

# Resultados Trimestrales



## PETROPERÚ<sup>1</sup> Informe de Resultados Primer Trimestre 2024 - 1T24

**Lima, Perú, 08 de junio, 2024** Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (OTC: PETRPE) anunció los resultados financieros y operativos para el primer trimestre ("1T24"), período finalizado el 31 de marzo de 2024. Para un análisis financiero más completo, consulte los Estados Financieros 1T24<sup>2</sup> disponibles en la página web de la Superintendencia de Mercado de Valores del Perú – SMV ([www.smv.gob.pe](http://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. Certos 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 1T24, los **Ingresos Totales** se incrementaron en 3% (US\$ 28MM) en comparación con el 1T23.
- La **Pérdida Bruta** se redujo en 72% YoY<sup>3</sup> pasando de US\$ -91MM en el 1T23 a US\$ -25MM en el 1T24.
- La **Pérdida Operativa** se redujo en 50% YoY, pasando de US\$ -136MM en el 1T23 a US\$ -68MM en el 1T24.
- La **Pérdida Neta** en el 1T24 fue de US\$ -183MM en comparación a la Pérdida Neta de US\$ -158MM en el 1T23, un incremento en la pérdida de 16%.
- El **EBITDA Ajustado**<sup>4</sup> pasó de US\$ -104MM en el 1T23 a US\$ -5MM en el 1T24.
- El saldo final de **Caja** de la Compañía fue de US\$ 81MM al final del 1T24 vs US\$ 111MM al final del 1T23.
- El **Ciclo de Conversión de Efectivo (CCE)** al 1T24 el CCE fue de -40 días vs 19 días al 1T23. Este valor negativo del CCE se debe a la mayor negociación con proveedores para la ampliación de las fechas de pago.
- El **avance físico integral de la NRT**<sup>5</sup> a marzo 2024, fue de 99.24%. Respecto a las Unidades de Proceso, se cuenta con un avance a marzo 2024 de 99.90%, mientras que respecto las Unidades Auxiliares se tiene un avance a marzo 2024 de 97.79%.
- El **volumen total de ventas** alcanzó 95 MBDC<sup>6</sup> en el 1T24, mayor en 9% respecto al 1T23 (87 MBDC).
- Respecto al **Oleoducto Norperuano (ONP)**, han ocurrido cuatro (4) contingencias de enero a marzo 2024.
- Respecto a la actividad de **exploración y producción de hidrocarburos**, actualmente, con relación al Lote 64, se continúa con la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de Desarrollo del Yacimiento Situche Central. Por otro lado, respecto al Lote 192, el 22.03.2024, PETROPERÚ, Perupetro y Altamesa Energy Perú S.A.C. suscribieron la cesión de posición contractual. Al cierre del 1T24, en el Lote I, la producción de petróleo está en el orden de 458 BDC<sup>7</sup> y la de Gas Natural Asociado en 3.1 MMpc/D<sup>8</sup>. Por su parte, la producción de petróleo del Lote VI está en el orden de 2 MBDC y la de Gas Natural Asociado en 3.8 MMpc/D, mientras que la producción de petróleo del Lote Z-69 está en el orden de 4.9 MBDC, la de Gas Natural asociado en 9.7 MMpc/D y de GNL 603 BDC.

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

<sup>2</sup> Estados Financieros por el periodo del Primer Trimestre 2024 terminado el 31.03.2024. 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).

<sup>3</sup> YoY: Year over Year, comparación anual.

<sup>4</sup> 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.

<sup>5</sup> 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 íntegramente el esquema actual de producción de la Refinería Talara, mediante la incorporación de nuevos procesos de refinación, servicios auxiliares y facilidades relacionadas.

<sup>6</sup> MBDC: Miles de Barriles por Día Calendario

<sup>7</sup> BDC: Barriles por día calendario.

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

# Resultados Trimestrales



Cabe precisar que los resultados económicos y financieros de PETROPERÚ mejorarán con la puesta en servicio de Unidad de Flexicoking (FCK), la cual permitirá convertir productos de bajo valor comercial (residual) en productos de mayor valor en el mercado (GLP, Gasolinas y Diesel), capturando así un mayor margen que cubrirá los gastos incrementales de la operación de la NRT.

## 1. ANÁLISIS

### 1.1. ENTORNO MACROECONÓMICO

La economía mundial ha mostrado un crecimiento moderado, aunque heterogéneo a nivel de países. Por un lado, Estados Unidos e India han mostrado un mayor dinamismo, combinado con la reducción en las especulaciones sobre la contracción de China, lo que ha compensado la contracción mostrada por Europa. Lo anterior llevó a una revisión del crecimiento mundial para el 2023, pasando de un 3.0% a 3.1%.

En este escenario, la inflación ha ralentizado su tendencia a la baja, principalmente explicado por los precios de los servicios. Se espera que los principales bancos centrales de las economías desarrolladas inicien un ciclo de reducción de tasas de referencia.

De igual forma, se estima para el 2024 una desaceleración de la economía mundial con un crecimiento menor al año anterior (2.8%). El menor crecimiento que se espera para el presente año está asociado con el ajuste de las condiciones crediticias y financieras, vinculado con una probable turbulencia financiera expuesta por el sector inmobiliario y la deuda privada, así como choques que afectan el comercio global, principalmente relacionados con los conflictos geopolíticos (escalamiento del conflicto en Medio Oriente) y los factores climáticos (déficit hídrico), como ha venido mostrando el caso del canal de Panamá, entre otras rutas.

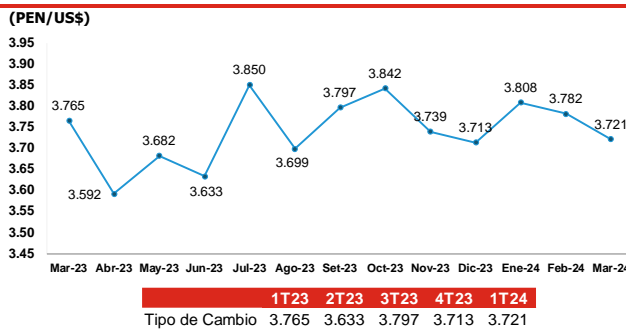
Así mismo, si bien los riesgos por la ocurrencia del Fenómeno El Niño han disminuido, existe el riesgo latente de un Fenómeno La Niña hacia la segunda parte del 2024 e incluso que podría extenderse al 2025.

En el caso del Perú, se estima un crecimiento para el 2024 en el orden del 3.0% a diferencia de la caída mostrada en el año anterior (-0.6%), la cual fue afectada por diversos choques de oferta, asociados a las anomalías climáticas y los conflictos sociales de inicios del periodo. Entre los principales factores que explicarían el crecimiento del 2024, se encuentran las mejores condiciones climáticas que se registrarían en el país, lo cual repercutiría sobre las actividades primarias, tales como la agricultura, pesca y manufactura asociada, además del retorno a la estabilidad sociopolítica y la recuperación de la confianza de los agentes económicos, entre los principales supuestos.

Respecto a la inflación interanual, de diciembre 2023 a marzo 2024 se registró una reducción de 3.24% a 3.05%. Los rubros que más contribuyeron a la variación de la inflación en los últimos doce meses fueron los alimentos como la cebolla, limón, además de comidas fuera del hogar y transporte local.

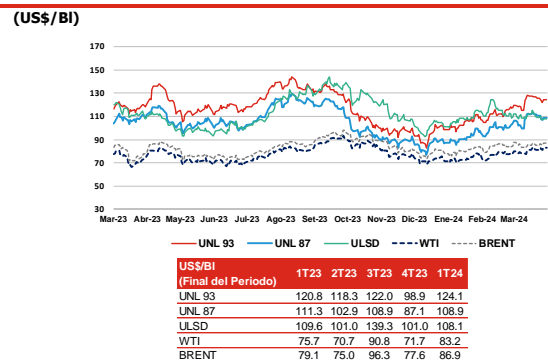
Con relación al tipo de cambio, al cierre de marzo se situó en S/ 3.721 por dólar, menor que el cierre del mes anterior S/ 3.782 por dólar, lo que muestra una apreciación del sol en 2%. En lo que va del año, el BCRP ha efectuado operaciones de venta spot, colocación de CDR, swaps, entre otros.

**Tipo de Cambio**



Fuente: SBS

**Precios WTI y Marcadores Internacionales**



Fuente: Platts

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

En cuanto a los precios del petróleo, en lo que va del año los marcadores promedio del Brent y del WTI en el 1T24 se encuentran alrededor de 87 y 83 US\$/BI, respectivamente. Esta tendencia al alza en el último trimestre se debió principalmente a las perspectivas de un mercado mundial deficitario debido a la reducción de los inventarios en Estados Unidos, así como la extensión de los recortes de producción voluntarios de la OPEP+ y los ataques a refinerías rusas registrada en las últimas semanas del trimestre.

