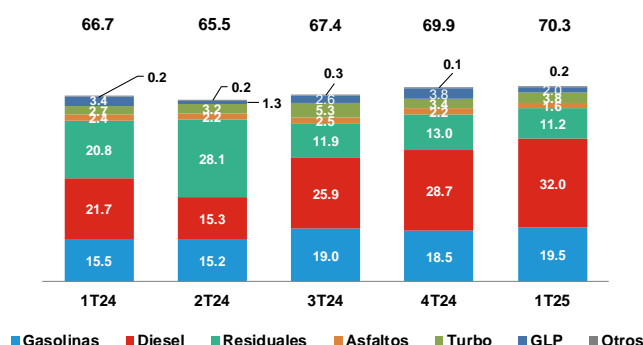
	2022	2023	2024	LTM 1T25	1T24	4T24	1T25	YoY	QoQ
Capacidad Instalada de Refinación (en MBDC) ⁽¹⁾	27.5	75.4	122.5	122.5	122.5	122.5	122.5	N.A.	N.A.
Capacidad Utilizada (en MBDC) ⁽²⁾	10	19	54	77	68	82	74	9%	-9%
Ratio de Utilización de Capacidad Instalada ⁽³⁾	37%	25%	44%	63%	56%	67%	61%	5pp	-6pp
Volumenes de venta (en MBDC)	125	117	94	96	94	95	110	17%	15%

Notas:

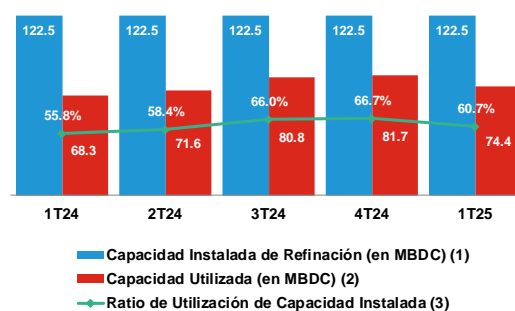
- (1) Cantidad máxima de crudo que se puede procesar en la primera etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica o primaria.
- (2) La cantidad total de crudo y residuo asfáltico que se procesa en la destilación atmosférica o primaria.
- (3) Es el cociente entre la Capacidad Utilizada 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).

Resultados Trimestrales



1.3.3. OLEODUCTO NORPERUANO (ONP)

Los volúmenes bombeados durante el 1T25 son los siguientes:

TRAMO	VOLUMEN BOMBEADO 1T25 (MBDC)
TRAMO I	0.0
TRAMO II	0.0
ORN	0.0

Respecto al Tramo I, este se encuentra en parada programada desde el 12.06.2024 por bajos inventarios en Estación 1. En el 1T25 no se registraron contingencias en este tramo.

Por su parte, el Tramo II también se encuentra en parada programada desde el 12.07.2024 por bajos inventarios de crudo en Estación 5. El 08.02.2025 se registró la contingencia en el Km 376+042, el 12.02.2025 se registró la contingencia en el Km 385+727; asimismo, el 19.03.2025 se registró la contingencia en el Km 315+535, todos causados por Hecho Determinante de Terceros. Por estos eventos 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 en 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 1T25 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/>

En el 1T25 se realizaron las siguientes actividades para garantizar la seguridad del ONP:

- Patrullaje terrestre con personal propio, con la finalidad de contactar con las autoridades de las comunidades y transmitir la importancia del funcionamiento y operación del ONP.
- Permanencia de 20 efectivos policiales en custodia de las instalaciones de la Estación 5, quienes pertenecen a la Unidad de Servicios Esenciales de Tarapoto.
- El 14.01.2025 se sostuvo una reunión de trabajo con el General de la Policía Nacional del Perú (PNP) y jefe de la Región Policial San Martín que tiene a cargo el ámbito de las Estaciones 5, Morona y Andoas.
- El 28.01.2025 se sostuvo una reunión de trabajo con el General de la PNP, jefe de la Región Policial Loreto que tiene a cargo el ámbito de la Estación 1 y Lote 192.
- En febrero se remitió comunicaciones a la Región Policial San Martín, Dirección Nacional de Inteligencia, Dirección de Inteligencia del Ministerio del Interior, División de Seguridad Integral de Activos Críticos Nacionales y Comisaría de San Lorenzo con relación al sabotaje en el Km 376 y a la perforación intencional realizada por desconocidos en el Km 385 del ONP.
- El 05.03.2025 se llevó a cabo una reunión de coordinación con la sexta brigada de selva El Milagro, con la finalidad de coordinar temas relacionados a la seguridad del ONP.
- Asimismo, en marzo se remitió comunicaciones a Región Policial San Martín, Dirección Nacional de Inteligencia, Dirección de Inteligencia del Ministerio del Interior, División de Seguridad Integral de Activos Críticos Nacionales y Comisaría de San Lorenzo con relación a la amenaza de paralización que llevarían a cabo los profesores bilingües en la zona de la Estación 5 del ONP y por el impedimento de realizar labores de mantenimiento en el Km 315 del ONP.
- El 25.03.2025 se sostuvo reunión de trabajo con el jefe de inteligencia de la sexta brigada de selva en El Milagro.
- Se mantiene comunicación permanente con moradores identificados en las zonas cercanas al oleoducto con la finalidad de obtener información que ayude a la 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:

El 14.01.2025, se solicitó a la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) que informen sobre las acciones y avances relacionados al cumplimiento del D.U. N°013-2024, considerando que a la fecha han transcurrido cuatro meses desde su promulgación. Se ha solicitado que convoquen a una reunión de coordinación en el horario que dispongan.

El 21.02.2025, en línea con las comunicaciones enviadas anteriormente, se solicitó a DGH su apoyo a efectos de que se cumpla con lo indicado en el inciso 6.3 D.U. N°013-2024 y que éste se realice en el plazo establecido.

Resultados Trimestrales



El 11.03.2025, considerando que a la fecha han transcurrido 179 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 programe reunión de coordinación en el horario que disponga.

1.3.4. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Lote 64

El 29.11.2024 se ha iniciado la convocatoria pública N° PETROPERÚ-001-2004-L64 para la selección de un socio estratégico en el Lote 64 y se adjudicará la Buena Pro en Acto Público de presentación de Ofertas el 14.05.2025.

Lote 192

Ante el incumplimiento reiterado de Altamesa de honrar diversas obligaciones de pago, PETROPERU retiró a Altamesa del Acuerdo de Operación Conjunta y a la fecha, ha iniciado un proceso de selección para la búsqueda de un socio operador del Contrato de Licencia del Lote 192.

Lote I

Desde el 22.10.2023, PETROPERÚ continúa con la operación del Lote en virtud de un 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 1T25 fue de 548 BDC. Asimismo, en promedio, la producción de gas fue de 2.5 MMpc/D.

Lote VI

Desde el 22.10.2023, PETROPERÚ opera el Lote en virtud de un 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 1T25 fue de 1.6 MBDC, mientras que producción de gas, en promedio, fue de 2.9 MMpc/D.

Lote Z-69

Desde el 16.10.2023, PETROPERÚ opera 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 1T25 fue de 3.7 MBDC, mientras que producción de gas, en promedio, fue de 7.1 MMpc/D.

Lote X

PETROPERÚ participa como socio no operador en asociación con OIG PERÚ S.A.C. (Operador) a partir del 20.05.2024. La participación de PETROPERU es de 40%. En promedio la producción de petróleo en el 1T25 fue de 3.1 MBDC, mientras que producción de gas, en promedio, fue de 4.8 MMpc/D.

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">Concluyó la revisión de PETROPERÚ referente al pliego de recomendaciones al Plan de Trabajo del Estudio de Impacto Ambiental Detallado (EIAd) del Proyecto de Desarrollo del Lote 64 – Campo Situche Central, recomendaciones que fueron alcanzadas por el Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles (SENACE) y Opinantes Técnicos en el marco normativo de Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA); con lo cual, se terminó de definir el alcance del EIAd, alineado a los Términos de Referencia Específicos aprobados.Consultor ERM PERÚ S.A. remitió para revisión final de PETROPERÚ, el Plan de Trabajo actualizado, para su posterior remisión al SENACE, en cumplimiento del Art. 39.3 del Reglamento de la Ley 30327. A su vez, ERM PERÚ S.A. solicitó ajustes contractuales de forma previa a la implementación del citado Plan, sustentado en el incremento significativo del alcance original del EIAd, producto de las recomendaciones vinculantes del SENACE y Opinantes Técnicos, que fueron acogidas por PETROPERÚ e integradas al Plan de Trabajo Original.Se informó a PERUPETRO acerca del estado situacional del EIAd del Proyecto de Desarrollo del Lote 64, en el marco de la Cláusula Sexta del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos de dicho Lote.

