

Resultados Trimestrales



PETROPERÚ¹ Informe de Resultados Cuarto Trimestre 2023 - 4T23

Lima, Perú, 21 de febrero, 2024 Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (OTC: PETRPE) anunció los resultados financieros y operativos para el cuarto trimestre ("4T23"), período finalizado el 31 de diciembre de 2023. Para un análisis financiero más completo, consulte los Estados Financieros 4T23² 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. 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 4T23, los **Ingresos Totales** se redujeron en -18% (US\$ -221MM) en comparación con el 4T22.
- La **Pérdida Bruta** tuvo un incremento de 37% YoY³ pasando de US\$ -123MM en el 4T22 a US\$ -168MM en el 4T23.
- La **Pérdida Operativa** se incrementó en 29% YoY, pasando de US\$ -226MM en el 4T22 a US\$ -292MM en el 4T23.
- La **Pérdida Neta** en el 4T23 fue de US\$ -293MM en comparación a la Pérdida Neta de US\$ -210MM en el 4T22, un incremento de 39%.
- El **EBITDA Ajustado**⁴ pasó de US\$ -170MM en el 4T22 a US\$ -211MM en el 4T23.
- El saldo final de **Caja** de la Compañía fue de US\$ 64MM al final del 4T23 vs US\$ 89MM al final del 4T22.
- El **Ciclo de Conversión de Efectivo (CCE)** al 4T23 el CCE fue de -15 días vs 3 días al 4T22. 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**⁵ a diciembre 2023, fue de 99.20%. Respecto a las Unidades de Proceso, se cuenta con un avance a diciembre 2023 de 99.88%, mientras que respecto las Unidades Auxiliares se tiene un avance a diciembre 2023 de 97.78%.
- El **volumen total de ventas** alcanzó 91 MBDC⁶ en el 4T23, menor en -17% respecto al 4T22 (110 MBDC).
- Respecto al **Oleoducto Norperuano (ONP)**, han ocurrido once (11) contingencias de enero a diciembre 2023 y ninguna contingencia durante el 4T23.
- 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, se viene trabajando en la reactivación y mantenimiento de carreteras y accesos al Lote, así como, del Campamento Andoas y se están ejecutando trabajos de primera respuesta y limpieza por eventos ambientales. Al cierre del 4T23, en el Lote I, la producción de petróleo está en el orden de 500 BDC⁷ y la de Gas Natural Asociado en 3.2 MMpc/D⁸. 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 4.6 MBDC y la de Gas Natural asociado en 25 MMpc/D.

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

² Estados Financieros por el periodo del Cuarto Trimestre 2024 terminado el 31 de diciembre de 2023. 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 íntegramente 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

⁷ BDC: Barriles por día calendario.

⁸ 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

Al cierre de 2023 se revisa el crecimiento económico mundial, pasando de 2.8% a 3.0%, asociado a un desempeño mejor de lo previsto en las principales economías del mundo. Destaca la evolución de Estados Unidos, cuyos resultados confirman la percepción de una desaceleración moderada, así como China, en donde los temores de un brusco enfriamiento de la economía se redujeron tras la difusión de los resultados a fines del 3T23.

No obstante, se estima una desaceleración de la economía mundial en el 4T23, relacionado con el impacto rezagado de la política monetaria sobre condiciones financieras y crediticias, así como los altos niveles de deuda de las principales economías. Existe un contraste en el desenvolvimiento económico de Estados Unidos y China con respecto a economías como Alemania y Reino Unido.

De igual forma, existen factores de riesgos incluidos en el escenario central, relacionados con los conflictos geopolíticos en el Medio Oriente y entre Rusia y Ucrania, así como la ocurrencia del Fenómeno El Niño Global.

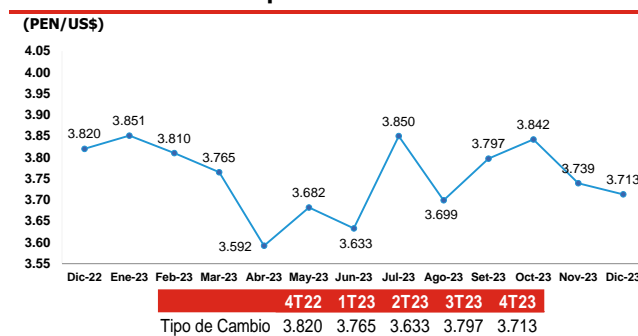
En cuanto a las economías de América Latina, continua un dinamismo marcadamente diferente entre los países de la región. En el caso de Brasil y México, ambas continúan mostrando un mejor desempeño. Brasil destaca una menor incertidumbre política y estímulos fiscales, lo que favorece el mayor dinamismo del consumo privado. Por su parte México se ha visto favorecida por el aumento de exportaciones a Estados Unidos. El resto de los países han mostrado un menor dinamismo, explicado, principalmente, por el ajuste de las condiciones monetarias y crediticias, así como la reducción de excedentes de ahorros generados durante la pandemia, especialmente Chile y Colombia.

En el caso del Perú, se estima una caída en la economía en el orden del 0.5% frente al crecimiento mostrado en el año 2022 de 2.7%. La caída obedece a los resultados registrados en el 3T23, principalmente en lo que respecta a las actividades de manufactura, construcción y servicios. Ello como reflejo de las expectativas empresariales en terreno pesimista y de la menor confianza del consumidor. Asimismo, se reflejó una caída de la producción del sector agropecuario (la mayor caída desde 1992) debido al impacto del Fenómeno El Niño costero.

Respecto a la inflación interanual, de setiembre a diciembre 2023 se registró una reducción de 5.04% a 3.24%. Los rubros que más contribuyeron a la variación de la inflación en los últimos doce meses fueron los alimentos como la papa, carne de pollo, pescado fresco, limón, además de electricidad.

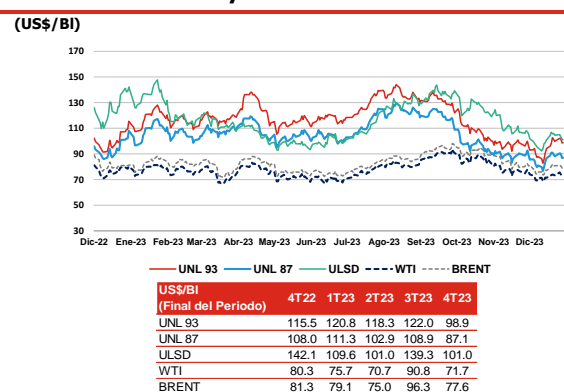
Con relación al tipo de cambio, al cierre de diciembre se situó en S/ 3.713 por dólar, menor que el cierre del mes anterior S/ 3.739 por dólar, lo que muestra una apreciación de nuestra moneda. En lo que va del año, el BCRP ha efectuado operaciones de venta spot, colocación de CDR, swaps, entre otros.

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 relación con los precios del petróleo, en lo que va del año los marcadores promedio del Brent y del WTI en el 4T23 alrededor de 78 y 72 US\$/B, respectivamente. Esta tendencia a la baja en el último trimestre se debió principalmente por las perspectivas de un

Resultados Trimestrales

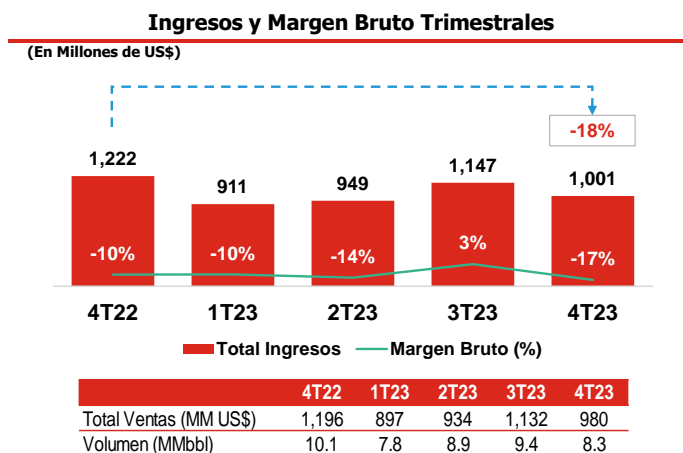


mercado mundial superavitario debido al incremento de los inventarios en Estados Unidos, así como los anuncios de levantamiento de sanciones a Venezuela, menores perspectivas de demanda, entre otros factores.