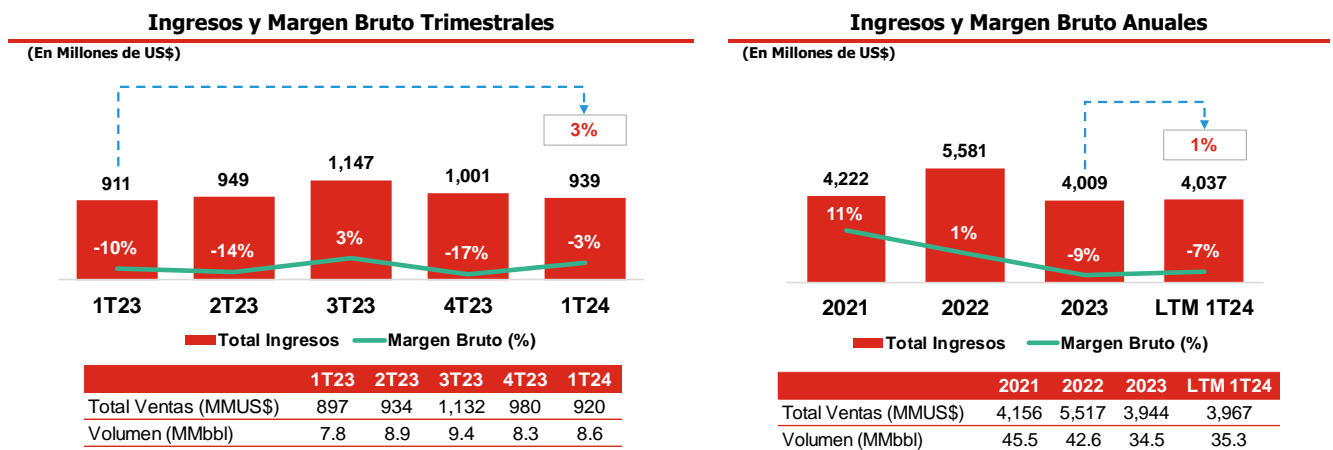
# Resultados Trimestrales



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 pagar la diferencia a las empresas comercializadora de productos derivados de petróleo que se encuentren inscritas en el fondo posteriormente. 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 comercializadora de productos derivados de petróleo que se encuentren inscritas en el fondo. Actualmente los productos afectados al FEPC son el gas licuado de petróleo destinado para granel (GLP- G), el petróleo industrial 6 y el Diesel BX de uso vehicular.

## 1.2. RESULTADOS FINANCIEROS

### 1.2.1. ESTADO DE RESULTADOS



**Nota: Total Ventas no incluye Otros Ingresos, el volumen incluye venta de crudo.**

El Total de Ingresos alcanzó los US\$ 939MM en el 1T24, un incremento del 3% YoY, como consecuencia, principalmente a las mayores ventas en el mercado interno (75 vs 69 MBDC en el 1T23) y externo (20 vs 18 MBDC), gracias a la estrategia conjunta de precios y descuentos desplegada en enero, lo que generó condiciones comerciales más competitivas para el mercado local como consecuencia de la mayor producción de la NRT en ese periodo. Sin embargo, los ingresos durante el 1T24 no fueron los esperados como consecuencia de la parada de la FCK desde mediados de febrero 2024 y a comienzos de marzo 2024. Cabe resaltar que, dentro de las exportaciones se mantuvo la exportación de producto residual (19 MBDC vs 17 MBDC en el 1T23) que fue comercializado a precios inferiores respecto a la adquisición de la materia prima (petróleo crudo).

A pesar del incremento en el volumen de ventas, el ingreso por ventas nacionales se mantuvo a niveles aproximados al mismo periodo 2023 pasando de US\$ 808MM a US\$ 807MM en el 1T24. El Total Ingresos se vio beneficiado, principalmente, por el valor de las exportaciones, dadas las mayores ventas, y el incremento de Otros Ingresos Operacionales debido principalmente al servicio de transporte de crudo ONO, que corresponden principalmente a la facturación por el servicio de transporte de Crudo al 4T23, así como enero y febrero 2024.

El Costo de Ventas como proporción del Total de Ingresos Brutos ha sido 103% en el 1T24 vs 110% en el 1T23, lo que ha generado un Margen Bruto de -3% en el 1T24. El Margen Bruto pasó de -10% en el 1T23 a -3% en el 1T24, ello debido principalmente, al efecto de los mayores ingresos totales antes mencionados y el menor costo de ventas registrado respecto al 1T23, a razón, principalmente, de una menor compra de productos terminados dado el cambio de estructura de carga en la NRT, pasando a emplear petróleo crudo para la producción de combustibles, en vez de seguir importando productos terminados obteniéndose un menor costo de producción. El Costo de Ventas se redujo en -4% respecto al 1T23 mientras que el Total de Ingresos se incrementó 3%.

# Resultados Trimestrales



## Análisis del Portafolio de Productos:

VENTAS (En Millones de US\$)				
VENTAS	1T23	1T24	YoY	Participación sobre Ventas
<b>VENTAS LOCALES</b>				
GLP <sup>(1) (2)</sup>	13	18	39%	1.9%
Gasolinas/Gasoholes <sup>(1)</sup>	251	205	-18%	22.3%
Turbo A-1	18	54	+100%	5.9%
Diesel B5 <sup>(1) (2)</sup>	495	483	-2%	52.5%
Petróleos Industriales <sup>(1) (2)</sup>	13	13	-2%	1.4%
Bunkers ( Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) <sup>(1)</sup>	0.8	0	N.A.	0.0%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido <sup>(1)</sup>	11	21	99%	2.3%
Otros <sup>(1) (3)</sup>	7	13	92%	1.4%
<b>Total Ventas Locales</b>	<b>808</b>	<b>807</b>	<b>-0.1%</b>	<b>87.8%</b>
<b>EXPORTACIONES</b>				
Nafta Virgen	0	0	N.A.	0.0%
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	82	98	20%	10.7%
Diesel 2	0	0	N.A.	0.0%
Otros <sup>(4)</sup>	7	14	100%	1.6%
<b>Total Ventas Exterior</b>	<b>89</b>	<b>113</b>	<b>27%</b>	<b>12.2%</b>
<b>Total Ventas Locales y Exportaciones</b>	<b>897</b>	<b>920</b>	<b>3%</b>	
Otros Ingresos Operativos <sup>(5)</sup>	15	20	36%	
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>911</b>	<b>939</b>	<b>3%</b>	

<sup>(1)</sup> Descuentos Incluidos

<sup>(2)</sup> Incluye FEPC.

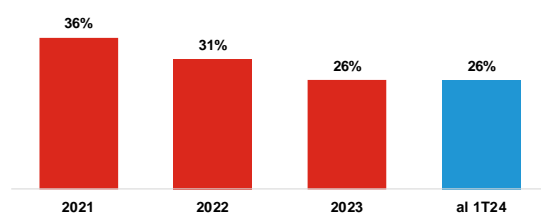
<sup>(3)</sup> Material de Corte, Solventes, Gasolina de Aviación y Acido Nafténico.

<sup>(4)</sup> Turbo A-1, Gasolinas, Asfaltos, IFO's, Acido Nafténico y crudo.

<sup>(5)</sup> Incluye tarifas de operación en terminales, transporte de crudo por oleoducto, arrendamiento Savia Perú S.A. entre otros.

Durante el 1T24, PETROPERÚ ha generado un Ingreso por Ventas Total de US\$ 939MM, 3% mayor al 1T23 (US\$ 911MM), con 88% de las ventas concentradas en el mercado local, debido a, como se mencionó anteriormente, al incremento del volumen de ventas y los otros ingresos relacionados al transporte de crudo.

### **Evolución de la Participación de PETROPERÚ**



A marzo 2024, 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 32% y 37% respectivamente.

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

- Procurar a plenitud la producción de la nueva Refinería Talara, a fin reducir las importaciones, mejorar los márgenes de la compañía y la garantía de suministro localmente.
- Se establecen medidas corporativas de corto y mediano plazo para mejorar la competitividad comercial de PETROPERÚ en el mercado de combustibles, con el apoyo de las demás áreas de la Compañía.
- Continuar con el plan de incrementar el valor de la marca comercial.
- Continuar con el cambio de identidad visual de la RED PETROPERÚ y así continuar con el crecimiento sostenido de ventas en el canal retail.
- Participar en concursos mineros e industriales.
- Retorno de los Terminales dados en operación para gestionarlos directamente, eliminando la condición Open Access.
- Contar con una adecuada comunicación corporativa que permita mejorar la percepción de los clientes y público en general, respecto a nuestra gestión empresarial.

# Resultados Trimestrales



## Ingresos por Producto

(En Millones de US\$)	LTM 1T24	% Participación	
<b>INGRESOS LOCALES</b>			
GLP <sup>(1) (2)</sup>	18	<b>4 Productos</b>	<b>83%</b>
Gasolinas/Gasoholes <sup>(1)</sup>	205	Diesel B5 <sup>(1) (2)</sup>	52%
Turbo A-1	54	Gasolinas/Gasoholes <sup>(1)</sup>	22%
Diesel B5 <sup>(1) (2)</sup>	483	GLP <sup>(1) (2)</sup>	2%
Petróleos Industriales <sup>(1) (2)</sup>	13	Turbo A-1	6%
Bunkers ( Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) <sup>(1)</sup>	0.04	<b>2 Productos</b>	<b>75%</b>
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido <sup>(1)</sup>	21	Diesel B5 <sup>(1) (2)</sup>	52%
Otros <sup>(1) (3)</sup>	13	Gasolinas/Gasoholes <sup>(1)</sup>	22%
<b>Total Ingresos Locales</b>	<b>807</b>	<b>Ingresos Locales</b>	<b>88%</b>
<b>EXPORTACIONES</b>			
Nafta Virgen	-	<b>Exportaciones</b>	<b>12%</b>
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	98		
Diesel 2	-		
Otros <sup>(4)</sup>	14		
<b>Total Exportaciones</b>	<b>113</b>		
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>920</b>		

<sup>(1)</sup> Descuentos Incluidos

<sup>(2)</sup> Incluye FEPC.

<sup>(3)</sup> Material de Corte, Solventes, Gasolina de Aviación, Acido Nafténico y crudo.

<sup>(4)</sup> Turbo A-1, Gasolinas, Asfaltos, IFO's, Acido Nafténico y crudo.

La Compañía cuenta con una red de aproximadamente 744 estaciones de servicio afiliadas a marzo de 2024, distribuidas a nivel nacional en las 24 regiones del país. Adicionalmente, se puede verificar que los productos más representativos de la Compañía y que vienen aportando el mayor ingreso durante los últimos 12 meses al 1T24 son el Diesel B5 (Incluye el Diesel B5 S-50) y las gasolinas/gasoholes con una participación respecto a los ingresos totales de 52% y 22% respectivamente.