Resultados Trimestrales



Lote 192	<ul style="list-style-type: none"> PETROPERÚ es el nuevo operador del Lote 192 a partir del 26.02.2025, considerando el retiro total de Altamesa Energy Perú S.A.C. y su renuncia a su condición de Operador del Lote 192. Se inició el Servicio de Gestión de residuos peligrosos y programa la contratación del monitoreo ambiental. Actualmente, PETROPERÚ continúa con la atención y limpieza de las emergencias ocurridas su gestión, Comunicando oportunamente al OEFA sobre los avances. Durante el 1T25, PETROPERÚ realizó la inspección de 04 eventos para establecer las acciones de limpieza y remediación por implementar a través de las Empresas Comunales. Los procesos de contratación se formalizarán en el 2S25. Asimismo, se inició el reacondicionamiento y acopio central de residuos peligrosos en el extremo de Yacimiento San Jacinto para su retiro en abril 2025. Se remitió el Informe Ambiental Anual 2024 ante el OEFA.
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 (IGA). Aprobación del Plan Ambiental Detallado (PAD) del Lote I mediante Resolución Directoral N° 036-2025-MINEM/DGAAH e Informe Final de Evaluación N° 145-2025-MINEM-DGAAH-DEAH del 17.03.2025. 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

Al cierre del 1T25 se han reportado 3 Emergencias Ambientales en el ONP:

N°	FECHA	TRAMO	PROGRESIVA	ESTADO
1	08.02.2025	Tramo II	Km 385+727	1. Ejecución Primera Respuesta - Etapa I
2	12.02.2025	Tramo II	Km 376+042	1. Ejecución Primera Respuesta - Etapa I
3	19.03.2025	Tramo II	Km 315+532	1. Ejecución Primera Respuesta - Etapa I

2.2. GESTIÓN SOCIAL

Durante el 1T25, se han realizado las siguientes actividades reafirmando nuestro compromiso social con las poblaciones:

Gestión de Riesgos Sociales

Respecto al evento ambiental suscitado el 20.12.2024 en el Terminal Submarino de Refinería Talara, PETROPERÚ ha cumplido al 100% los compromisos asumidos con las asociaciones civiles del sector pesca, de acuerdo con el siguiente detalle:

- 6,158 tarjetas de canastas de víveres entregadas en beneficio de familias de Lobitos, Cabo Blanco, La Brea, Pariñas.
- Dotación de 252,000 galones de agua en beneficio de 1,400 pobladores.
- Proceso de licitación culminado de los dos (02) proyectos de Rehabilitación de Espacios Públicos (El Alto y Lobitos) (contempla mano de obra local en beneficio de los pescadores).
- 04 acuerdos firmados por Compensación por daños patrimoniales.

En el ONP, se vienen realizando procesos de diálogo con autoridades y pobladores de las comunidades involucradas en las 03 contingencias ambientales del 2025, a fin de viabilizar las paralizaciones y/o impedimentos de los trabajos operativos de aseguramiento y primera respuesta que se presenten. Asimismo, se viene coordinando con funcionarios del Estado a los cuales se les ha informado de la situación social en cada una de las zonas.

El 25.03.2025, la población de los Asentamientos Humanos colindantes a Refinería Conchán realizó una manifestación en la parte alta de la refinería por la detección de olores fuertes que provenían de la misma y que por ende afectaban a la salud de la población en la zona, exigiendo la intervención de algún representante de PETROPERÚ para gestionar su queja.

Al respecto, el equipo de relaciones comunitarias realizó las coordinaciones con las áreas operativas de Refinería Conchán para gestionar y dar atención a la queja, para lo cual iniciaron procesos de diálogo con autoridades y pobladores informando que OSINERGMIN quien realizó una supervisión de campo, no emitió ninguna observación al proceso operativo. Sin embargo, sin perjuicio de lo señalado por el ente fiscalizador la Empresa viene realizando una revisión exhaustiva a sus procesos operativos.