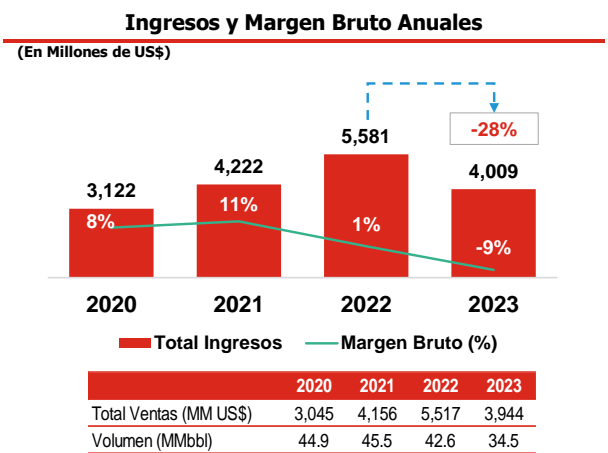
El Perú cuenta con un Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo (FEPC) cuya finalidad es evitar que la elevada volatilidad de los precios internacionales del petróleo se traslade a los precios de los consumidores locales, tomando en consideración que actualmente se 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 afectos 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\$ 1,001MM en el 4T23, una reducción de -18% YoY, como consecuencia, principalmente de menores ventas en el mercado interno (73 vs 88 MBDC en el 4T22), además de incurrir en mayores descuentos para poder hacer frente a la competencia tomando en cuenta que en ese momento no se contaba con márgenes de refinación optimizados de la Nueva Refinería Talara debido a que aún no se contaba con la puesta en servicio de la Unidad FCK. Por otro lado, a razón del proceso de arranque de la NRT, se incrementaron las exportaciones de residual originado durante dicho proceso, el mismo que ha sido comercializado, inclusive, a precios inferiores respecto a la adquisición de la materia prima.

En ese sentido, las ventas nacionales se redujeron en -17% de US\$ 1,050MM en el 4T22 a US\$ 870MM en el 4T23. Las exportaciones también se redujeron -24% YoY de US\$ 146MM a US\$ 111MM. El Total Ventas (excluyendo Otros Ingresos) se redujo en -18% comparado con el 4T22 principalmente por la reducción de volúmenes vendidos de GLP y Gasolinas.

El Costo de Ventas como proporción del Total de Ingresos Brutos ha sido 117% en el 4T23 vs 110% en el 4T22, lo que ha ocasionado un Margen Bruto de -17% en el 4T23. El Margen Bruto pasó de -10% en el 4T22 a -17% en el 4T23, ello debido principalmente, a la reducción de los ingresos por ventas antes mencionada. El menor costo de ventas se vio afectado por 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 -13% respecto al 4T22 mientras que el Total de Ingresos se redujo -18%.

Resultados Trimestrales



Análisis del Portafolio de Productos:

VENTAS (En Millones de US\$)				
VENTAS	4T22	4T23	YoY	Participación sobre Ventas
VENTAS LOCALES				
GLP ^{(1) (2)}	21	16	-21%	1.7%
Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	243	214	-12%	21.9%
Turbo A-1	29	50	72%	5.1%
Diesel B5 ^{(1) (2)}	571	536	-6%	54.7%
Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	20	19	-3%	1.9%
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾	0.0	2	N.A.	0.2%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾	29	23	-19%	2.4%
Otros ^{(1) (3)}	137	8	-94%	0.8%
Total Ventas Locales	1,050	870	-17%	88.7%
EXPORTACIONES				
Nafta Virgen	26	0	-	0.0%
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	63	109	72%	11.1%
Diesel 2	1	0	-100%	0.0%
Otros ⁽⁴⁾	55	2	-97%	0.2%
Total Ventas Exterior	146	111	-24%	11.3%
Total Ventas Locales y Exportaciones	1,196	980	-18%	
Otros Ingresos Operativos ⁽⁵⁾	26	21	-20%	
TOTAL INGRESOS	1,222	1,001	-18%	

⁽¹⁾ Descuentos Incluidos

⁽²⁾ Incluye FEPC.

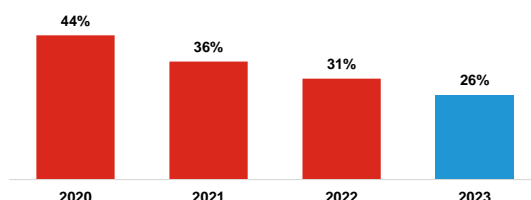
⁽³⁾ Material de Corte, Solventes, Gasolina de Aviación y Acido Nafténico.

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

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

Durante el 4T23, PETROPERÚ ha generado un Ingreso por Ventas Total de US\$ 1,001MM, 18% menor al 4T22 (US\$ 1,222MM), con 89% de las ventas concentradas en el mercado local, debido a las razones antes mencionadas respecto a la reducción en el volumen de ventas en el 4T23 vs 4T22.

Evolución de la Participación de PETROPERÚ



A diciembre 2023, 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 40% respectivamente.

Con la puesta en servicio del complejo de la NRT (de las 16 unidades de proceso que incluye en la Unidad FCK) se estima optimizar la producción de combustibles de mayor valor comercial y obtener el margen de refinación esperado, permitiendo ofrecer una oferta comercial más competitiva en el mercado nacional e ir recuperando la participación de mercado.

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

- Priorizar el inicio integral de toda la producción de la NRT, con la finalidad de reducir las importaciones, mejorar los márgenes de la Compañía y la garantía de suministro localmente.
- Establecer 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 cambio de identidad visual de la RED PETROPERÚ y así continuar con el crecimiento de ventas en el canal retail.
- Participar en concursos mineros e industriales con condiciones comerciales competitivas.
- Tener una adecuada comunicación corporativa que permita mejorar la percepción de los clientes y público en general, referente a nuestra gestión empresarial.

Resultados Trimestrales



Ingresos por Producto

(En Millones de US\$)	2023	% Participación	
INGRESOS LOCALES		4 Productos	84%
GLP ^{(1) (2)}	57	Diesel B5 ^{(1) (2)}	54%
Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	983	Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	25%
Turbo A-1	130	GLP ^{(1) (2)}	1%
Diesel B5 ^{(1) (2)}	2,137	Turbo A-1	3%
Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	58	2 Productos	79%
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾	8	Diesel B5 ^{(1) (2)}	54%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾	68	Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	25%
Otros ^{(1) (3)}	26	Ingresos Locales	88%
Total Ingresos Locales	3,467	Exportaciones	12%
EXPORTACIONES			
Nafta Virgen	-		
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	466		
Diesel 2	-		
Otros ⁽⁴⁾	11		
Total Exportaciones	477		
TOTAL INGRESOS	3,944		

⁽¹⁾ Descuentos Incluidos

⁽²⁾ Incluye FEPC.

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

⁽⁴⁾ Turbo A-1, Gasolinas, Asfaltos, IFO's, Ácido Nafténico y crudo.

La Compañía cuenta con una red de aproximadamente 746 estaciones de servicio afiliadas a diciembre de 2023, 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 el 2023 son el Diesel B5 (Incluye el Diesel B5 S-50) y las gasolinas/gasoholes con una participación respecto a los ingresos totales de 54% y 25% respectivamente.

MERCADO INTERNO

El volumen de venta de combustibles se ha reducido en aproximadamente -17% respecto al mismo periodo del 2022, los Ingresos del 4T23 por ventas nacionales llegaron a US\$ 870MM, una reducción de -17% YoY equivalente a US\$ 181MM, principalmente por el efecto de la caída de los volúmenes en comparación al mismo periodo del 2022.

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. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, PETROPERÚ enfrenta una agresiva competencia dado que en los últimos años han ingresado al mercado compañías petroleras transnacionales, que se encuentran integradas verticalmente y disponen de mayores ventajas competitivas, ofreciendo condiciones comerciales altamente agresivas en busca de captar clientes y ventas. Situación que serán revertidos en la medida que ingresen las unidades de conversión de fondos de la NRT (FCK) lo que optimizará el margen de refinación.