### MERCADO INTERNO

El volumen de venta de combustibles se ha incrementado en aproximadamente 8% respecto al mismo periodo del 2023, los Ingresos del 1T24 por ventas nacionales llegaron a US\$ 807MM, similar a los ingresos del mismo periodo del 2023 el cual ascendió a US\$ 813MM, principalmente este crecimiento se logró por la implementación de la estrategia conjunta en enero 2024 para generar condiciones comerciales más atractivas para el mercado local, dado que se contaban con mayores volúmenes de gasolinas y diésel obtenidos de la operación de la NRT.

Las ventas en el mercado interno se realizan a través del Canal Directo (sector Retail e Industria) y mediante el Canal Mayorista. Las mayores ventas son realizadas a través del Canal Directo. Cabe señalar que, en los meses de febrero y marzo, el volumen de ventas se redujo como consecuencia de los problemas ocurridos en la FCK en la NRT.

### MERCADO EXTERNO

Los ingresos por exportaciones en el 1T24 fueron de US\$ 113MM que representó el 12% del Total de Ingresos por Ventas en el 1T24. La Compañía exportó un volumen ascendente a 20 MBDC, 12% más respecto al mismo periodo del 2023. Durante los últimos 12 meses al 1T24 el producto que más se exportó fue el N° 6 Fuel Oil, principalmente por la comercialización de residual excedente generado por la secuencia de arranque de la NRT.

### CADENA DE SUMINISTRO

Durante el 1T24 se han presentado 112 días de cierre de puertos vs 130 días en el mismo periodo 2023, es decir, la sumatoria de días por cada puerto de todos los puertos en el litoral peruano, lo que ha dificultado en Talara 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.

La situación de avance de los proyectos relacionados al abastecimiento de combustibles es la siguiente:

1. **Terminal Ilo:** a marzo 2024 el avance físico integral es 26.4%. Se concluyó el proceso de revisión del alcance identificándose nuevos requerimientos, así como permisología pendiente, por lo que fue necesaria la actualización de la ingeniería de detalle,

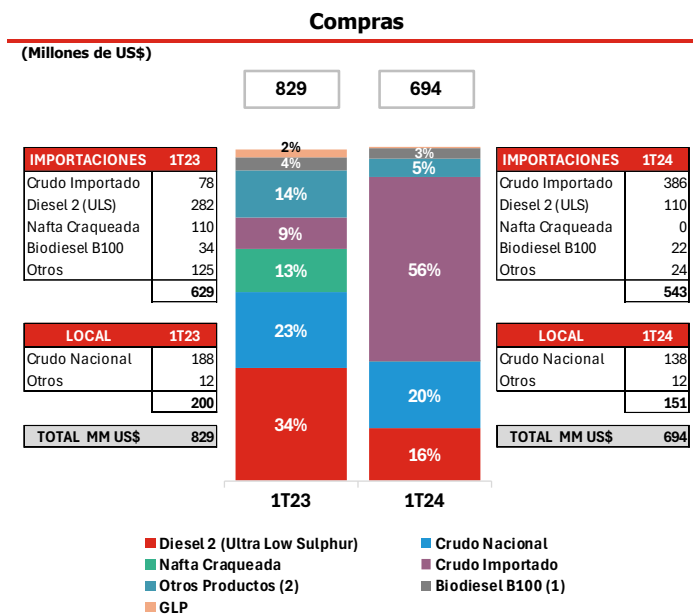
# Resultados Trimestrales



la misma que ya viene siendo ejecutada. Se estima concluir la elaboración del estudio en el 3T24 y presentar el expediente para aprobación en el 4T24.

2. **Planta de Abastecimiento de Pasco – Ninacaca:** a marzo 2024 el avance físico integral es 47.6%. Actualmente, se realizan las acciones estrictamente necesarias para la preservación y conservación de los equipos y materiales que se encuentran en el área de construcción del proyecto.
3. **Planta de Venta de Puerto Maldonado:** a marzo 2024 el avance físico integral se mantiene en 59.7%. Actualmente, el servicio de elaboración de ingeniería de detalle se encuentra en proceso de contratación. Se estima concluir el expediente para su aprobación en el 4T24.

## COMPRAS



<sup>(1)</sup> Insumo para la formulación de Diesel B5

<sup>(2)</sup> 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 1T24 representó el 27% del total de compras de crudo mientras que el crudo importado representó el 73%. Durante el 1T24 se ha comprado 70 MBDC de crudo versus los 38 MBDC que se compró en el mismo periodo 2023.

En relación con la compra de productos, en términos de volumen, como porcentaje de las compras totales, los productos importados representaron el 85%, mientras que las compras locales el 15%. Durante el 1T24, se han comprado 17 MBDC de productos en comparación de los 53 MBDC en el mismo periodo 2022.

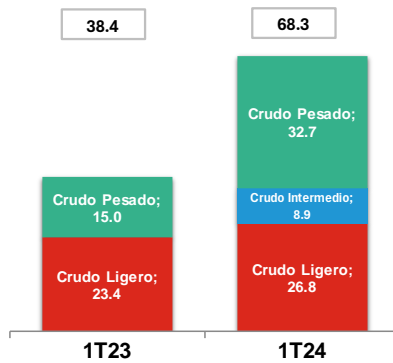
El incremento en compras de petróleo respecto con las compras de productos terminados que son más costosos es el efecto inmediato que tiene el inicio de producción de la NRT, la misma que permitirá, cuando opere al 100%, una mayor disminución de la compra de productos terminados.

# Resultados Trimestrales



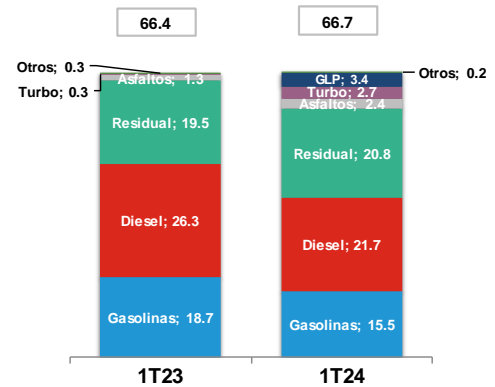
## Carga de Crudo

(MBDC)



## Producción de Combustibles

(MBDC)

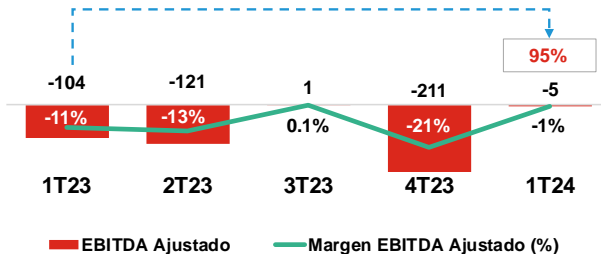


Durante el 1T24 se cargó mayor porcentaje de Crudo en relación con el mismo periodo del 2023 debido a que para ese periodo ya se contaba con la NRT la cual procesaba todo el crudo importado para la producción de los productos equivalentes a 66.7 MBDC a diferencia del 1T23 donde se adquiría mayor volumen de productos intermedios y a través de un proceso de mezcla se obtenían los productos equivalentes a 66.4MBDC. Como se puede verificar, aún se viene produciendo mayor cantidad de residuales los cuales deberían reducirse conforme la NRT consiga el Ramp Up. Como se puede verificar, no existe correlación directa entre la carga y la producción debido a que la producción de combustibles incluye también la mezcla de productos intermedios.

## EBITDA

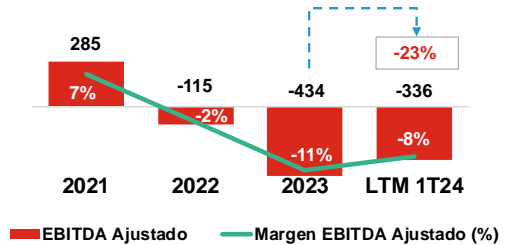
### EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado Trimestral

(En Millones de US\$)



### EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado Anual

(En Millones de US\$)



PETROPERÚ generó un EBITDA Ajustado de US\$ -5MM en el 1T24, en comparación con los US\$ -104MM del 1T23 derivado principalmente de una menor Pérdida Bruta en el 1T24, respecto a la registrada en el 1T23 (US\$ -5MM vs US\$ -104MM). Adicionalmente, afectaron positivamente al EBITDA las mayores ventas en el mercado interno, el menor requerimiento de compras por el cambio de estructura de costos y disposición de inventarios por la NRT, el mayor diferencial de precios promedio venta y compra, los mayores otros ingresos registrados por la operación de transporte de crudo. Sin embargo, el EBITDA se mantuvo negativo debido a los mayores gastos operativos, derivados de la NRT; así como el menor valor del inventario por el cambio de la estructura de costos, los eventos que ocasionaron la parada de la FCK, entre otros.