Adicional a ello, se reiteró la información sobre los Instrumentos Ambientales que PETROPERÚ desarrolla, los mismos que son de acceso público. En esa línea, se volvió a recalcar desde PETROPERÚ que los resultados de los diversos monitoreos a los que se somete la operación muestran que los procesos operativos cumplen con la normativa y están dentro de los estándares permitidos. Estas acciones ayudaron a minimizar la posibilidad de alguna movilización en contra de la refinería.

Resultados Trimestrales



Comprometidos con la Educación

Sobre el Programa de Becas PETROPERÚ, este continúa en ejecución por segundo año consecutivo, en beneficio de 40 estudiantes de la zona de influencia de la Refinería Iquitos, quienes reciben formación técnica en carreras de Administración de Empresas, Guía Oficial de Turismo y Mecánica Automotriz, dictadas por el Servicio Nacional de Adiestramiento en Trabajo Industrial (SENATI).

Respecto al programa de cursos técnicos básicos en favor de estudiantes de los grupos de interés Refinería Talara y Unidades Operativas, se realizó la clausura y entrega de certificados de cursos técnicos a 250 alumnos destacados de cuarto y quinto de secundaria de instituciones educativas públicas de los distritos de Pariñas, La Brea, Lobitos y El Alto, en la provincia de Talara. Este programa se desarrolló en el SENATI.

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

El Proyecto productivo Cacao - ONP se encuentra en ejecución y con monitoreo continuo. Durante el 1T25 se han desarrollado 720 asistencias técnicas personalizadas entre la Comunidad Nativa Tayuntsa, la Comunidad Nueva Unida, la Comunidad Najaim Paraíso y la Comunidad Alto Pajakuts. Asimismo, se realizaron campañas de sensibilización para los socios con el objetivo de que puedan conformar una cooperativa y se han llevado a cabo 3 módulos de la escuela de líderes.

Asimismo, continúa el Programa Haz Crecer Tu Negocio II con emprendedores de la zona de influencia de Refinería Conchán. Este programa, busca repotenciar sus negocios a través de un acompañamiento permanente. Se cuenta con 4 grupos de ahorro conformados, quienes vienen recibiendo la asistencia técnica y participando de talleres de formación.

Adicionalmente, se inició el programa de capacitación técnica productiva para 100 mujeres de los distritos de El Alto y Lobitos (Talara, Piura), brindándoles formación en oficios técnicos y gestión empresarial para ampliar sus oportunidades económicas y fortalecer sus conocimientos. Esta iniciativa forma parte del Plan de Relaciones Comunitarias de los lotes I, VI y Z-69, reafirmando el compromiso de Petroperú con el desarrollo sostenible y el bienestar de las comunidades vecinas a sus operaciones.

Recuperación de espacios públicos

En febrero se realizó la actividad de pintado de murales como parte del programa de recuperación de espacios en la Prolongación María Reiche, dicho sector colinda con una parte de la malla del cerco perimétrico de Refinería Conchán. En la actividad se tuvo la participación de aproximadamente 90 personas del Comité de Monitoreo Socioambiental, Programa EDUCCA, UNACEM, Municipalidad de Villa El Salvador, PETROPERÚ y pobladores de los asentamientos humanos colindante a las operaciones.

2.3. SOSTENIBILIDAD Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Estrategia de Sostenibilidad

La Estrategia y Plan ESG fueron aprobados por el Directorio el 03.12.2024. A pesar de ciertas demoras, las actividades se han ido implementando de forma paralela, logrando implementar un 84% de las actividades programadas en el 2024. Se continúa la implementación en el 2025. Se ha fortalecido el equipo de sostenibilidad con un especialista en proyectos el cual está desarrollando nuevos proyectos de transición energética y economía circular: 1) Energía Fotovoltaica y Almacenamiento por Baterías BESS en instalaciones y predios de la empresa, 3) Central Térmica en Refinería Iquitos y 3) Inserción de Coque Húmedo en la industria ladrillera de los Dptos. Piura y Lambayeque. Asimismo, se viene coordinando con Planeamiento la implementación del Precio Interno del Carbono a partir del 2025, por lo que se están revisando los procedimientos corporativos.

