

Resultados Trimestrales



PETROPERÚ¹ Informe de Resultados Tercer Trimestre 2023 - 3T23

Lima, Perú, 06 de noviembre, 2023 Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (OTC: PETRPE) anunció los resultados financieros y operativos para el tercer trimestre ("3T23"), período finalizado el 30 de setiembre de 2023. Para un análisis financiero más completo, consulte los Estados Financieros 3T23² disponibles en la página web de la Superintendencia de Mercado de Valores del Perú – SMV (www.smv.gob.pe).

Descargo de responsabilidad y referencias aplicables: La información contenida en esta presentación es información general sobre Petróleos del Perú - Petroperú S.A. ("PETROPERÚ" o la "Compañía") y no pretende constituir asesoramiento u opiniones legales, fiscales o contables. Esta presentación fue preparada por PETROPERÚ, con el propósito de proporcionar cierta información financiera y otra información relevante de la Compañía. PETROPERÚ no se responsabiliza por cualquier error u omisión en dicha información, incluidos los cálculos, proyecciones y pronósticos financieros establecidos en este documento. Esta presentación contiene proyecciones, pronósticos, supuestos, estimaciones u otras declaraciones prospectivas. Estas declaraciones prospectivas se encuentran en varios lugares a lo largo de esta presentación e incluyen, sin limitación, declaraciones sobre nuestro desarrollo comercial y desempeño económico futuro, declaraciones sobre el tiempo y el costo de completar el Proyecto de Modernización de la Refinería Talara, los futuros financiamientos y expectativas de PETROPERÚ, con respecto a la capacidad y utilización, entre otros. Si bien PETROPERÚ, considera que estas declaraciones se basan en supuestos actuales y expectativas razonables, no se puede asegurar que se lograrán los resultados futuros a los que se refieren las declaraciones prospectivas. Advertimos que tales proyecciones o declaraciones prospectivas son, y estarán, según sea el caso, sujetas a muchos riesgos, incertidumbres y otros factores que pueden causar que los resultados reales sean significativamente diferentes de cualquier resultado futuro expresado o implícito en tales proyecciones o declaraciones prospectivas. La Compañía renuncia expresamente a cualquier deber de actualizar cualquiera de las declaraciones prospectivas, u otra información, contenida aquí. Los resultados reales podrían diferir significativamente de las expectativas expresadas por las proyecciones y declaraciones prospectivas contenidas en este documento. Toda información contenida en esta presentación se refiere a PETROPERÚ, a menos que se indique lo contrario. Ciertos datos en esta presentación se obtuvieron de diversas fuentes externas, y ni PETROPERÚ, ni ninguno de sus afiliados ha verificado dichos datos con fuentes independientes. Esta presentación contiene medidas financieras de las NIIF "Normas Internacionales de Información Financiera" utilizadas por la administración de PETROPERÚ, al evaluar los resultados de las operaciones. La administración de PETROPERÚ, considera que estas medidas también proporcionan a los usuarios de los estados financieros comparaciones útiles de los resultados actuales de las operaciones con períodos históricos y futuros. Las medidas financieras no IFRS no deben interpretarse como más importantes que las comparables medidas NIIF.