Los gastos operativos por unidad de negocio son los siguientes:

### OPEX: Gastos Operativos

(En Miles de US\$)

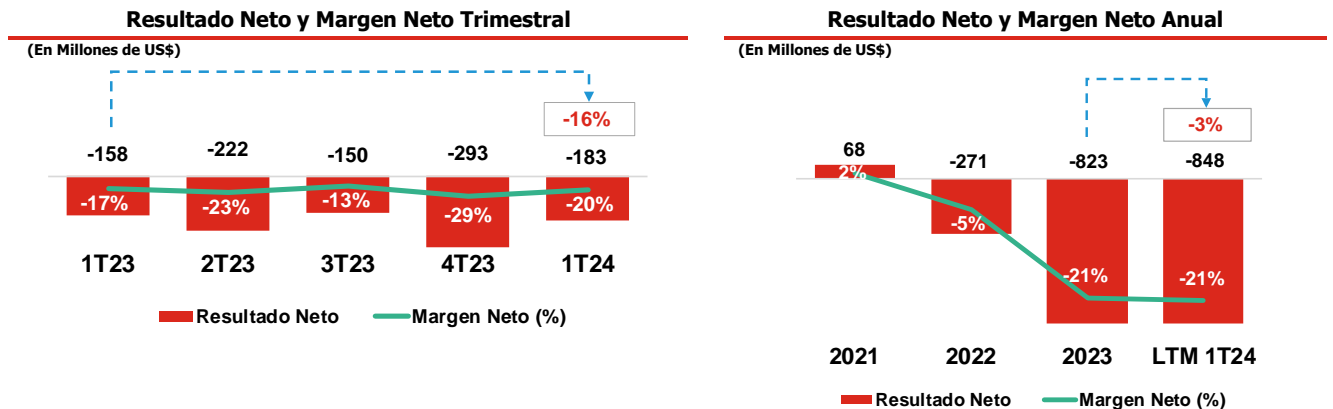
Unidad de Negocio	Ejecutado a mar23	Ejecutado a mar24
Refinación	123,463	162,904
Distribución & Comercialización	29,790	40,902
Transporte a través ONP	15,350	16,241
Exploración y Producción (Lote I)	3,023	47,243
Otros	18,622	20,393
<b>Total</b>	<b>190,249</b>	<b>287,682</b>

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 (57% a marzo 2024 y 65% a marzo 2023) principalmente debido a la puesta de la NRT

# Resultados Trimestrales

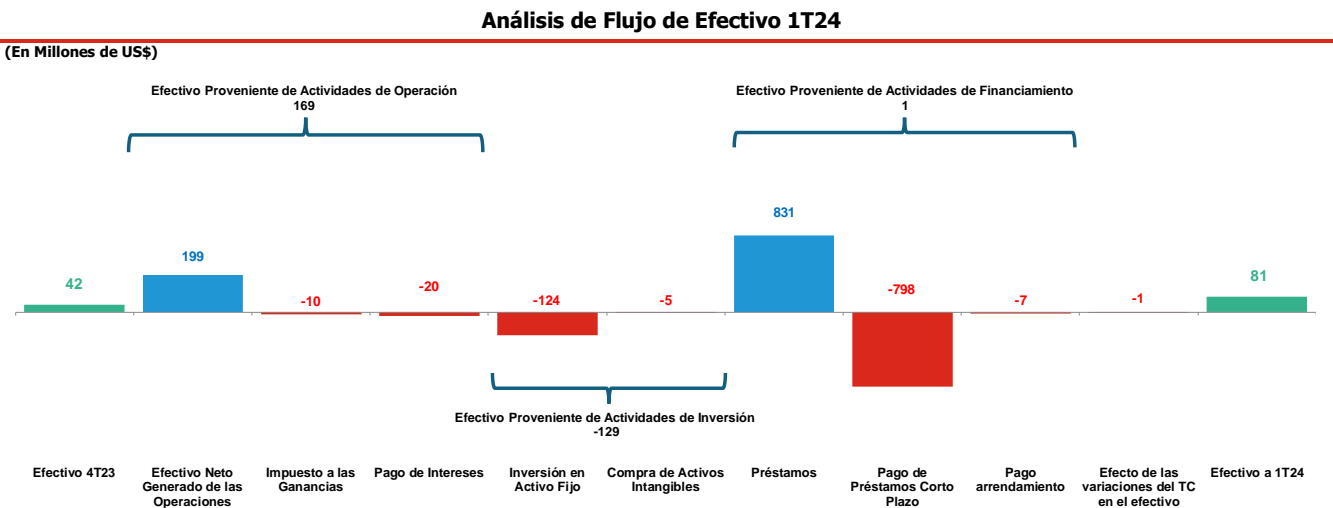


(incremento de consumo de materiales y depreciación de las nuevas unidades puestas en marcha); en tanto la unidad de Distribución y Comercialización concentra sólo el 14% a través de las Plantas de Abastecimiento y Tanques de Almacenamiento a lo largo de todo el país, seguido de Exploración y Producción con 7%, entre otros. Actualmente, las refinерías Conchán e Iquitos se encuentran en operación y NRT se encuentra al 76% de capacidad.



La Pérdida Neta en el 1T24 fue de US\$ -183MM en comparación con la Pérdida Neta de US\$ -158MM en 1T23 ello debido, principalmente, a la pérdida bruta impactada por la parada de la unidad FCK desde el 08.02.2024, mayores exportaciones de residuales (19 MBDC vs 17 MBDC a marzo 2023), mayores gastos corporativos, así como una mayor depreciación (US\$ -77MM) principalmente de los activos de la NRT, además por la pérdida por diferencial cambiario (US\$ -1MM), una provisión desfavorable del impuesto a la renta diferido generado por la depreciación del tipo de cambio (US\$ -20MM), entre otros. Todo eso se vio atenuado por un mayor nivel de otros ingresos y gastos (US\$ 10.5MM).

## 1.2.2. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO



PETROPERÚ registró en el 1T24 un total de efectivo de US\$ 81MM, comparado con los US\$ 111MM en el 1T23 y mayor respecto a los US\$ 42MM al cierre del 4T23. Respecto al 1T24, el efectivo proveniente de Actividades de Operación fue mayor al del 4T23 (US\$ 169MM vs US\$ 63MM), esto se origina principalmente por: i) los menores egresos de operación, principalmente por los menores pagos a los proveedores de compras de crudo y productos, ocasionado por la reprogramación de pago de facturas de acuerdo con la disponibilidad de liquidez de la Compañía; ii) en el 1T24 no se realizaron pagos de intereses como sí ocurrió en diciembre 2023 por la emisión de Bonos y préstamo CESCE (pagos semestrales), tomando en cuenta que, al encontrarse la Compañía en la última etapa de puesta en marcha de la NRT, se originan mayores intereses que se cargan al gasto financiero, vinculados a la puesta en operación de las Unidades de la NRT.

Por otro lado, en el 1T24 se registró un Flujo de Efectivo de las Actividades de Inversión de US\$ -129MM similar a los US\$ -122MM en el 4T23, debido a que la Compañía se encuentra en la última etapa de puesta en marcha de la NRT y se viene cerrando las obligaciones de pago por la recepción de las unidades.



# Resultados Trimestrales



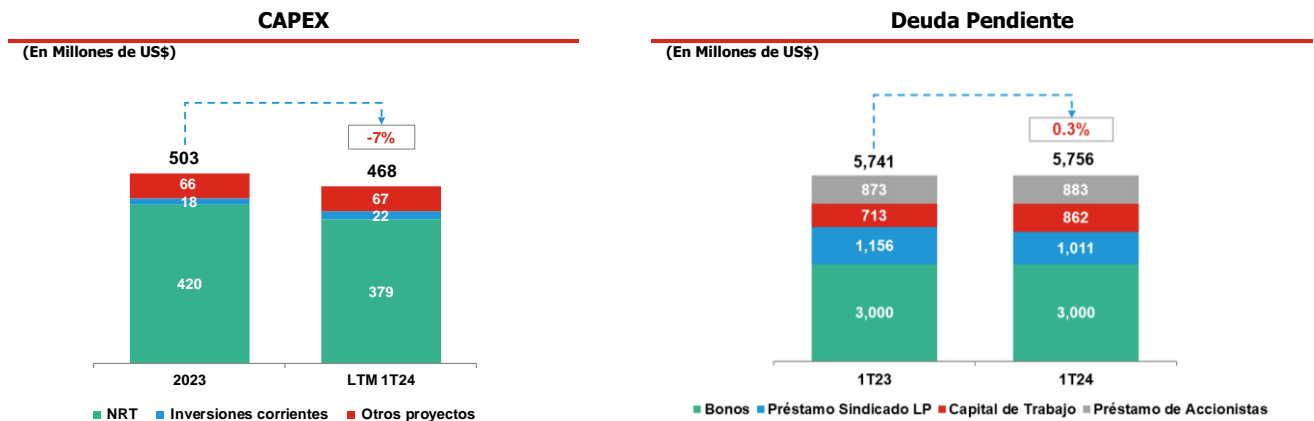
Asimismo, el Flujo de Efectivo de Actividades de Financiamiento pasó de US\$ 25MM en 4T23 a US\$ 1MM en 1T24, debido a que, para financiar el capital de trabajo, se priorizó el financiamiento directo con proveedores.

### 1.2.3. ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

El Activo Total al 1T24 ascendió a US\$ 10,178MM, 3% superior al del 1T23 (US\$ 9,842MM) como consecuencia principalmente del incremento del activo fijo neto e intangible (+US\$ 246MM) y las otras cuentas por cobrar de largo plazo (+US\$ 276MM), contrarrestado con la disminución de efectivo y las existencias.

En relación con el CAPEX, en los últimos doce meses al 1T24 se registró una ejecución de US\$ 468MM, menor a lo ejecutado en el 2023 (US\$ 503MM). La NRT representa el 81% de la ejecución total en los últimos doce meses al 1T24 (US\$ 379MM).

El Capital de Trabajo al 1T24 alcanzó los US\$ -2,821MM frente a US\$ -703MM al 1T23. Esta diferencia se debe, por un lado, a una reducción del Activo Corriente, principalmente, debido a la reducción de otras cuentas por cobrar de corto plazo (-US\$ 146MM) así como la reducción del Efectivo y Equivalente de Efectivo (-US\$ 30MM). Por otro lado, el Pasivo Corriente se vio incrementado principalmente por el aumento de los pasivos financieros de corto plazo (+US\$ 835MM) lo que incluye también las facilidades otorgadas por los accionistas y los financiamientos bancarios de corto plazo para la compra de insumos y productos del giro del negocio, asimismo, el incremento de las cuentas por pagar comerciales (+ US\$ 1,031MM) las mismas que se vieron incrementadas por las negociaciones que se vienen realizando con proveedores. (incremento de US\$ 328MM).



Al 1T24, la Deuda Total es de 84% dólares americanos y 16% en soles, la deuda en soles incluye parte de la deuda de corto plazo de capital de trabajo y el préstamo del accionista. La Duración Modificada del bono a 15 años es de 6.35 años y de 10.11 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.