MERCADO EXTERNO

Los ingresos por exportaciones en el 4T23 fueron de US\$ 111MM que representó el 11% del Total de Ingresos por Ventas en el 4T23. La Compañía exportó un volumen ascendente a 18 MBDC, 18% menos respecto al mismo periodo del 2022. A diciembre 2023 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 4T23 se han presentado 133 días de cierre de puertos vs 98 días en el mismo periodo 2022, 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 diciembre 2023 el avance físico integral es 25.9%. Se continuará con la ejecución del proyecto, avanzado principalmente los trabajos de gestión, permisología, actualización de la ingeniería de detalle, automatización del terminal, continuación de la preservación de la procura y montaje de tanques. Con respecto a la revaluación y gestión de aprobación

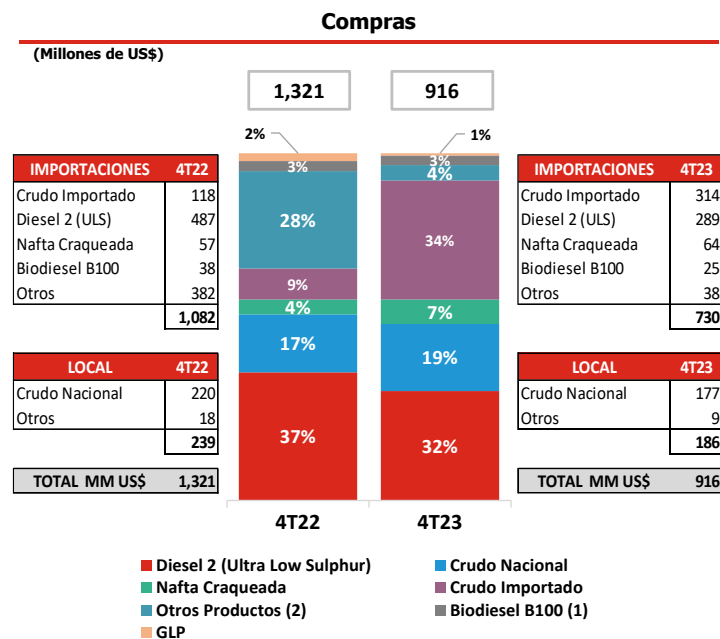
Resultados Trimestrales



del proyecto, este se encuentra en proceso de contratación del servicio de ingeniería de detalle para obtener el nuevo monto de inversión, el cual se estima culminar durante el segundo trimestre del 2024.

2. **Planta de Abastecimiento de Pasco – Ninacaca:** a diciembre 2023 el avance físico integral es 47.5%. Actualmente se cuenta solo con el contrato de la Vigilancia de la Planta, hasta el reinicio del servicio y/o liquidación de este. Además, está en proceso de Resolución de Mutuo Acuerdo con la Supervisión.
3. **Planta de Venta de Puerto Maldonado:** a diciembre 2023 el avance físico integral se mantiene en 59.7%. Continúa la ejecución del proyecto, avanzando principalmente los paquetes de trabajo de permisología. El proyecto se encuentra en revaluación considerando la necesidad de incluir componentes adicionales, tales como: sistema de drenaje externo, vía de acceso, entre otros.

COMPRAS



⁽¹⁾ Insumo para la formulación de Diesel B5

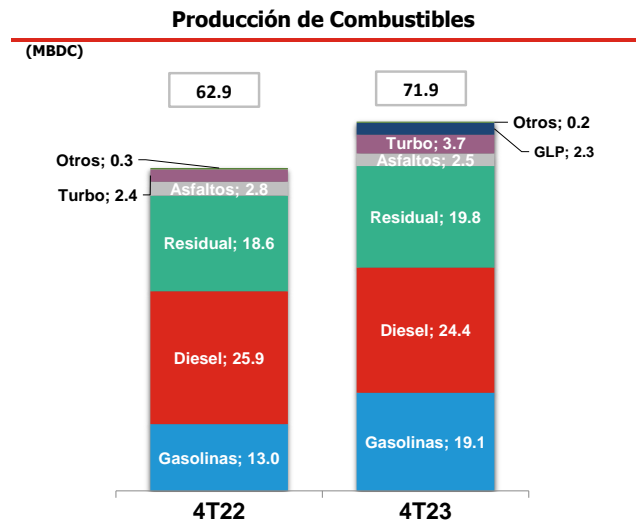
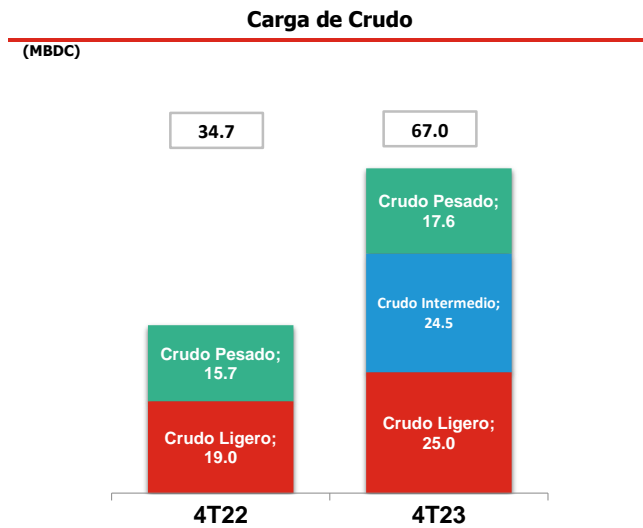
⁽²⁾ Incluye HOGBS, Gasolina de Aviación, Condensado de Gas Natural, Alcohol Carburante y Turbo A1

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 4T23 representó el 38% del total de compras de crudo mientras que el crudo importado representó el 62%. Durante el 4T23 se ha comprado 61 MBDC de crudo versus los 43 MBDC que se compró en el mismo periodo 2022.

En relación con la compra de productos, en términos de volumen, como porcentaje de las compras totales, los productos importados representaron el 92%, mientras que las compras locales el 8%. Durante el 4T23, se han comprado 38 MBDC de productos a comparación de los 74 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 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.

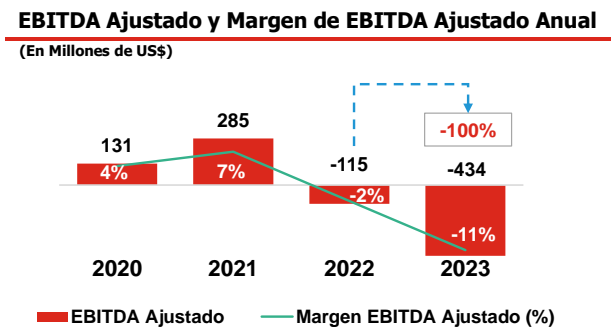
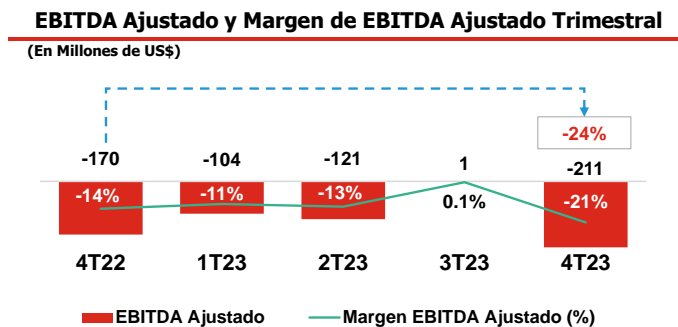
Resultados Trimestrales



Durante el 4T23 se cargó mayor porcentaje de Crudo en relación con el mismo periodo del 2022 debido a inicio progresivo de la NRT. Dado que la NRT se encuentra en proceso de arranque aún se viene produciendo mayor cantidad de residuales como se puede verificar en el gráfico. Luego de mezclar los crudos con otros productos importados se obtuvieron en su mayoría gasolinas y Diesel con la calidad en especificación para su comercialización, los cuales son productos de mayor valor. 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.

La NRT se encuentra en pruebas de arranque, por lo cual se incluye en la carga el volumen de crudo procesado y en la producción los valores de los productos finales producidos en este periodo de prueba, conforme se vaya estabilizando la NRT, la producción de productos residuales será significativamente más baja en línea a un modelo óptimo de producción.

EBITDA



PETROPERÚ generó un EBITDA Ajustado de US\$ -211MM en el 4T23, en comparación con los US\$ -170MM del 4T22 derivado principalmente de la Pérdida Bruta del 4T23, mayor aún a la registrada en el 4T22 (US\$ -168MM vs US\$ -123MM).