Reportes de Sostenibilidad

El Reporte de Sostenibilidad 2024 se encuentra en su etapa final, tras un proceso extenso de recopilación, sistematización y análisis de información sobre la gestión de las distintas áreas de la Empresa, iniciado en enero. Actualmente, se está ultimando los detalles del informe, que será sometido a un proceso de verificación antes de su publicación y difusión. Este reporte reflejará los principales avances y compromisos de Petroperú en materia de sostenibilidad, alineados con los estándares y mejores prácticas del sector. Se estima contar con el reporte al 31.07.2025. Al cierre del 1T25 se encuentra en proceso de elaboración el Reporte de Sostenibilidad 2024. <https://sostenibilidad.petroperu.com.pe/reporte-de-sostenibilidad/>

SDG Corporate Tracker

En enero se recibió el Informe Específico de Resultados de la Tercera Edición del SDG CT Perú confirmando el compromiso de la Empresa con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (Sustainable Development Goals - SDG por sus siglas en inglés). Este reporte constituye una herramienta clave para evaluar el alineamiento con los Objetivos de Desarrollo Sostenible y facilitar el análisis estratégico, contribuyendo a la toma de decisiones en línea con los compromisos y objetivos de sostenibilidad de la Empresa.

Resultados Trimestrales



Web Sostenibilidad

Actualmente, la página web de sostenibilidad presenta información del 2023 en español e inglés. Como parte del proceso de elaboración del Reporte de Sostenibilidad 2024, su contenido será actualizado para reflejar los avances más recientes en la gestión ESG de la Empresa, asegurando una mayor difusión y transparencia sobre su desempeño sostenible.

ESG Score (Encuesta S&P Global)

Según el último reporte de S&P Global (24 de marzo), Petroperú obtuvo un ESG Score de 25/100, debajo del promedio de la industria (40 puntos) y 2 puntos respecto a la evaluación anterior. La menor puntuación se debe principalmente a los eventos ambientales acontecidos, oportunidades de mejora en aspectos de la materialidad y en líneas generales la definición de objetivos y métricas para asuntos de sostenibilidad. Las calificaciones en las dimensiones Ambiental (21), Social (37) y Gobernanza (21) también se ubicaron por debajo de los promedios sectoriales. Ante esto, en la nueva Estrategia de Sostenibilidad se ha previsto fortalecer estas acciones para revertir la tendencia y mejorar sus métricas ESG en el corto plazo.

Debida Diligencia Derechos Humanos

El Servicio de Due Diligence en Derechos Humanos se encuentra actualmente en desarrollo, con el objetivo de presentar los avances, desafíos y oportunidades en materia de derechos humanos dentro de la Empresa, así como una Propuesta de Plan de Cierre de Brechas. Hasta la fecha, se ha diseñado el instrumento para la recolección de información y diagnóstico, y se han realizado entrevistas con los equipos responsables de diversas áreas, como ambiental, social, anticorrupción, laboral, seguridad, ética, entre otras. Se estima que el plan de acción y cierre de brechas estará disponible hacia fines de mayo de 2025.

2.4. BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

En el marco de las buenas prácticas el Directorio aprobó su Plan de Trabajo Anual para el 2025, mediante Acuerdo de Directorio N° 012-2025-PP. La finalidad de este es lograr una mayor eficiencia en el desempeño de sus funciones; así como, efectuar el debido seguimiento del desempeño de la sociedad en sus aspectos relevantes.

Asimismo, mediante Acuerdo de Directorio N° 029-2025-PP, se aprobó el Plan de Acción de Buen Gobierno Corporativo 2025; siendo los principales beneficios: (i) mantener e implementar prácticas de Buen Gobierno Corporativo, (ii) mejores condiciones para un diagnóstico de Buen Gobierno Corporativo y (iii) mejores condiciones para obtención de financiamiento y llevar a cabo proyectos específicos.

Con respecto a los Comités de Directorio, se desarrolló la primera sesión del Comité de Seguridad de la Información, en la cual se tomaron los siguientes acuerdos: instalación del Comité, definición de funciones y responsabilidades, compromiso de revisión y aprobación del Manual de Sistema de Gestión de Seguridad de la Información; a fin de fortalecer el referido sistema.

En el marco de la Política de Transparencia, se publicó el Informe Anual de Transparencia 2024, el mismo que tiene como objetivo presentar los avances y las limitaciones en el fortalecimiento de una cultura de transparencia en PETROPERU S.A.