Adicionalmente, a fines de febrero 2024 mediante Decreto de Urgencia N° 004-2024 el cual establece medidas extraordinarias en materia económica y financiera destinadas a garantizar la continuidad del abastecimiento de combustibles y el desarrollo de las actividades económicas a nivel nacional y hacer más eficiente la gobernanza PETROPERÚ se otorgó a la Compañía una garantía del Gobierno nacional por US\$ 800MM derivadas de un préstamo a ser otorgado por el Banco de la Nación para capital de trabajo que garantice la continuidad del abastecimiento de combustible y el desarrollo de las actividades económicas a nivel nacional con vigencia menor a un año. Asimismo, se amplió la operación de endeudamiento de corto plazo bajo la modalidad de otorgamiento de garantía del Gobierno Nacional para el uso de Cartas de Crédito pasando de US\$ 500MM a US\$ 1,000MM y se incrementó la vigencia hasta el 31.12.2024 para el reembolso total de los Documentos Cancelatorios utilizados para el pago de obligaciones aduaneras.

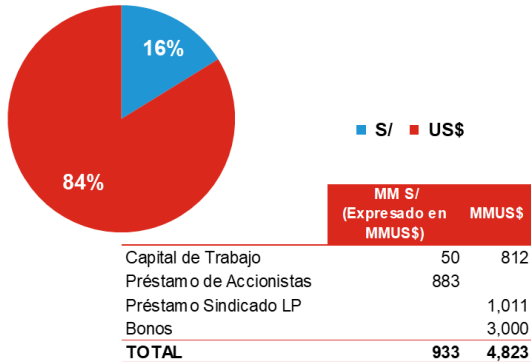
A la fecha, la Deuda Total se distribuye de la siguiente manera: 52% Bonos, 18% Préstamos Sindicado de Largo Plazo con garantía CESCE, 15% Préstamo del accionista y 15% de Capital de Trabajo. Al 31.03.24 se ha amortizado US\$ 288.9MM del crédito sindicado con garantía CESCE.

# Resultados Trimestrales

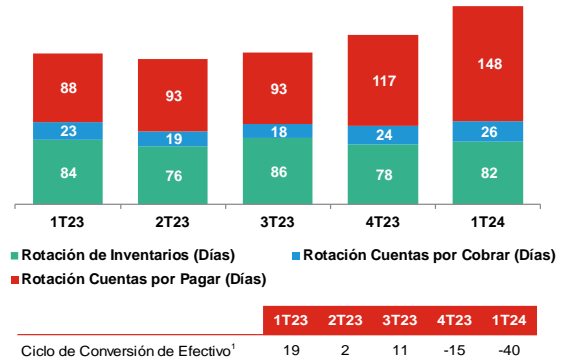


## Composición de la Deuda por Tipo

1T24



## Ciclo de Conversión de Efectivo



<sup>1</sup> Rotación de Inventarios + Rotación de Cuentas por Cobrar – Rotación de Cuentas por Pagar

El CCE al 1T24 fue -40 días, esto debido al significativo incremento de la Rotación de Cuentas por Pagar dadas las negociaciones con proveedores para gestionar los pagos en periodos más largos.

Finalmente, el Patrimonio Neto se ha visto reducido en 34% con respecto al mismo periodo del 2023, debido principalmente a la Pérdida Neta del periodo.

### 1.2.4. INDICADORES FINANCIEROS

#### Ratios

	2021	2022	2023	LTM 1T24	1T23	4T23	1T24	YoY	QoQ
EBITDA (LTM) / Gastos Financieros	12.6	-0.7	-1.6	-1.1	-1.6	-1.6	-1.1	29%	32%
Deuda Financiera / Activos	58%	50%	60%	61%	56%	60%	61%	5pp	0.7pp
EBITDA (LTM) / Activos	3.3%	-1.2%	-4.3%	-3.3%	-3.3%	-4.3%	-3.3%	0pp	1pp
Deuda Financiera / EBITDA (LTM)	18x	-43x	-14x	-18x	-17x	-14x	-18x	-9%	-31%
Ratio de Liquidez	0.6x	0.9x	0.4x	0.4x	0.7x	0.4x	0.4x	-49%	-9%

**Nota:** Los Gastos Financieros solo incluyen gastos financieros por créditos de corto plazo. Los gastos financieros derivados de los créditos de largo plazo son capitalizados de acuerdo con lo establecido por la NIC-23 costos por préstamos. La Deuda Financiera incluye el préstamo del Estado según DU N°010-2022 por Estado de US\$ 750MM y aproximadamente US\$ 108MM en documentos cancelatorios más interés devengado.

El ratio EBITDA/Gastos Financieros evaluado en los últimos doce meses fue menos negativo en 29% al 1T24 respecto al mismo periodo del 2023, pasando de -1.6 a -1.1 debido a un EBITDA negativo levemente menor impactado principalmente por: i) La unidad FCK se encuentra parada desde el 08.02.24, por falta de vapor y agua de uso industrial en la unidad de servicios auxiliares, lo que disminuyó la carga a la UDP y se modificó la dieta de crudos (priorizando el procesamiento de crudo liviano) con el objetivo de minimizar los excedentes de residual; ii) Menor requerimiento de compras por el cambio de estructura de costos y disposición de inventarios por la NRT, mayor diferencial de precios promedio venta y compra, contrarrestados con los mayores gastos operativos, derivados de la NRT; así como el menor valor del inventario por el cambio de la estructura de costos (mayor procesamiento de crudo en vez de importación de productos).

Respecto al ratio Deuda Financiera/Activos, al 1T24 se incrementó en 5pp pasando de 56% a 61% respecto al 1T23, debido al mayor incremento de la deuda financiera para cubrir principalmente las obligaciones con los proveedores por las importaciones de crudo y productos. Considerando lo mencionado líneas arriba respecto al EBITDA y a la Deuda Financiera, al 1T24, la Compañía cuenta con un Ratio Deuda Financiera/EBITDA (LTM) de -18x, más negativo en 9% respecto al 1T23, esto principalmente por la mayor deuda financiera en 13% respecto al mismo periodo en el 2023. Finalmente, al cierre del 1T24 el Ratio de Liquidez es inferior al del 1T23 en 49% debido al incremento de las cuentas por pagar comerciales a razón de la reprogramación de pagos de productos importados y el incremento de la deuda financiera de corto plazo.

### 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 1T24 es la siguiente: 1) Refinación y comercialización, que representaron el 98.5%, 2) Upstream que incluye los Lotes del noroeste (I, VI y Z-69) representó 0.6%, 3) Arrendamiento y venta de ciertas unidades, que representaron el 0.5%, y 4) el ONP que representó el 0.4%.

# Resultados Trimestrales



## 1.3.1. NUEVA REFINERÍA TALARA (NRT)

PETROPERÚ viene realizando diversas estrategias de manera conjunta con la empresa supervisora y en coordinación con los contratistas del proyecto, logrando así que la ejecución del Proyecto se encuentra en la última etapa de arranque y puesta en marcha segura y progresiva de las nuevas unidades, de acuerdo con su secuencia de arranque vigente. En ese sentido, al cierre de marzo 2024, la NRT registró un avance integral de 99.24%.

### Contrato Ingeniería de Detalle, Procura y Construcción (EPC, por sus siglas en inglés) de las Unidades de Proceso

Respecto al Contrato EPC con Técnicas Reunidas (TR) se cuenta con un avance a marzo 2024 de 99.90%.

### Unidades auxiliares y trabajos complementarios

Las actividades correspondientes al Contrato EPC con el Consorcio COBRA-SCL UA & TC tiene un avance a marzo 2024 de 97.79%. Respecto al cierre de los contratos EPC, queda pendiente la recepción de la unidad auxiliar SA2 (Tratamiento de residuos sanitarios) y 05 Trabajos Complementarios. Estos componentes no afectan la secuencia de arranque de la NRT.

Las unidades que conforman la Nueva Refinería Talara (Unidades de Procesos 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.

Durante el 1T24 se alcanzaron las siguientes recepciones contractuales:

- Unidades de Proceso: FCK, PAR.
- Unidades Auxiliares: ASC, SWI, SWC, GE.
- Trabajos Complementarios: TC-05.

### Financiamiento

El monto de inversión de la NRT es de US\$ 5,539MM, 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 está siendo compensado con recursos propios.

### Contratación de mano de obra local

La mano de obra total al cierre del 1T24 fue de 360 puestos de trabajo; la mano de obra local no calificada tuvo una participación de 88.2% (de un total de 34 No Calificados), superando el mínimo establecido en el EIA (70%). En tanto, la mano de obra calificada local tuvo una participación de 68.7% (de un total de 326 Calificados).

## 1.3.2. REFINACIÓN

### Datos Operativos

	2021	2022	2023	1T23	4T23	1T24	YoY	QoQ
Capacidad Instalada de Refinación (en MBDC) <sup>(1)</sup>	27.5	75.4	122.5	122.5	122.5	122.5	N.A.	N.A.
Capacidad Utilizada (en MBDC) <sup>(2)</sup>	10	19	54	38	67	68	78%	2%
Producción de Refinados (en MBDC) <sup>(3)</sup>	16	19	62	49	53	68	39%	28%
Ratio de Utilización de Capacidad Instalada <sup>(4)</sup>	37%	25%	44%	31%	55%	56%	24pp	1pp
Volúmenes de venta (en MBDC)	125	117	94	87	91	95	9%	5%

#### Notas:

(1) Cantidad máxima de crudo que se puede procesar en la segunda etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica.

(2) La cantidad total de crudo y residuo asfáltico que se procesa en la segunda etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica.

(3) Cantidad total de productos refinados producidos por un ciclo completo del proceso de refinado.

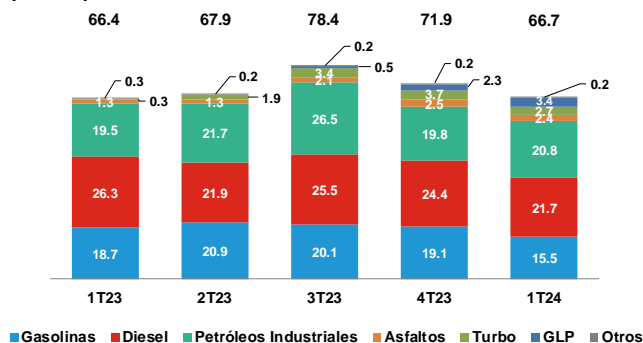
(4) Capacidad de utilización de la refinería medida por el crudo procesado (en miles de barriles por día para el período) dividido por capacidad de refinación de destilación atmosférica.