Los gastos operativos por unidad de negocio son los siguientes:

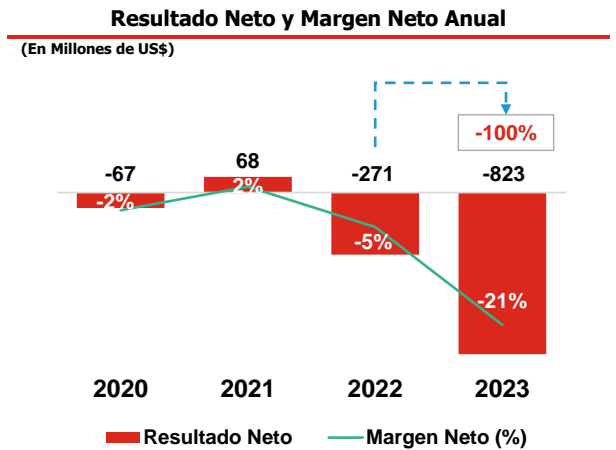
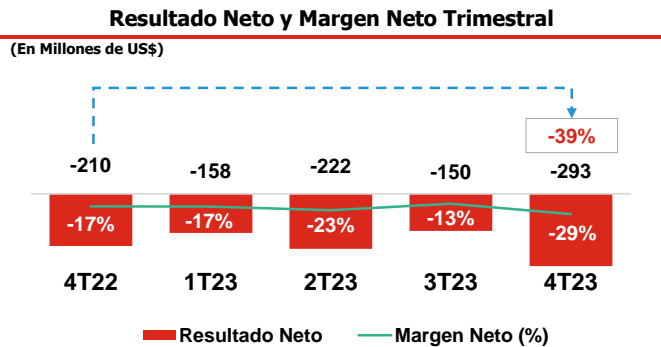
OPEX: Gastos Operativos
(En Miles de US\$)

Unidad de Negocio	Ejecutado a dic22	Ejecutado a dic23
Refinación	297,765	669,106
Distribución & Comercialización	145,021	147,766
Transporte a través ONP	69,115	74,770
Exploración y Producción (Lote I)	10,025	30,499
Otros	102,928	161,308
Total	624,854	1,083,450

Resultados Trimestrales



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 (62% a diciembre 2023 y 48% a diciembre 2022) principalmente debido a la puesta en marcha progresiva de la NRT (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 del ONP con 7%, entre otros. Actualmente, las refinerías Conchán, Iquitos y NRT se encuentran en operación.

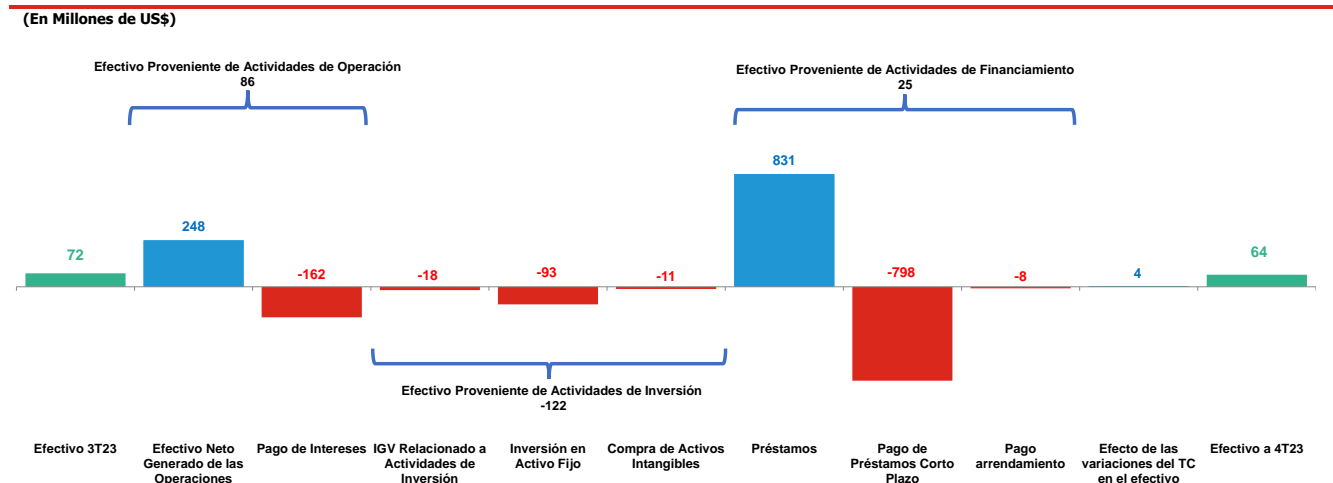


La Pérdida Neta en el 4T23 fue de US\$ -293MM en comparación con la Pérdida Neta de US\$ -210MM en 4T22 ello debido, principalmente, a un bajo desempeño bruto de la Compañía debido a la reducción de las ventas a razón del retraso en la culminación de la puesta en servicio integral de la NRT y al incremento de gastos operativos; además la pérdida neta fue impactada por los mayores gastos financieros.

Esta situación fue atenuada por un menor Costo de Ventas derivado de una menor compra de productos terminados dado el cambio de estructura de carga en la NRT, pasando a emplear petróleo crudo en vez de productos importados para la producción de combustibles, obteniéndose un menor costo de producción. Impactó también, una mayor diferencia en cambio neta de US\$ -17MM en el 4T23 respecto a la del 4T22 que fue US\$ 16MM).

1.2.2. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Análisis de Flujo de Efectivo 4T23



PETROPERÚ registró al final del 4T23 un total de efectivo de US\$ 64MM, comparado con los US\$ 97MM en el 4T22 y menor respecto a los US\$ 72MM del 3T23. Respecto al 4T23, el efectivo proveniente de Actividades de Operación fue mayor al del 3T23 (US\$ 86MM vs US\$ -54MM), esto se origina principalmente por: i) menores egresos por compras debido a que se gestionó la reprogramación de pagos de productos importados (principalmente ULSD), y se ha venido comprando el crudo necesario para la NRT con mayores plazos de pago entre 120 a 180 días; ii) en el 3T23 se recibió, por saldo a favor del exportador, US\$ 23MM y en el 4T23 US\$ 32MM. Estos

Resultados Trimestrales



dos factores favorables, se atenuaron por, iii) El pago de los intereses semestrales en diciembre 2023 por la emisión de Bonos y préstamo CESCE, 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 4T23 se registró un Flujo de Efectivo de las Actividades de Inversión de US\$ -122MM versus los US\$ -96MM en el 3T23, debido al pago de los intereses semestrales en diciembre 2023 por la emisión de Bonos y préstamo CESCE, tomando en cuenta que, al encontrarse la Compañía en la última etapa de puesta en marcha de la NRT, se originan menores intereses capitalizados vinculados a la puesta en operación de las Unidades de la NRT.

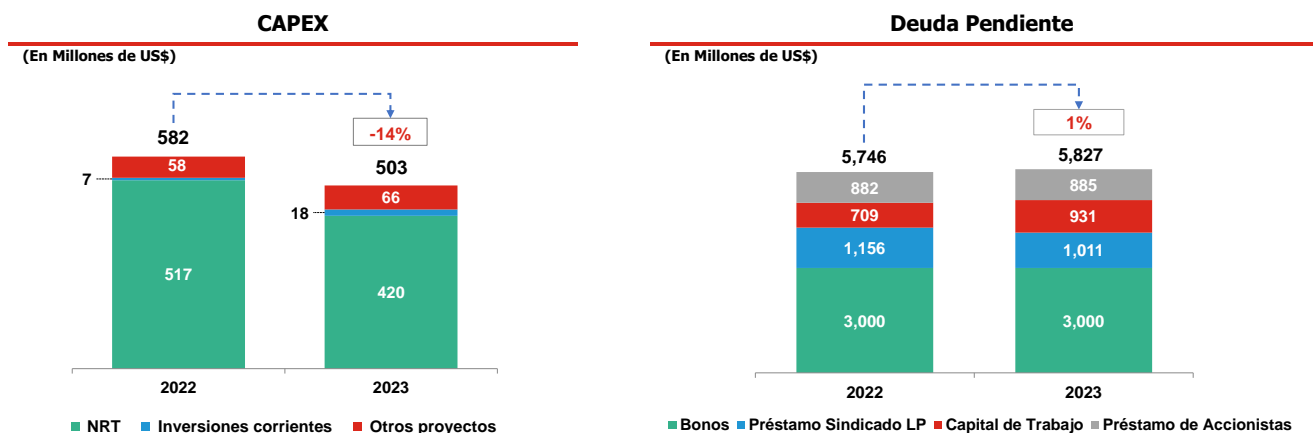
Asimismo, el Flujo de Efectivo de Actividades de Financiamiento pasó de US\$ 83MM en 3T23 a US\$ 25MM en 4T23, debido a que se pagaron mayores préstamos de las instituciones financieras para capital de trabajo que en el trimestre anterior.

1.2.3. ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

El Activo Total al 4T23 ascendió a US\$ 10,169MM, 2% superior al del 4T22 (US\$ 9,942MM). Esta variación YoY se explica principalmente por un mayor activo no corriente respecto al mismo periodo 2022, el cual se ha visto afectado por el incremento del activo fijo y activos intangibles en alrededor de US\$ 334MM por el avance de la NRT, y el incremento de otras Cuentas por Pagar de largo plazo que corresponde principalmente al crédito fiscal por Impuesto General a las Ventas, el cual tuvo un incremento respecto al mismo periodo del 2022 de US\$ 240MM.

En relación con el CAPEX, al 4T23 se registró una ejecución de US\$ 503MM, menor a lo ejecutado en el mismo periodo del 2022 (US\$ 582MM). La NRT representa el 83% de la ejecución total al 4T23 (US\$ 420MM).