PRINCIPALES ASPECTOS

- Durante el 3T23, los **Ingresos Totales** se redujeron en -16% (US\$ -222MM) en comparación con el 3T22.
- La **Utilidad Bruta** tuvo un incremento mayor al 100% YoY³ pasando de US\$ -131MM en el 3T22 a US\$ 35MM en el 3T23.
- La **Pérdida Operativa** se redujo en 60% YoY, pasando de US\$ -172MM en el 3T22 a US\$ -68MM en el 3T23.
- La **Pérdida Neta** en el 3T23 fue de US\$ -150MM en comparación a la Pérdida Neta de US\$ -175MM en el 3T22, una reducción de 14%.
- El **EBITDA Ajustado**⁴ se incrementó de US\$ -174MM en el 3T22 a US\$ 1MM en el 3T23.
- El saldo final de **Caja** de la Compañía fue de US\$ 72MM al final del 3T23 vs US\$ 15MM al final del 3T22.
- El **Ciclo de Conversión de Efectivo (CCE)** al 3T23 alcanzó 11 días vs -2 días al 3T22. Se han ampliado la rotación de inventarios a 86 días y la rotación de cuentas por pagar a 93 días.
- El **avance físico integral de la NRT**⁵ a setiembre 2023, fue de 99.03%. Respecto a las Unidades de Proceso, se cuenta con un avance a setiembre 2023 de 99.86%, mientras que respecto las Unidades Auxiliares se tiene un avance a setiembre 2023 de 97.18%.
- El **volumen total de ventas** alcanzó 102 MBDC⁶ en el 3T23, menor en -5% respecto al 3T22 (108 MBDC).
- Respecto al **Oleoducto Norperuano (ONP)**, han ocurrido once (11) contingencias de enero a setiembre 2023.
- Respecto a la actividad de **exploración y producción de hidrocarburos**, actualmente, con relación al Lote 64, se continua con la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y se obtuvieron los permisos de colecta de SERFOR y PRODUCE. Por otro lado, respecto al Lote 192, Altamesa, quien sería el socio operador de PETROPERÚ, ha obtenido la calificación de Perupetro, y se han iniciado los trámites para la cesión de participación de PETROPERÚ a favor de ellos. Al cierre del 3T23, PETROPERÚ logró alcanzar niveles de

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

² Estados Financieros por el periodo del Tercer Trimestre 2023 terminado el 30 de setiembre 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

Resultados Trimestrales



producción del orden de los 508 barriles de petróleo por día y 3.3MM de pies cúbicos diarios de gas natural en el Lote I. Finalmente, PETROPERÚ viene realizando las gestiones necesarias para asumir la operación del Lote VI y Lote Z-69 en el 4T23.

Cabe precisar que los resultados económicos y financieros de PETROPERÚ mejorarán con la puesta en servicio de Unidad de Flexicoking (FCK), la cuales 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 actividad económica mundial ha registrado un crecimiento mayor a lo previsto, principalmente explicado por el mejor desempeño de Estados Unidos y otras economías desarrolladas, quienes compensaron el deterioro de China. De esta forma, la economía global ha mostrado una resistencia a los diversos choques presentados, tales como el ajuste monetario, incremento de la energía y los conflictos geopolíticos, principalmente. A nivel de sectores, el sector servicios sigue siendo el impulsor. Debido a ello, se ha revisado el crecimiento económico mundial para el 2023, pasando de 2.5% a 2.8%.

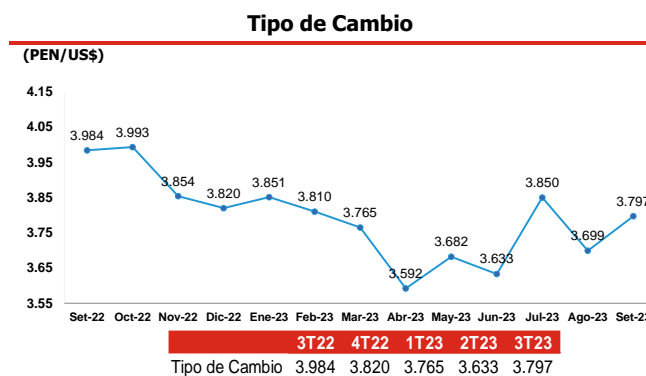
En cuanto a las economías de América Latina, la actividad económica ha mostrado un dinamismo marcadamente diferente. Por ejemplo, Brasil, México, Colombia y Chile han mostrado un mejor desempeño, ligado principalmente al incremento del precio del petróleo y reducción de la incertidumbre al tema político.

En cuanto a la inflación, luego de junio 2023 a nivel global empezó a mostrar un leve crecimiento, explicado principalmente por la inflación en Estados Unidos, compensando en parte, por la caída de precios en China.