# Resultados Trimestrales

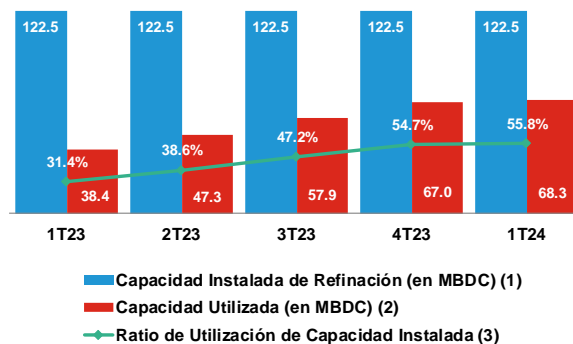


## Productos Refinados

(En MBDC)



## Ratio de Capacidad de Utilización



- (1) Cantidad máxima de crudo que se puede introducir en la segunda 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 segunda etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica.  
 (3) Capacidad de utilización de la refinería medida por el crudo procesado (en miles de barriles medios por día para el período) dividido por capacidad de refinación de destilación atmosférica

### 1.3.3. OLEODUCTO NORPERUANO

Los volúmenes bombeados durante el 1T24 son los siguientes:

TRAMO	VOLUMEN BOMBEADO A MARZO (MBDC)
TRAMO I	0.6
TRAMO II	0
ORN	0

Respecto al Tramo I, este estuvo de parada programada desde el 19.01.2024 por bajos inventarios de crudo en la Estación 1 y durante el 1T24 no se registraron contingencias.

Por su parte, el Tramo II, estuvo de parada programada desde el 29.12.2023 por bajos inventarios de crudo en Estación 5. En espera de cabotaje y exportación de crudo para liberación de tanques en el Terminal Bayóvar. Adicionalmente, el 18.01.2024 se registró la contingencia por Fuerzas de la naturaleza en la progresiva Km 395+531 del Tramo II. Inmediatamente se activó el Plan de Contingencia, se ejecutó la reparación definitiva al 100%. Además, el 09.02.2024 se registró la contingencia por Hecho determinante de Terceros en el km 376+538 Tramo II. Inmediatamente se activó el Plan de Contingencia, se ejecutó la reparación definitiva al 100%. Por otro lado, el 05.03.2024 se registró la contingencia en el Km 372+090; asimismo, el 15.03.2024 se registró la contingencia en el Km 356+344, en ambos casos causados por Hecho determinante de Terceros. Inmediatamente se activó el Plan de Contingencia y se ejecutaron las reparaciones definitivas al 100%.

Finalmente, el Oleoducto Ramal Norte (ORN) continúa sin bombear desde el 21.02.2020 debido a que continúan paralizadas las operaciones en el Lote 192.

Cabe resaltar que durante el 1T24 se registraron un total de cuatro (4) contingencias, una (1) causada por Fuerzas de la naturaleza y tres (3) por Hechos Determinantes de Terceros:

FECHA	UBICACIÓN	TRAMO	CAUSA	VOLUMEN REPORTADO (Bls)
18.01.24	Km 395+531	Tramo II	Fuerza de la Naturaleza	46
09.02.24	Km 376+538	Tramo II	Hecho de Terceros	2
05.03.24	Km 372+090	Tramo II	Hecho de Terceros	2
15.03.24	Km 356+344	Tramo II	Hecho de Terceros	5

La estadística histórica de las contingencias ocurridas en el ONP se puede apreciar en la página web de PETROPERÚ, el cual se actualiza cuando se presenta una nueva contingencia. Ver el siguiente Link:

# Resultados Trimestrales



<https://oleoducto.petroperu.com.pe/plan-contingencia/estadisticas/>

Con relación a las actividades de remediación se indica que, estos eventos se encuentran en labores de recojo de residuos de hidrocarburos en las zonas de contingencia.

Asimismo, respecto a las actividades para garantizar la seguridad del oleoducto, durante el 1T24 se llevaron a cabo las siguientes acciones:

- a) 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 Oleoducto.
- b) Coordinaciones con la Dirección de Inteligencia del Ministerio del interior (DIGIMIN) para realizar actividades en la zona de influencia del Oleoducto.
- c) Activación y comunicación permanente con moradores identificados en las zonas cercanas al Oleoducto con la finalidad de obtener información que ayude a la seguridad del Oleoducto.
- d) Coordinaciones con el Batallón de Inteligencia del Ejército (BIE) con la finalidad de medir el grado de confianza de los agentes de vigilancia desarrollando pruebas de poligrafía.
- e) Contacto con las autoridades policiales, comisarias cercanas en el aérea de influencia del oleoducto, con la finalidad de solicitar apoyo para actividades disuasivas.
- f) Comunicación con el jefe de la Sexta Brigada de selva del EP, con la finalidad de coordinar de ser necesario acciones disuasivas con relación a la seguridad de la Estación 6 y 7.

Finalmente, se han venido realizando gestiones con el Estado respecto al ONP para lo cual se presentó ante el Directorio un informe relacionado a las Propuestas de Solución para la Viabilidad del ONP con seguridad y continuidad de las actividades del sector petrolero de la Selva Norte como Estrategia Integral para la Sostenibilidad del ONP. Como resultado, el Directorio solicitó se complemente esta información para alcanzarlo a la Junta General de Accionistas.

En este sentido, la Gerencia Corporativa Exploración, Producción y Oleoducto y la Gerencia Departamento Oleoducto en coordinación con la Gerencia Corporativa Legal, se encuentran trabajando en un Proyecto de Ley que permita la modificación del modelo de concesión del ONP con el fin de que el Estado Peruano asuma las pérdidas que afectan a PETROPERÚ por los gastos de reparación, remediación ambiental, operación, mantenimiento, inversiones y por atención de las contingencias ocurridas en el ONP.

## 1.3.4. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

### Lote 64

PETROPERÚ es el Operador desde el 27.09.2021. Actualmente, se está elaborando el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de Desarrollo con la Consultora ERM. Asimismo, se obtuvo el permiso de colecta de SERFOR y PRODUCE. Se presentó al SENACE, los Términos de Referencia, EVAP (Evaluación Ambiental Preliminar), Plan de Participación Ciudadana para su evaluación. Por otro lado, el Campamento Base Morona (CBM) continúa operativo.

Subsiste la problemática respecto a la indefinición respecto a si se requiere o no Consulta Previa. Al respecto, se ha sostenido reunión con SERFOR y MINCUL y se coordina con el MINEM.

### Lote 192

PETROPERÚ es el Operador desde el 28.02.2023. El 22.03.2024, PETROPERÚ, Perupetro y Altamesa Energy Perú S.A.C. suscriben la cesión de posición contractual del Lote 192 y Altamesa Energy Perú S.A.C. es designado como Operador con una participación del 61% en el Contrato de Licencia, mientras PETROPERÚ mantiene el 39%.

### Lote I

Desde el 22.10.2023, PETROPERÚ continúa con la operación del 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 por parte de una nueva empresa operadora, lo que ocurra primero. En promedio la producción de petróleo en el 1T24 fue de 473 BOPD. Asimismo, en promedio, la producción de gas fue de 3.178 MMPCD.

### Lote VI

Desde el 22.10.2023, 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 por parte de una nueva empresa operadora, lo que ocurra primero. En promedio la producción de petróleo en el 1T24 fue de 1,955 BOPD, mientras que producción de gas, en promedio, fue de 3.915 MMPCD.

# Resultados Trimestrales



## 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 por parte de una nueva empresa operadora, lo que ocurra primero. En promedio la producción de petróleo en el 1T24 fue de 4,754 BOPD, mientras que producción de gas, en promedio, fue de 10.320 MMPCD. Asimismo, la producción promedio de GNL en el 1T24 fue 599 BDC.

## 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"> <li>Se encuentra en proceso de evaluación por parte de SENACE, los Términos de Referencia Específicos del Estudio de Impacto Ambiental detallado del Proyecto de Desarrollo.</li> <li>Se encuentra en proceso de elaboración el Plan Dirigido a la Remediación.</li> <li>Se cumplió con la presentación del reporte trimestral de los Manifiestos de Manejo de Residuos Sólidos Peligrosos y la Declaración Anual de Manejo de Residuos Sólidos.</li> <li>Se cumplió con la presentación del Informe Ambiental Anual.</li> </ul>
Lote 192	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hasta el 21.03.2024, PETROPERÚ dio cumplimiento al 100% a todas las obligaciones ambientales fiscalizables.</li> <li>Desde el 21.03.2024, PETROPERÚ cedió el 61% de su participación en el Lote 192 a la empresa ALTAMESA, actual socio operador.</li> </ul>
Lote I	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se viene cumpliendo con la ejecución y reporte de los monitoreos ambientales y biológicos comprometidos en los diferentes Instrumentos de Gestión Ambiental.</li> <li>Se cumplió con la presentación del reporte trimestral de los Manifiestos de Manejo de Residuos Sólidos Peligrosos y la Declaración Anual de Manejo de Residuos Sólidos.</li> <li>Se cumplió con la presentación del Informe Ambiental Anual.</li> <li>A la fecha, se han registrado las siguientes emergencias ambientales: 01 en el Lote I, 01 en el Lote VI y 07 en el Lote Z-69. En todos los casos, se ha completado al 100% las actividades de limpieza.</li> </ul>
Lote VI	
Lote Z-69	