El Capital de Trabajo al 4T23 alcanzó los US\$ -2,498MM frente a US\$ -172MM al 4T22. Esta diferencia se debe a que se mantiene la deuda del préstamo de los accionistas en setiembre 2022 por S/ 2,785MM (equivalente a US\$ 750MM), además al incremento de las Cuentas por Pagar Comerciales (incremento de US\$ 807MM) por las negociaciones que se vienen realizando con proveedores y el incremento de Cuentas por Pagar con entidades financieras la compra de insumos y productos del giro del negocio (incremento de US\$ 328MM).



Al 4T23, 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 6.61 años y de 10.14 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 inicios de agosto 2023 la Compañía se vio en la obligación de solicitar, por intermedio del Ministerio de Energía y Minas, un soporte financiero para mitigar los riesgos de un eventual desabastecimiento de combustibles a nivel nacional, especialmente en regiones donde no llegan otros proveedores. Esto responde a una coyuntura compleja debido a factores extraordinarios e irreversibles que afectaron la puesta en operación de la NRT, entre las que se encuentran la conflictividad social y el ciclón Yaku, situaciones que generaron retrasos en su arranque, el cual se ha completado recientemente. De igual forma, el pedido responde a la necesidad de mantener inventarios suficientes que garanticen el abastecimiento de combustibles ante los inminentes efectos que causaría el FEN. La mencionada solicitud a la fecha aún se encuentra en revisión.

Luego de la revisión del pedido inicial, en el 4T23 se ingresó un nuevo requerimiento más acotado de acuerdo a las posibilidades del Ministerio de Economía y Finanzas el mismo que a la fecha está en proceso de ser materializado.

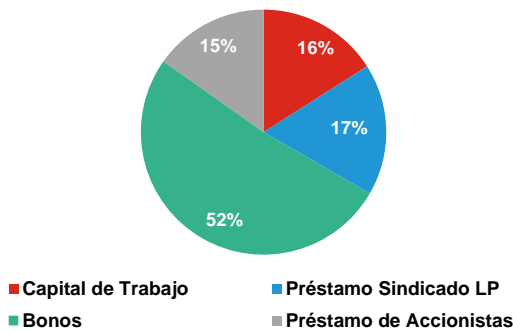
Resultados Trimestrales



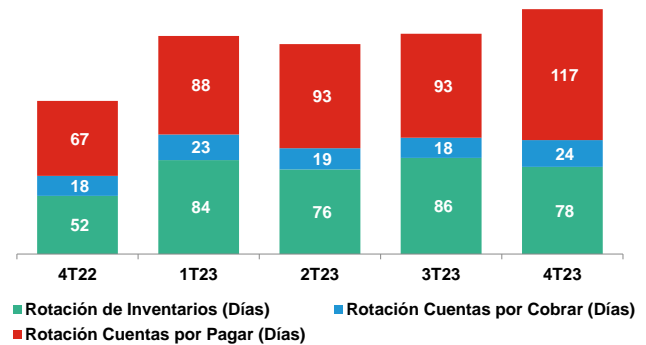
A la fecha, la Deuda Total se distribuye de la siguiente manera: 52% Bonos, 17% Préstamos Sindicado de Largo Plazo con garantía CESCE, 15% Préstamo del accionista y 16% de Capital de Trabajo. Al 31.12.23 se ha amortizado US\$ 288.9MM del crédito sindicado con garantía CESCE.

Composición de la Deuda por Tipo

4T23



Ciclo de Conversión de Efectivo



	4T22	1T23	2T23	3T23	4T23
Ciclo de Conversión de Efectivo ¹	3	19	2	11	-15

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

El CCE al 4T23 fue -15 días, esto debido al significativo incremento de la Rotación de Cuentas por Pagar dadas las negociaciones con proveedores para pagarles en periodos más largos.

Finalmente, el Patrimonio Neto se ha visto reducido en 31% con respecto al mismo periodo del 2022, debido principalmente a la Pérdida Neta del periodo.

1.2.4. INDICADORES FINANCIEROS

Ratios

	2020	2021	2022	2023	4T22	3T23	4T23	YoY	QoQ
EBITDA (LTM) / Gastos Financieros	5.8	12.6	-0.7	-1.5	-0.7	-1.5	-1.6	-100%	-10%
Deuda Financiera / Activos	61%	58%	59%	60%	59%	60%	60%	1pp	-0.3pp
EBITDA (LTM) / Activos	1.8%	3.3%	-1.2%	-4.3%	-1.2%	-3.9%	-4.3%	-3pp	-0.4pp
Deuda Financiera / EBITDA (LTM)	34x	18x	-51x	-14x	-51x	-16x	-14x	72%	9%
Ratio de Liquidez	0.5x	0.6x	0.9x	0.4x	0.9x	0.6x	0.4x	-56%	-27%

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 se redujo en más del 100% al 4T23 respecto al mismo periodo del 2022, pasando de -0.7 a -1.6 debido a un EBITDA negativo impactado principalmente por: i) retraso en la puesta progresiva y gradual de las unidades de proceso de la NRT; ii) menores volúmenes ventas en el mercado interno; iii) mayores exportaciones de residual desde Talara por el proceso de arranque de la NRT colocados a precios inferiores respecto a la adquisición de la materia prima; iv) mayores gastos operativos (sin depreciación) por la operación no optimizada de la NRT; v) pérdidas netas registradas en el negocio del ONP, debido a que no se generaron ingresos por servicio de transporte de crudo y vi) el incremento de gastos financieros.

Respecto al ratio Deuda Financiera/Activos, al 4T23 se incrementó en 1pp pasando de 59% en el 4T22 a 60% en el 4T23, 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 4T23, la Compañía cuenta con un Ratio Deuda Financiera/EBITDA (LTM) de -14x, superior en 72% respecto al 4T22, esto principalmente al mayor EBITDA negativo (LTM) en más del 100% respecto al mismo periodo en el 2022. Finalmente, al cierre del 4T23 el Ratio de Liquidez es inferior al del 4T22 debido al incremento de las cuentas por pagar comerciales por plazos más largos acordados con proveedores.

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 4T23 es la siguiente: 1) Refinación y comercialización, que representaron el 99.35%, 2) Arrendamiento

Resultados Trimestrales



y venta de ciertas unidades, que representaron el 0.55%, 3) el ONP representó el 0.01% y 4) Upstream que incluye los Lotes del noroeste (I, VI y Z-69) representó 0.15%.

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 diciembre 2023, la NRT registró un avance integral de 99.20%.

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 diciembre 2023 de 99.88%.

Los principales avances por cada componente del servicio fueron:

Ingeniería de Detalle: Concluido.

Procura: Concluido.

Construcción: 99.81%.

Comisionado: 99.18%.

Unidades auxiliares y trabajos complementarios

Las actividades correspondientes al Contrato EPC con el Consorcio COBRA-SCL UA & TC tiene un avance a diciembre 2023 de 97.78%.

Ingeniería: 97.77%.

Procura: 99.77%.

Construcción: 97.38%.

Comisionado: Concluido.

A finales de diciembre 2023 la NRT inició su operación plena. Cabe resaltar que, desde su etapa de arranque, viene produciendo combustibles para abastecer el mercado nacional. La puesta en marcha de la NRT finalizó con la estabilización de procesos de la Unidad FCK, la cual tiene la capacidad de procesar insumos residuales convirtiéndolos en productos de primera calidad y de muy alto valor.

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 la rentabilidad de US\$ 147MM y US\$ 8MM de intereses, y, por otro lado, el financiamiento con garantía CESCE por US\$ 1,300MM. El saldo será compensado con recursos propios generados del negocio o una alternativa de financiamiento que aún se encuentra en evaluación.

Contratación de mano de obra local

La mano de obra total al cierre del 4T23 fue de 301 puestos de trabajo; la mano de obra local no calificada tuvo una participación de 93.3% (de un total de 45 No Calificados), superando el mínimo establecido en el EIA (70%). En tanto, la mano de obra calificada local tuvo una participación de 70.3% (de un total de 256 Calificados).