Finalmente, se aprobó el Plan de Acción Anual 2025 del Sistema de Control Interno, el cual permite subsanar las deficiencias identificadas, todo ello en el marco de la Directiva N° 011-2019-CG/INTEG de la Contraloría General de la República.

Resultados Trimestrales



3. RESUMEN FINANCIERO

3.1. ESTADO DE RESULTADOS

En Millones de US\$	2022	2023	2024	LTM 1T25	1T24	4T24	1T25	YoY ⁽¹⁾	QoQ ⁽²⁾
Ventas Nacionales	4,889	3,467	3,047	3,021	807	825	781	-3%	-5%
Ventas al Exterior	628	477	410	482	113	42	185	64%	+100%
Otros Ingresos Operacionales	64	65	71	65	20	16	14	-29%	-12%
Total Ingresos	5,581	4,009	3,527	3,568	939	883	980	4%	11%
Costo de Ventas	-5,540	-4,368	-3,813	-3,829	-964	-904	-980	2%	8%
Costo de Ventas (% de Ingresos)	99%	109%	108%	107%	103%	102%	100%	-3pp	-2pp
Ganancia Bruta	41	-359	-286	-261	-25	-21	0.2	+100%	+100%
Margen Bruto (%)	1%	-9%	-8%	-7%	-3%	-2%	0.02%	3pp	2pp
Gastos Operativos	-270	-664	-275	-282	-43	-122	-50	15%	-59%
Gastos Operativos (% de Ingresos)	5%	17%	8%	8%	5%	14%	5%	0.5pp	-9pp
Resultado Operativo	-229	-1,022	-561	-542	-68	-143	-50	27%	65%
Margen Operativo (%)	-4%	-25%	-16%	-15%	-7%	-16%	-5%	2pp	11pp
Resultado Neto	-271	-1,064	-742	-670	-183	4	-111	39%	-100%
Margen Neto (%)	-5%	-27%	-21%	-19%	-20%	0.4%	-11%	8pp	-12pp
EBITDA Ajustado	-115	-438	-296	-287	-5	-94	4	+100%	+100%
Margen de EBITDA Ajustado (%)	-2%	-11%	-8%	-8%	-1%	-11%	0.4%	1pp	11pp
EBITDA Ajustado (LTM)	-115	-438	-296	-287	-339	-296	-287	15%	3%

(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 1T25	1T24	4T24	1T25	YoY	QoQ
Saldo Inicial	240	89	41	81	41	130	131	+100%	1%
Flujo de Caja Operativo	-1,261	240	-1,088	-1,220	170	-253	37	-78%	100%
Flujo de Actividades de Inversión	-656	-455	-295	-200	-129	-43	-35	-73%	-18%
Flujo de Caja de Actividades de Financiamiento	1,774	161	1,473	1,381	1	297	-91	-100%	-100%
Variación Tipo de cambio	-8	6	-1	0	-1	0.4	-0.3	76%	-100%
Saldo Final	89	41	131	42	81	131	42	-48%	-68%

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 1T25	1T24	4T24	1T25	YoY	QoQ
Activo Corriente	2,093	1,644	1,377	1,648	1,547	1,377	1,648	7%	20%
Activo No Corriente	7,848	8,246	8,547	8,599	8,332	8,547	8,599	3%	1%
Total Activos	9,942	9,890	9,925	10,247	9,879	9,925	10,247	4%	3%
Deuda Financiera a Corto Plazo	868	3,021	1,800	1,787	3,101	1,800	1,787	-42%	-1%
Deuda Financiera a Largo Plazo	4,100	3,086	3,810	3,811	3,086	3,810	3,811	23%	0.0%
Total Deuda Financiera	4,967	6,107	5,611	5,598	6,187	5,611	5,598	-10%	-0.2%
Otros Pasivos	2,322	2,195	1,850	2,296	2,287	1,850	2,296	0.4%	24%
Total Pasivo	7,289	8,302	7,461	7,894	8,475	7,461	7,894	-7%	6%
Patrimonio	2,652	1,588	2,464	2,353	1,405	2,464	2,353	67%	-5%
Total Pasivo + Patrimonio	9,942	9,890	9,925	10,247	9,879	9,925	10,247	4%	3%
Pasivo Corriente	2,265	5,187	3,297	3,727	5,348	3,297	3,727	-30%	13%