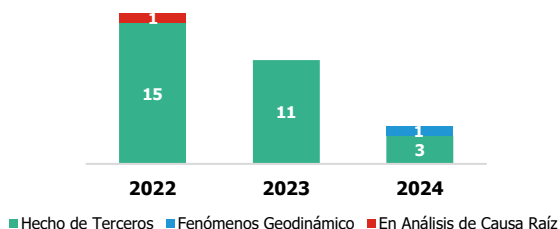
#### Emergencias Ambientales

Al cierre del 1T24 se han reportado 04 Emergencias Ambientales en el Oleoducto Norperuano (ONP):

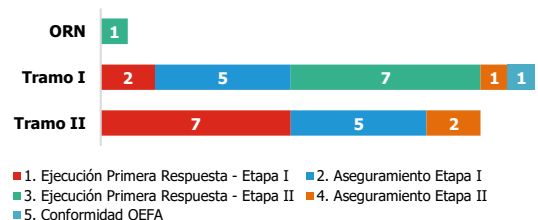
Nº	FECHA	TRAMO	PROGRESIVA	ESTADO
1	18.01.2024	Tramo II	Km 395 + 531	1. Ejecución Primera Respuesta - Etapa I
2	09.02.2024	Tramo II	Km 376 + 538	1. Ejecución Primera Respuesta - Etapa I
3	05.03.2024	Tramo II	Km 372+090	1. Ejecución Primera Respuesta - Etapa I
4	15.03.2024	Tramo II	Km 356+356	1. Ejecución Primera Respuesta - Etapa I

Del 2022 al 2024 se han reportado 31 emergencias ambientales cuyas causas y el estado son las siguientes:

#### Causas de las Emergencias Ambientales en el ONP



#### Estados de las Emergencias Ambientales del ONP



### 2.2. GESTIÓN SOCIAL

En materia social, PETROPERÚ cuenta con un Plan Anual de Relaciones Comunitarias, que se desarrolla en atención a la identificación de riesgos sociales y engloba actividades de relacionamiento y aporte al desarrollo local aplicadas a todas las operaciones de la

# Resultados Trimestrales



Compañía a nivel nacional, bajo un enfoque intercultural, que le permite gestionar desde las distintas realidades que conviven en el entorno de las operaciones.

Durante el 1T24, se han realizado actividades basadas en el relacionamiento y fortalecimiento de los grupos de interés, buscando además atender a través de proyectos sociales, las principales necesidades de la zona y crear un impacto positivo en la comunidad.

En el ONP, el equipo social continúa con el diálogo constante con las autoridades y pobladores de las comunidades aledañas a las contingencias ambientales, a fin de contar con la viabilidad social necesaria para realizar los trabajos de limpieza y recuperación en el menor tiempo posible.

Respecto al Lote 192, se realiza el acompañamiento a los procesos de negociación, mediante el dialogo con las comunidades en las que se están desarrollando actividades de contención y recojo de crudo por los derrames ocurridos durante la permanencia de la Compañía, asimismo, se viene monitoreando el proceso de participación ciudadana para la presentación del nuevo socio operador. Por su parte, en relación con el Lote 64, continúa el proceso de relacionamiento e identificación de actores sociales, durante el proceso de presentación de los TDR para elaboración del EIA a SENACE, para la aprobación e inicio de las actividades.

Asimismo, en Talara y los lotes del noroeste (Lote I, Lote VI y Lote Z69), se viene monitoreando las expectativas de los grupos respecto a las necesidades de empleo y salud, a través de reuniones conjuntas con los principales líderes y pobladores de la zona, así como con representantes de instituciones y del gobierno local. Es importante indicar que la Oficina de Información y Participación Ciudadana (OIPC) se mantiene activa, garantizando espacios de encuentro entre PETROPERÚ y la comunidad de Talara, a través de diferentes canales de comunicación sobre temas relevantes.

Comprometidos con la Educación, PETROPERÚ inició clases de refuerzo escolar de verano, como parte del Proyecto Jinkay en comunidades amazónicas Fernando Rosas y Nazareth, ubicadas en el distrito de Morona, provincia Datem del Marañón, región Loreto, aledañas al ONP. El programa consistió en reforzamiento de los alumnos en matemáticas, comunicación, personal social e informática, además, se llevan a cabo talleres con padres, sesiones socioemocionales y visitas domiciliarias que promueven el involucramiento de la familia en la enseñanza de sus hijos. También se logró la implementación de dos bibliotecas con más de 200 libros en cada una, buscando así contribuir con el aprendizaje de los pequeños.

Adicionalmente, con respecto a la salud y bienestar de las localidades aledañas, en febrero se desarrolló en la localidad de Mollendo, y en alianza con el Hospital Alto Inclán y la Red de Salud de Islay, la Feria Lúdica por la Primera Infancia, generando un espacio donde los padres de familia, mediante el juego y la interacción guiada, recibieron orientación en prácticas de salud, cuidado, nutrición y crianza de sus pequeños, con el fin de fomentar el desarrollo integral de los niños. Asimismo, se llevó a cabo campañas de vacunación y talleres de odontología y dermatología pediátrica. Adicionalmente, el Hospital Alto Inclán brindó tamizaje de anemia y fluorización.

En Talara, durante el primer bimestre del año, se ha iniciado el Proyecto de Salud Mental, dirigido a padres, madres y cuidadores de niños de 1 a 5 años, mediante una campaña de promoción de buenas prácticas parentales en salud cuya meta es beneficiar a 90 familias de los distritos de Pariñas, La Brea y Lobitos. Asimismo, se ha dotado de implementos y menaje a 80 Programas de Vasos de Leche de los distritos de Pariñas y La Brea de Talara. También, se ha puesto a disposición del distrito de Lobitos, dos cisternas para distribución de agua potable, contribuyendo al abastecimiento temporal en beneficio de los pobladores, y al cuidado de la salud de sus familias.

En Conchán, se viene desarrollando el Concurso de Comics e Historietas "No Más Violencia", dirigido a estudiantes de 2do a 4to de secundaria de 05 II.EE. priorizadas de la zona de influencia. Durante los primeros meses, los participantes clasificados en la primera etapa del concurso participaron de un taller de comics e historietas para que mejoren sus habilidades y su trabajo y éste fue evaluado por un jurado calificador, eligiendo a 05 jóvenes ganadores.

Se continúa fortaleciendo la empleabilidad de las poblaciones, realizando proyectos que contribuyan a mejorar las capacidades y lograr el desarrollo económico local, por ello, por segundo año consecutivo se desarrolló en 04 comunidades nativas (Tayuntsa, Nueva Unida, Najaím Paraíso y Alto Pajakuts), del distrito de Nieva, Condorcanqui - Amazonas, zona de influencia del ONP, el proyecto productivo llamado Ikam Kuitamat, que significa "conservemos nuestros bosques". En el 1T24, se han logrado implementar y mantener de manera óptima ochenta viveros. Asimismo, se viene implementando el plan de negocio denominado "Mejoramiento del proceso de comercialización conjunta de grano de cacao", que busca mejorar las condiciones y capacidad de acopio y post cosecha para acceder a nuevos y mejores nichos de mercado, a través de una comercialización conjunta. Este plan tendrá una duración de seis meses y se implementa gracias al recurso económico ganado de cofinanciamiento de fondo concursable en PROCOMPITE AMAZONAS.

En infraestructura, PETROPERÚ inició recuperación del mirador Cristo Petrolero de Talara, apoyo que contribuirá al desarrollo turístico de la provincia piurana y que comprende la rehabilitación y refacción al ornato del parque, al monumento emblemático del Cristo Petrolero y a la plataforma del parque. Es importante indicar que los trabajos se vienen realizando con mano de obra local, coordinada previamente con los presidentes de las juntas vecinales del sector y en línea al Programa de Contratación de Mano de obra Local de la NRT.

# Resultados Trimestrales



## 2.3. BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

Mediante Acuerdo de Directorio N° 007-2024-PP del 25.01.2024, se aprobó, entre otros, la constitución del Comité de Nombramientos y Retribuciones del Directorio.

El Decreto Supremo N° 004-2024-EM, publicado el 03.02.2024 en el Diario Oficial El Peruano, modifica el Decreto Supremo N° 014-2018-EM, modificado por Decreto Supremo N° 002-2020-EM (que designa a los miembros de la Junta General de Accionistas de PETROPERÚ). La modificatoria considera como quinto miembro de la Junta a el/la Viceministro/a de Economía del Ministerio de Economía y Finanzas, quien representa el 20% del total de las acciones suscritas y pagadas. En este sentido, el Secretario General del Ministerio de Energía y Minas ya no forma parte de la Junta General de Accionistas de PETROPERÚ. Por lo que, el Estado Peruano es representado en la Junta General de Accionistas por los siguientes miembros:

- Ministro (a) de Energía y Minas, preside la Junta.
- Ministro (a) de Economía y Finanzas, miembro de la Junta.
- Viceministro (a) de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, miembro de la Junta.
- Viceministro (a) de Hacienda del Ministerio de Economía y Finanzas, miembro de la Junta.
- Viceministro (a) de Economía del Ministerio de Economía y Finanzas, miembro de la Junta (miembro modificado con el Decreto Supremo N° 004-2024-EM).

El Decreto de Urgencia N° 004-2024 (en adelante, el DU), publicado el 27.02.2024, que establece medidas extraordinarias en materia económica y financiera destinadas a garantizar la continuidad del abastecimiento de combustibles y el desarrollo de las actividades económicas a nivel nacional y hacer más eficiente la gobernanza de la Compañía; entre otras medidas, dispone: (i) la recomposición transitoria e inmediata de los miembros del Directorio designados por la Junta General de Accionistas, (ii) autoriza de manera excepcional al FONAFE para que participe en el proceso de selección de los directores de PETROPERÚ, de acuerdo con sus normas y procedimientos, cuyo periodo de mandato inicia el 01.01.2025.