Resultados Trimestrales



1.3.2. REFINACIÓN

Datos Operativos

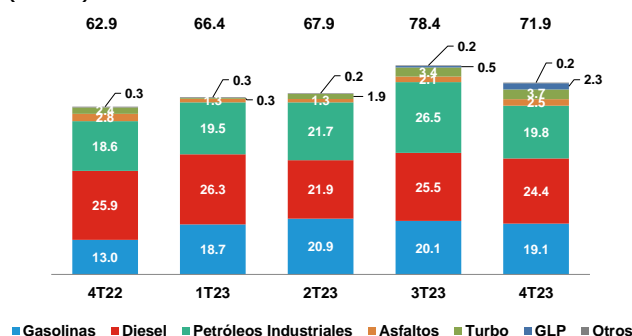
	2020	2021	2022	2023	4Q22	3Q23	4Q23	YoY	QoQ
Capacidad Instalada de Refinación (en MBDC) ⁽¹⁾	28	28	123	123	123	123	123	N.A.	N.A.
Capacidad Utilizada (en MBDC) ⁽²⁾	11	10	54	54	35	58	67	93%	16%
Producción de Refinados (en MBDC) ⁽³⁾	19	16	62	62	16	85	53	N.A.	-37%
Ratio de Utilización de Capacidad Instalada ⁽⁴⁾	41%	37%	44%	44%	28%	47%	55%	26pp	8pp
Volúmenes de venta (en MBDC)	123	125	94	94	110	102	91	-17%	-12%

Notas:

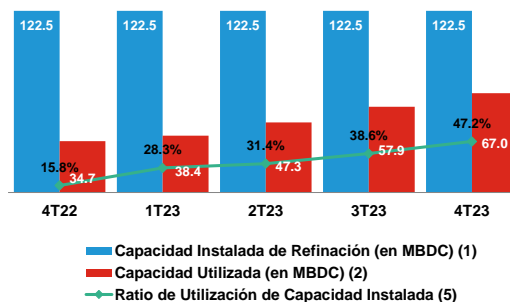
- (1) Cantidad máxima de crudo que se puede procesar en la segunda etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica.
 (2) La cantidad total de crudo y residuo asfáltico que se procesa en la segunda etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica.
 (3) Diferencial entre el precio del crudo comprado para nuestras operaciones de refinación y el precio de nuestros productos refinados extraídos de dicho crudo. Se descuentan los costos de operación de las refineries.
 (4) Capacidad de utilización de la refinera medida por el crudo procesado (en miles de barriles por día para el periodo) dividido por capacidad de refinación de destilación atmosférica.

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 refinera medida por el crudo procesado (en miles de barriles medios por día para el periodo) dividido por capacidad de refinación de destilación atmosférica

1.3.3. OLEODUCTO NORPERUANO

Los volúmenes bombeados a diciembre 2023 son los siguientes:

TRAMO	VOLUMEN BOMBEADO A DICIEMBRE (MBDC)
TRAMO I	12.1
TRAMO II	11.7
ORN	0

Durante el 2023, se registró menor volumen transportado respecto al 2022. El 27.12.2023 y 28.12.2023 se ejecutó la Etapa 1 de presurización y llenado de línea hasta el km 75+501 Tramo I. El 29.12.2023 se ejecutó la Etapa 5 de presurización y llenado de línea del Tramo I (Estación 1 - Estación 5).

Por su parte, en el Tramo II, las actividades de bombeo de petróleo crudo se reiniciaron el 21.12.2023 y culminaron el 29.12.2023. Se encuentra de parada programada desde el 29.12.2023 por bajos inventarios de crudo.

El Oleoducto Ramal Norte (ORN) continúa sin bombear desde el 21.02.2020 debido a que continúan paralizadas las operaciones en el Lote 192. Desde el 27.02.2020 no hay entregas de crudo Loreto en Estación Andoas.

Cabe resaltar que durante el 4T23 no se han registrado contingencias en ninguno de los tramos del oleoducto.

El estado de las contingencias ocurridas en el 2023:

Resultados Trimestrales



FECHA	UBICACIÓN	ESTADO
20.09.23	km 62+459 - Tramo I	- Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - El 17.12.2023 se inició el servicio de custodia y vigilancia de almacenes y barreras hasta el 31.12.2023. Se amplió servicio de guardianía debido a que el contratista aún no tiene fecha de ingreso a la zona. - Labores se desarrollan con normalidad.
04.09.23	km 355+259 - Tramo II	- Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - El 02.01.2024 culminó el servicio de aseguramiento, el cual consideró 08 trabajadores de comunidades aledañas. - El 02.01.2024 se realizó la presentación la empresa que a partir del 03.01.2024, realizará labores de nueva recuperación de residuos de hidrocarburo en la zona, como consecuencia de los actos vandálicos detectados el 16.11.2023, de manera inicial, estará a cargo de la guardianía, y después iniciarán con las labores de recojo de crudo y limpieza preliminar.
28.08.23	km 24+328 - Tramo I	- Reparación de tubería: ejecutada al 100%.
07.08.23	km 392+710 - Tramo II	- Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - Se realiza aseguramiento y resguardo en la zona, con un total de 13,303 sacos impregnados con hidrocarburos y 238 cilindros de hidrocarburo emulsionado, de los cuales 215 se encuentran al borde de la carretera. - El servicio de vigilancia se extiende. - El 28.12.2023 el contratista encargado ingresó para el recojo de residuos sólidos peligrosos del Tramo II.
14.07.23	km 323+815 - Tramo II	- Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - El 22.11.2023 se inició el servicio de custodia, vigilancia de almacenes y barreras de contención. Servicio se extendió hasta el 20.01.2024.
30.05.23	Km 392+488 - Tramo II	- Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - El 07.08.2023 se inició el servicio de aseguramiento, control y resguardo de las áreas afectadas. - Labores se desarrollan con normalidad.
15.05.23	Km 358+839 - Tramo II	- Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - El 01.09.2023 se iniciaron actividades por el servicio de aseguramiento. - Labores se desarrollan con normalidad.
10.05.23	Km 400+811 - Tramo II	- Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - El 09.08.2023 se inició el servicio de aseguramiento y custodia de barreras. - Labores se desarrollan con normalidad.
02.02.23	Km 399+865 - Tramo II	- Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - El 14.09.2023 se inició el servicio de aseguramiento, resguardo de las áreas afectas con el derrame de petróleo en los puntos de control 0, 1, 2, 3 y 4. - Labores se desarrollan con normalidad.
19.01.23	Km 390+184 - Tramo II	- Reparación Definitiva: Ejecutada (100%)
02.01.23	Km 43+106 / Km 43+499 - Tramo I	- Reparación Definitiva: Ejecutada (100%). - Se ejecuta el "Servicio de aseguramiento, control y resguardo de las áreas afectadas por el derrame de petróleo a la altura del Km 43+190 y Km 43+499 Tramo I del ONP". - Labores se desarrollan con normalidad

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:

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

Por su parte, las actividades de mantenimiento se ejecutan en cumplimiento del Plan de Mantenimiento Anual que es elaborado según las recomendaciones del área de Integridad y Confiabilidad del ONP. Asimismo, el cumplimiento de este Plan también es fiscalizado permanentemente por la entidad fiscalizadora de hidrocarburos en el Perú (OSINERGMIN) con el objetivo de asegurar un servicio de transporte de hidrocarburos permanente, seguro y de calidad.

De acuerdo con las funciones de la Gerencia Departamento Seguridad y en coordinación con la Gerencia Departamento Oleoducto, se trabaja en la implementación de un Plan de Acción que permita fortalecer la Seguridad e integridad del ONP, el cual contiene las siguientes actividades:

a) Contratación de Servicios de Apoyo

- Sistema de Alerta Temprana SAT en el ramal norte y tramo I del oleoducto.
- Servicio de "sacha" vigilantes (guardianes pertenecientes a comunidades) en progresivas del tramo II del oleoducto.

Resultados Trimestrales



- Búsqueda de información clasificada.
 - Patrullaje aéreo y levantamiento topográfico (LIDAR, a cargo de Jefatura Integridad y Confiabilidad de Gerencia Departamento Oleoducto).
 - Transporte fluvial para intervención rápida en la zona oriental del oleoducto, con participación de PNP, fiscalía y otras autoridades.
- b) Coordinaciones Interinstitucionales
- Ejército del Perú (coordinaciones con la Sexta Brigada de la Base Militar Mesones Muro para realizar patrullajes específicos en la zona de influencia de la Estación 6, desde Mesones Muro a Wuawico).
 - Policía Nacional del Perú (coordinaciones con las comisarías sectoriales para realizar patrullajes específicos y acciones preventivas en la zona de influencia).
 - MINEM-DGH. Con oficio N° 004-2022-MINEM/VMH e Informe Técnico Legal N° 242-2022-MINEM/DGH-DPTC-DNH se establecen alternativas para fortalecer la seguridad en el Oleoducto Nor Peruano.
- c) Personal Seguridad – Patrullaje
- Reclutamiento de informantes a través de las comunidades cercanas a las Estaciones y Ducto.
 - Recorrido aleatorio en Tramo I y II, con personal patrimonial.
- d) Convenios
- Convenio específico de cooperación con el MININTER para labores inteligencia. Vigente hasta 18.07.2025.