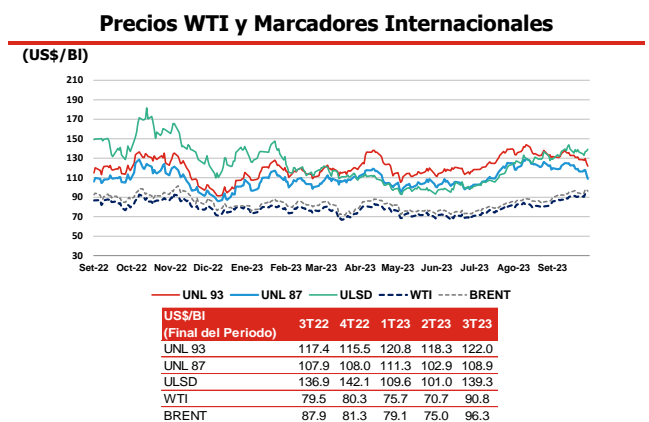
En el caso del Perú, se estima que el crecimiento se desacelere respecto al 2022, con una tasa de 0.9% en el 2023. Dicho escenario se sustenta en un crecimiento de 0.4% en los sectores no primarios a consecuencia del bajo dinamismo del consumo privado y la menor inversión privada. Los sectores de manufactura y construcción serían los más afectados, además del sector agropecuario y pesca, asociados con los cambios en las temperaturas extremas. En tanto, la minería, respaldada con el ingreso en operación del Proyecto Quellaveco estaría amortiguando una mayor caída. De igual forma, al considerar la ocurrencia del Fenómeno El Niño (FEN), las proyecciones al 2024 se verían afectadas, principalmente en el sector agrícola e inclusive podría afectar la temporada de pesca de anchoveta.

Respecto a la inflación interanual, de junio a setiembre 2023 se registró una reducción de 6.46% a 5.04%. Los rubros que más contribuyeron a la variación de la inflación en los últimos doce meses fueron los alimentos como carne de pollo, pescado fresco y papa, además de electricidad.

Con relación al tipo de cambio, al cierre de setiembre se situó en S/ 3.797 por dólar, mayor que el cierre del mes anterior S/ 3.699 por dólar, lo que muestra una depreciación de nuestra moneda. En lo que va del año, el BCRP ha efectuado operaciones de venta spot, colocación de CDR, swaps, entre otros.



Fuente: SBS



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.

Resultados Trimestrales

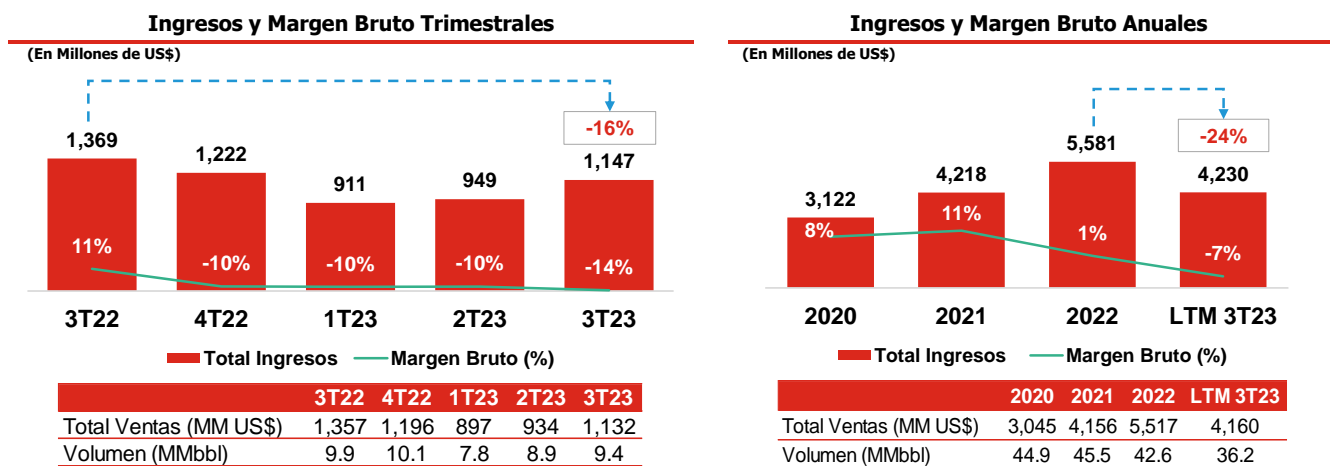


En relación con los precios del petróleo, en lo que va del año los marcadores promedio del Brent y del WTI en el 3T23 alrededor de 96 y 91 US\$/Bl, respectivamente. Esta tendencia al alza en el último trimestre se debió principalmente por las perspectivas de un mercado mundial deficitario debido a los recortes de oferta de la OPEP+ (principalmente Arabia Saudita y Rusia), así como por los temores de un menor nivel de inventarios de crudo de Estados Unidos y la baja producción de petróleo esquisto en dicho país.