En Sesión de Junta General de Accionistas del 28.02.2024, se acordó formalizar la renuncia de la señora Brigitt Bruna Bencich Aguilar, y del señor José Andrés Olivares Canchari, a los cargos de miembros del Directorio de PETROPERÚ a partir del 14.12.2023. Asimismo, se formalizó las renuncias de los señores Pedro Oswaldo Chira Fernández, (Presidente del Directorio), Pedro Augusto Méndez Milla y Artemio Reátegui Soria a los cargos de miembros del Directorio, siendo el último día en el ejercicio de sus cargos el 28.02.2024.

De conformidad con lo establecido en el numeral 5.1 del DU, el cual dispone la recomposición transitoria e inmediata de los miembros del Directorio; en la misma sesión, se procedió a la recomposición del Directorio, designando a partir del 29.02.2024, a los señores David Alfredo Tuesta Cárdenas, German Alfredo Boza Pró, Oliver Thomas Alexander Stark Preuss, en la categoría de Directores independientes; y al señor Carlos Adrián Linares Peñaloza en la categoría de Director no independiente. Posteriormente, el 29.02.2024, la Junta General de Accionistas lo designa a este último como Presidente del Directorio a partir del 01.03.2024; asimismo, designaron al señor Carlos Augusto Villalobos Dulanto, en la categoría de Director no independiente.

Con Acuerdo de Directorio N° 023-2024-PP del 14.03.2024 se designó como Vicepresidente del Directorio al señor Oliver Thomas Alexander Stark Preuss a partir del 15.03.2024.

Con Acuerdo de Directorio N° 024-2024-PP del 14.03.2024 se aprobó la creación del Comité de Finanzas y Administración, el mismo que contribuirá a dar cumplimiento al encargo establecido en el Decreto de Urgencia N° 004-2024, para la aprobación de las medidas necesarias que requieren ser implementadas para la reestructuración la Compañía. Asimismo, se señala que teniendo en cuenta las acciones de reestructuración de PETROPERÚ que se realizarán en el 2023, se consideró conveniente que el Comité de Nombramientos y Retribuciones inicie sus funciones una vez que se encuentren aprobadas las acciones de reestructuración. Así también, con el referido acuerdo se aprobó la designación de los miembros de los Comités de Directorio: Buenas Prácticas de Gobierno Corporativo; Auditoría y Control; y, Finanzas y Administración.

Con fecha 14.03.2024, Gerencia General aprobó la actualización de la "Declaración Jurada de Cumplimiento de Condiciones para Director Independiente", alineando la misma a los requisitos para director independiente considerados en las modificaciones efectuadas en setiembre de 2023 a los documentos societarios.

Durante el 1T24 se desarrollaron tres sesiones del Comité de Auditoría y Control y una sesión del Comité de Finanzas y Administración.

## 3. ACCIONES CORPORATIVAS

En materia de la Estrategia de Sostenibilidad, se ha revisado la propuesta de estrategia de sostenibilidad en base al modelo establecido por IHS Markit del holding S&P Global, complementándose con el Modelo de Sostenibilidad de EY, los Resultados de ESG Score 2023, las Recomendaciones del GRI 2021, y los requerimientos del Reporte de Sostenibilidad de la SMV, asimismo, se ha alineado con los objetivos estratégicos y el Plan de Reestructuración aprobado por ADL. La estrategia propuesta se basa en 5 pilares: 1) Liderazgo y Estrategia, 2) Cambio Climático, 3) Gestión Ambiental, 4) Gobierno Corporativo y 5) Gestión de Stakeholders y 19 ejes estratégicos. Aún en desarrollo las actividades específicas con cada área involucrada. Se tiene programado la aprobación de la propuesta por el



# Resultados Trimestrales



Directorio para fines de junio. También, se han sostenido reuniones con las áreas clave para el trabajo conjunto de actividades a desarrollar.

Respecto al Reporte de Sostenibilidad 2023, se viene recopilando la información de los diversos indicadores de sostenibilidad con las diferentes áreas de la Compañía. Se estima aprobar el mencionado reporte en agosto 2024. Asimismo, se viene trabajando el anexo del reporte de sostenibilidad solicitado por la SMV y en paralelo se trabaja el ESG Score 2024 de S&P Global.

Finalmente se ha ampliado la información de sostenibilidad en la web de la Compañía, considerando mayor detalle sobre los asuntos de sostenibilidad e información cuantitativa la misma que puede ser revisada desde el enlace <https://sostenibilidad.petroperu.com.pe/>.

# Resultados Trimestrales



## 4. RESUMEN FINANCIERO

### 4.1. ESTADO DE RESULTADOS

En Millones de US\$	2021	2022	2023	LTM 1T24	1T23	4T23	1T24	YoY <sup>(1)</sup>	QoQ <sup>(2)</sup>
Ventas Nacionales	3,801	4,889	3,467	3,466	808	870	807	-0.1%	-7%
Ventas al Exterior	356	628	477	501	89	111	113	27%	2%
Otros Ingresos Operacionales	66	64	65	70	15	21	20	36%	-5%
<b>Total Ingresos</b>	<b>4,222</b>	<b>5,581</b>	<b>4,009</b>	<b>4,037</b>	<b>911</b>	<b>1,001</b>	<b>939</b>	<b>3%</b>	<b>-6%</b>
Costo de Ventas	-3,764	-5,540	-4,365	-4,328	-1,002	-1,169	-964	-4%	-18%
Costo de Ventas (% de Ingresos)	89%	99%	109%	107%	110%	117%	103%	-7pp	-14pp
<b>Ganancia Bruta</b>	<b>458</b>	<b>41</b>	<b>-356</b>	<b>-291</b>	<b>-91</b>	<b>-168</b>	<b>-25</b>	<b>72%</b>	<b>85%</b>
Margen Bruto (%)	11%	1%	-9%	-7%	-10%	-17%	-3%	7pp	14pp
Gastos Operativos	-198	-270	-331	-329	-45	-124	-43	-4%	-65%
Gastos Operativos (% de Ingresos)	5%	5%	8%	8%	5%	12%	5%	-0.3pp	-8pp
<b>Resultado Operativo</b>	<b>260</b>	<b>-229</b>	<b>-687</b>	<b>-620</b>	<b>-136</b>	<b>-292</b>	<b>-68</b>	<b>50%</b>	<b>77%</b>
Margen Operativo (%)	6%	-4%	-17%	-15%	-15%	-29%	-7%	8pp	22pp
<b>Resultado Neto</b>	<b>68</b>	<b>-271</b>	<b>-823</b>	<b>-848</b>	<b>-158</b>	<b>-293</b>	<b>-183</b>	<b>-16%</b>	<b>37%</b>
Margen Neto (%)	2%	-5%	-21%	-21%	-17%	-29%	-20%	-2pp	10pp
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>285</b>	<b>-115</b>	<b>-434</b>	<b>-336</b>	<b>-104</b>	<b>-211</b>	<b>-5</b>	<b>95%</b>	<b>98%</b>
Margen de EBITDA Ajustado (%)	7%	-2%	-11%	-8%	-11%	-21%	-1%	11pp	21pp
<b>EBITDA Ajustado (LTM)</b>	<b>285</b>	<b>-115</b>	<b>-434</b>	<b>-336</b>	<b>-325</b>	<b>-434</b>	<b>-336</b>	<b>-3%</b>	<b>23%</b>

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

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

### 4.2. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

En Millones de US\$	2021	2022	2023	LTM 1T24	1T23	4T23	1T24	YoY	QoQ
<b>Saldo Inicial</b>	<b>85</b>	<b>240</b>	<b>89</b>	<b>111</b>	<b>89</b>	<b>72</b>	<b>42</b>	<b>-53%</b>	<b>-42%</b>
Flujo de Caja Operativo	363	-1,261	245	387	27	63	169	+100%	+100%
Flujo de Actividades de Inversión	-825	-656	-455	-476	-109	-122	-129	-19%	-6%
Flujo de Caja de Actividades de Financiamiento	629	1,774	157	56	102	25	1	-99%	-95%
Variación Tipo de cambio	-12	-8	6	2	3	4	-1	-100%	-100%
<b>Saldo Final</b>	<b>240</b>	<b>89</b>	<b>42</b>	<b>81</b>	<b>111</b>	<b>42</b>	<b>81</b>	<b>-27%</b>	<b>95%</b>

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

### 4.3. ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

En Millones de US\$	2021	2022	2023	LTM 1T24	1T23	4T23	1T24	YoY	QoQ
Activo Corriente	1,459	2,093	1,744	1,647	1,859	1,744	1,647	-11%	-6%
Activo No Corriente	7,227	7,848	8,425	8,530	7,983	8,425	8,530	7%	1%
<b>Total Activos</b>	<b>8,686</b>	<b>9,942</b>	<b>10,169</b>	<b>10,178</b>	<b>9,842</b>	<b>10,169</b>	<b>10,178</b>	<b>3%</b>	<b>0.1%</b>
Deuda Financiera a Corto Plazo	825	868	2,154	2,235	1,400	2,154	2,235	60%	4%
Deuda Financiera a Largo Plazo	4,241	4,100	3,958	3,958	4,100	3,958	3,958	-3%	0%
Total Deuda Financiera	5,066	4,967	6,112	6,193	5,500	6,112	6,193	13%	1%
Otros Pasivos	1,711	2,322	2,228	2,340	1,857	2,228	2,340	26%	5%
<b>Total Pasivo</b>	<b>6,777</b>	<b>7,289</b>	<b>8,340</b>	<b>8,532</b>	<b>7,357</b>	<b>8,340</b>	<b>8,532</b>	<b>16%</b>	<b>2%</b>
Patrimonio	1,909	2,652	1,829	1,645	2,485	1,829	1,645	-34%	-10%
<b>Total Pasivo + Patrimonio</b>	<b>8,686</b>	<b>9,942</b>	<b>10,169</b>	<b>10,178</b>	<b>9,842</b>	<b>10,169</b>	<b>10,178</b>	<b>3%</b>	<b>0.1%</b>
Pasivo Corriente	2,301	2,265	4,307	4,468	2,562	4,307	4,468	74%	4%
Capital de Trabajo	-843	-172	-2,563	-2,821	-703	-2,563	-2,821	-100%	-10%