1.3.4. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Lote 64

Continúa la elaboración del EIA de Desarrollo del Yacimiento Situche Central. Además, el campamento Base Morona se encuentra en operación y mantenimiento. Por otro lado, se ejecuta mensualmente el monitoreo ambiental en los puntos aprobados en los Instrumentos de Gestión Ambiental (IGAS). Con relación al socio, se estima que el proceso de selección inicie en el 1T24.

Lote 192

Se viene trabajando en la reactivación y mantenimiento de carreteras y accesos al Lote, así como, del Campamento Andoas. Adicionalmente, se suministra energía eléctrica a las comunidades Nuevo Andoas, Nuevo Porvenir y Los Jardines. Por otro lado, se están ejecutando trabajos de primera respuesta y limpieza por eventos ambientales. Finalmente, se inició la inspección de equipos e instalaciones críticas para el reinicio de la operación.

Lote I

La producción de petróleo está en el orden de 500 BDC y la de Gas Natural Asociado en 3.2 MMpc/D. Por su parte, el petróleo es destinado íntegramente a la NRT, mientras que el Gas Natural Asociado es entregado para su maquila a la Planta de Gas Talara de propiedad de la empresa UNNA Energía S.A. (UNNA). De este proceso, PETROPERÚ obtiene gas seco y líquidos del gas natural (LGN), el gas seco es transferido a la NRT y el LGN es vendido a UNNA. PETROPERÚ cuenta con el servicio de una Empresa de Servicios Integrales para la consultoría en ingeniería y gestión de operaciones de producción.

Lote VI

La producción de petróleo está en el orden de 2 MBDC y la de Gas Natural Asociado en 3.8 MMpc/D. Por su parte, el petróleo es destinado íntegramente a la NRT y el Gas Natural Asociado es entregado para su maquila a la Planta de Gas Talara de propiedad de UNNA. De este proceso, PETROPERÚ obtiene gas seco y LGN, el gas seco es transferido a la Refinería Talara y el LGN es vendido a UNNA.

Al igual que el Lote I, PETROPERÚ cuenta con el servicio de una Empresa de Servicios Integrales para la consultoría en ingeniería y gestión de operaciones de producción.

Lote Z-69

La producción de petróleo está en el orden de 4.6 MBDC y la de Gas Natural asociado en 25 MMpc/D. En ese sentido, el petróleo es destinado íntegramente a la Refinería Talara y el Gas Natural Asociado es transferido a la Planta de Gas Talara de propiedad de UNNA (20 MMpc/D) y a la Planta Procesadora de Gas Pariñas (PGP) (5 MMpc/D) para su procesamiento.

Producto del proceso en la Planta de UNNA, PETROPERÚ obtiene gas seco y LGN, el gas seco es transferido a la NRT y el LGN es vendido a UNNA. En el caso de la Planta de PGP, los líquidos del gas natural obtenidos se venden a SAVIA y en cuanto al gas natural seco, una parte se entrega a la NRT y otra parte se vende a PROMIGAS y PGP, y por último la diferencia es reinyectada al Lote Z-69 por razones operativas. Al igual que los Lotes I y VI, se cuenta con el servicio de una Empresa de Servicios Integrales para la consultoría en ingeniería y gestión de operaciones de producción.

Resultados Trimestrales



2. GESTIÓN AMBIENTAL, SOCIAL Y BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

2.1. GESTIÓN AMBIENTAL

PETROPERÚ enmarca su gestión y desempeño ambiental bajo el concepto estratégico de generar valor económico compartido para la Compañía y sus Stakeholders, con responsabilidad corporativa y en búsqueda permanente de la sostenibilidad de sus negocios, los entornos y poblaciones donde opera, bajo la orientación de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU (ODS 2030). Así, ha definido como prioridades estratégicas, la reducción de su huella ecológica y la mejora continua en la ecoeficiencia de sus actividades. Tanto la gestión ambiental como los activos de la Compañía presentan grandes oportunidades de mejora y modernización. En dicho marco y con la finalidad de mejorar la propuesta de valor de las múltiples actividades ambientales que PETROPERÚ ha venido realizando con esfuerzo desde finales de los años 1980 y para relanzar este importante pilar del negocio, se ha adoptado la estrategia comunicacional, de difusión y ordenamiento de los denominados Seis Principios Ambientales en el diseño y ejecución del Plan Operativo Ambiental, sobre lo cual podemos decir lo siguiente:

1. Uso eficiente de la energía.
2. Cuidado de la calidad del aire.
3. Consumo responsable de agua.
4. Reducción de los impactos sobre el suelo.
5. Manejo integral de los residuos.
6. Conservación de la biodiversidad.

Los 6 principios ambientales son un conjunto de preceptos que orientan la actuación de PETROPERÚ en materia ambiental. Son el soporte de la estrategia y los objetivos ambientales de la Compañía, siendo además la base sobre la cual se desprenden los diferentes estándares en materia de protección ambiental.

Respecto a las actividades de exploración y explotación en el Lote 64, en el marco de la elaboración del EIA detallado para la explotación, PETROPERÚ presentó la Solicitud de Clasificación del Estudio Ambiental para el Proyecto de Desarrollo del Área Noroeste del Lote 64 – Campo Situche Central. El 15.11.2023, SENACE remitió observaciones al Expediente del Lote 64, las cuales vienen siendo levantadas. En cuanto al Lote I, en el marco de la evaluación del Plan Ambiental Detallado (PAD) de este Lote, se remitió información complementaria para la subsanación de la totalidad de observaciones formulada por la Autoridad para la certificación ambiental de un total de setenta y ocho componentes de la operación del Lote I. Por parte del Lote 192, en el marco de los compromisos establecidos en los Instrumentos de Gestión Ambiental, aprobados para el Lote 192, PETROPERÚ viene realizando los monitoreos ambientales periódicos de los componentes, agua, aire, emisiones, conforme a las actividades que se viene desarrollando en la actualidad; Asimismo, viene realizando la gestión de residuos, conforme Decreto Legislativo N° 1278, ley de gestión integral de residuos sólidos y sus reglamentos.

En materia de atención de emergencias, informamos que, el último trimestre no se han reportado emergencias ambientales, adicionales a las once (11) reportadas durante el año 2023 y las dieciséis (16) emergencias ambientales del 2022. Al respecto, PETROPERÚ viene actuando de conformidad con el esquema de respuesta a emergencias establecido en la normativa legal vigente y en nuestros Planes de Respuesta a Emergencias, encontrándonos para algunas contingencias en la ejecución de las actividades de primera respuesta para controlar la fuga, contener y recuperar el producto derramado, limpiar las áreas afectadas, entre otras actividades.

Asimismo, y de manera paralela al desarrollo de las actividades de primera respuesta, la Compañía viene realizando servicios de limpieza principal requeridos para restituir la calidad ambiental de los componentes afectados producto de los derrames, cuya efectividad será posteriormente verificada por OEFA en el marco de sus competencias, tal como fue el caso de la contingencia del Km.373 donde OEFA en agosto 2023, brindó conformidad de los trabajos realizados.

En todos los casos, los trabajos a cargo PETROPERÚ vienen siendo desarrollados de conformidad con las actividades y plazos comprometidos por la Compañía en los respectivos Planes de Primera Respuesta reportados a la Autoridad Competente.

2.2. GESTIÓN SOCIAL

Durante el 4T23, PETROPERÚ ha desarrollado actividades que reafirman su compromiso con sus principales grupos de interés a través de la gestión de riesgos y buscando coadyuvar, a través de actividades de aporte al desarrollo local, al mejoramiento de la educación y la salud, la reactivación económica de sus comunidades y el fortalecimiento e iniciativas en un trabajo conjunto con la autoridad local, provincial y regional.

En relación con los proyectos de educación, en articulación con el Centro de Salud Mental Comunitario Virgen de la Merced, se realizó un ciclo de talleres de lucha contra la violencia en 5 colegios de Villa El Salvador (VES), logrando realizar más de 40 talleres en beneficio de más de 800 jóvenes de secundaria; quienes pudieron informarse sobre las alternativas de derivación y líneas de ayuda en estos casos, además de mejorar la cultura sobre temas de salud mental, depresión, ansiedad, entre otros.

Resultados Trimestrales



Desde agosto 2023, se viene desarrollando la segunda etapa del Proyecto Educativo "Jinkay", que busca mejorar el aprendizaje de más de 150 niños de las comunidades nativas de Morona, distrito de la provincia Datem del Marañón, en la región Loreto, donde se ejecutan actividades orientadas a la nivelación escolar en matemáticas y comunicación.

Con respecto a gobernabilidad y liderazgo, durante el 4T23, se desarrolló una capacitación en Gestión Pública, Gobernabilidad y Liderazgo en beneficio de los líderes vecinales de los distritos de Pariñas y La Brea - Negritos, que busca desarrollar y mejorar las condiciones de convivencia y bienestar social.

Con relación al desarrollo económico local, de abril a diciembre de 2023, 40 Mujeres Talareñas concluyeron con éxito la capacitación en gastronomía y computación implementada con el objetivo de incrementar su empleabilidad y capacidad de emprendimiento. Los participantes recibieron un certificado de participación de SENATI, así como formación en marketing digital y comunicación electrónica, reforzando su autonomía en el uso de las nuevas tecnologías.

En el mes de diciembre 2023, culminó la implementación de una embarcación de rescate para fortalecer los procesos de seguridad a bordo en el Gremio de Pescadores Artesanales del puerto de San Pedro en Talara y se le brindó capacitación a fin de incrementar su productividad. Con estos equipos podrán realizar sus recorridos con más precisión y seguridad para tener mayor eficiencia y efectividad en sus faenas de pesca.

Adicionalmente, en el mes de diciembre 2023, culminó la implementación de una embarcación de rescate para fortalecer los procesos de seguridad a bordo en el Gremio de Pescadores Artesanales del puerto de San Pedro en Talara y se le brindó capacitación a fin de incrementar su productividad. Por otro lado, en noviembre 2023, el Proyecto Productivo de Cacao en el Tramo II del ONP, con la "Asociación de Productores Sostenibles IKAM KUITAMAT", participó en la Convocatoria PROCOMPITE 2023 – GORE Amazonas, versión PROCOMPITE JOVEN, obteniendo el premio de S/ 170 mil para cofinanciar su plan de negocio denominado: "Mejoramiento del proceso de comercialización conjunta de grano de cacao en la Asociación de Productores Sostenibles Ikam Kuitamat Comunidades Najaim Paraíso, Nueva Unida, Tayuntsa, Alto Pajakuts, distrito de Nieva Provincia de Condorcanqui, Región Amazonas".

Finalmente, en noviembre 2023, se desarrolló el proyecto "Biodiversidad y Reforestación" en articulación con el Gobierno Regional y con la participación de las artesanas de la comunidad Independencia, aledaña al poliducto de la Refinería Iquitos. Este proyecto comprendió charlas de sensibilización y el sembrado de cinco hectáreas con especies forestales como chambira, huasaí y huayruro, insumos para sus productos artesanales, con el fin de garantizar la conservación de esta materia prima.

3. ACCIONES CORPORATIVAS

Respecto al Plan de Reestructuración de PETROPERÚ elaborado por el Consorcio Arthur D. Little / Columbus Latam, desde mediados del 2023 la Compañía viene implementando las recomendaciones emitidas por el mencionado consorcio, en el marco del plan aprobado.

En este sentido, el contrato para la auditoria de los Estados Financieros 2023 se encuentra en ejecución desde diciembre 2023, a cargo de la sociedad auditora PricewaterhouseCoopers - PwC.

De igual forma, se han venido ejecutando acciones relacionadas a la monetización de sus cuentas por cobrar, gestiones para créditos con diversos bancos de inversión, entre otras estrategias.

Tal como el plan de ADL sostiene, PETROPERÚ está en capacidad de acceder a los lotes del Noroeste

Por otro lado, PETROPERÚ desde fines del 2022 e inicios del 2023 viene desarrollando gestiones con criterios Ambientales, Sociales y de Buen Gobierno Corporativo (ESG por sus siglas en inglés – Environmental, Social and Governance) mediante 3 actividades: ESG Score, Reporte TCFD⁹ y Plan de Sostenibilidad con Criterios ESG.

ESG Score

Luego de la obtención del primer ESG Score (marzo 2023), el 15.12.2023 se culminó con la Evaluación de Sostenibilidad Corporativa (CSA, por sus siglas en inglés – Corporate Sustainability Assessment) cumpliendo al 100% la entrega de información a través de la plataforma de S&P Global, lo que permitirá obtener el segundo ESG Score, estimado para el 1T24.

Reporte TCFD

El 29.12.2023 se emitió el Reporte TCFD 2023 y se realizó su difusión a través de Notas de Prensa y su publicación en el portal de la Superintendencia del Mercado de Valores como hecho de importancia.

Plan de Sostenibilidad con Criterios ESG

Se cuenta con el informe final de la Estrategia de Sostenibilidad con Criterios ESG, así como el Plan de Transición Energética.

⁹ Task Force on Climate-related Financial Disclosures

Resultados Trimestrales



4. RESUMEN FINANCIERO

4.1. ESTADO DE RESULTADOS

En Millones de US\$	2020	2021	2022	2023	4T22	3T23	4T23	YoY ⁽¹⁾	QoQ ⁽²⁾
Ventas Nacionales	2,818	3,801	4,889	3,467	1,050	977	870	-17%	-11%
Ventas al Exterior	228	356	628	477	146	156	111	-24%	-29%
Otros Ingresos Operacionales	76	66	64	65	26	15	21	-20%	39%
Total Ingresos	3,122	4,222	5,581	4,009	1,222	1,147	1,001	-18%	-13%
Costo de Ventas	-2,862	-3,764	-5,540	-4,365	-1,345	-1,112	-1,169	-13%	5%
Costo de Ventas (% de Ingresos)	92%	89%	99%	109%	-110%	-97%	-117%	-7pp	-20pp
Ganancia Bruta	259	458	41	-356	-123	35	-168	-37%	-100%
Margen Bruto (%)	8%	11%	1%	-9%	-10%	3%	-17%	-7pp	-20pp
Gastos Operativos	-259	-198	-270	-331	-104	-103	-124	-20%	-20%
Gastos Operativos (% de Ingresos)	8%	5%	5%	8%	8%	9%	12%	4pp	3pp
Resultado Operativo	0.2	260	-229	-687	-226	-68	-292	-29%	-100%
Margen Operativo (%)	0.01%	6.17%	-4.11%	-17%	-19%	-6%	-29%	-11pp	-23pp
Resultado Neto	-67	68	-271	-823	-210	-150	-293	-39%	-95%
Margen Neto (%)	-2%	2%	-5%	-21%	-17%	-13%	-29%	-12pp	-16pp
EBITDA Ajustado	131	285	-115	-434	-170	1	-211	-24%	-100%
Margen de EBITDA Ajustado (%)	4%	7%	-2%	-11%	-14%	0.1%	-21.1%	-7pp	-21pp
EBITDA Ajustado (LTM)	131	285	-115	-434	-115	-393	-434	-100%	-10%

(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\$	2020	2021	2022	2023	4T22	3T23	4T23	YoY	QoQ
Saldo Inicial	376	85	240	89	15	141	72	+100%	-49%
Flujo de Caja Operativo	455	363	-1,261	267	-500	-54	86	+100%	+100%
Flujo de Actividades de Inversión	-962	-825	-656	-455	-238	-96	-122	49%	-27%
Flujo de Caja de Actividades de Financiamiento	224	629	1,774	157	820	83	25	-97%	-70%
Variación Tipo de cambio	-8	-12	-8	6	-9	-3	4	+100%	+100%
Saldo Final	85	240	89	64	89	72	64	-27%	-10%

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\$	2020	2021	2022	2023	4T22	3T23	4T23	YoY	QoQ
Activo Corriente	951	1,459	2,093	1,744	2,093	1,955	1,744	-17%	-11%
Activo No Corriente	6,308	7,227	7,848	8,425	7,848	8,142	8,425	7%	3%
Total Activos	7,260	8,686	9,942	10,169	9,942	10,097	10,169	2%	1%
Deuda Financiera a Corto Plazo	1,197	825	1,002	2,092	1,002	1,770	2,092	+100%	18%
Deuda Financiera a Largo Plazo	3,218	4,241	4,851	4,020	4,851	4,325	4,020	-17%	-7%
Total Deuda Financiera	4,414	5,065	5,853	6,112	5,853	6,095	6,112	4%	0.3%
Otros Pasivos	1,004	1,711	2,187	2,289	2,187	2,176	2,289	5%	5%
Total Pasivo	5,419	6,777	7,289	8,339	7,289	7,975	8,339	14%	5%
Patrimonio	1,841	1,909	2,652	1,830	2,652	2,122	1,830	-31%	-14%
Total Pasivo + Patrimonio	7,260	8,686	9,942	10,169	9,942	10,097	10,169	2%	1%
Pasivo Corriente	2,083	2,301	2,265	4,242	2,265	3,492	4,242	87%	21%
Capital de Trabajo	-1,132	-843	-172	-2,498	-172	-1,537	-2,498	-100%	-63%