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\$ 1,147MM en el 3T23, una reducción de -16% YoY, como consecuencia, principalmente de menores ventas en el mercado interno (79 vs 90 MBDC en el 3T22), además de la reducción de precios de venta de los combustibles. Por otro lado, en el mismo periodo del 2022 se estuvo exportando y vendiendo localmente petróleo crudo, el mismo que con el proceso de arranque de la NRT está siendo inyectado, pero aún no está procesando al 100% los productos de mayor valor, y en su lugar se está procesando gran cantidad de residual que está siendo exportado.

Las ventas nacionales se redujeron en -17% de US\$ 1,176MM en el 3T22 a US\$ 977MM en el 3T23. Las exportaciones también se redujeron -14% YoY de US\$ 181MM a US\$ 156MM, debido a un importante incremento de las exportaciones de residual originado durante el proceso de arranque de la NRT (2,189 MB vs. 214 MB durante el 3T22), a precios inferiores respecto a la adquisición de la materia prima (petróleo crudo). El Total Ventas (excluyendo Otros Ingresos) se redujo en -17% comparado con el 3T22 principalmente por la reducción de volúmenes vendidos de GLP, Gasolinas y Turbo.

El Costo de Ventas como proporción del Total de Ingresos Brutos ha sido 97% en el 3T23 vs más de 100% en el 3T22, lo que ha ocasionado un Margen Bruto de 3% en el 3T23. El Margen Bruto pasó de -10% en el 3T22 a 3% en el 3T23, ello debido principalmente, a una reducción más que proporcional del costo de ventas respecto a la de los ingresos totales. 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 en vez de productos importados para la producción de combustibles, obteniéndose un menor costo de producción, así como la revalorización de inventarios producto del incremento de precios internacionales desde finales de trimestre pasado. El Costo de Ventas se redujo en -26% respecto al 3T22 mientras que el Total de Ingresos se redujo -16%.

Resultados Trimestrales



Análisis del Portafolio de Productos:

VENTAS (En Millones de US\$)				
VENTAS	3T22	3T23	YoY	Participación sobre Ventas
VENTAS LOCALES				
GLP ^{(1) (2)}	33	10	-68%	0.9%
Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	296	269	-9%	23.8%
Turbo A-1	31	38	25%	3.4%
Diesel B5 ^{(1) (2)}	661	617	-7%	54.5%
Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	15	14	-5%	1.3%
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾	0.7	4	384%	0.3%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾	27	19	-31%	1.6%
Otros ^{(1) (3)}	113	5	-96%	0.4%
Total Ventas Locales	1,176	977	-17%	86.3%
EXPORTACIONES				
Nafta Virgen	0	0	-	0.0%
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	10	155	1483%	13.7%
Diesel 2	26	0	-100%	0.0%
Otros ⁽⁴⁾	145	1	-99%	0.1%
Total Ventas Exterior	181	156	-14%	13.7%
Total Ventas Locales y Exportaciones	1,357	1,132	-17%	
Otros Ingresos Operativos ⁽⁵⁾	12	15	23%	
TOTAL INGRESOS	1,369	1,147	-16%	

⁽¹⁾ Descuentos Incluidos

⁽²⁾ Incluye FEPC.

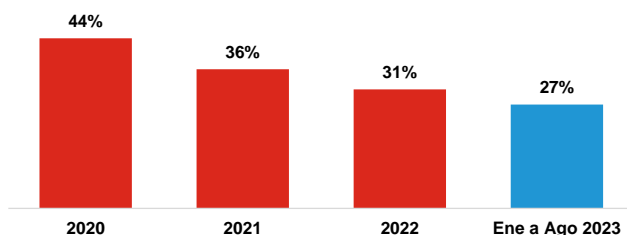
⁽³⁾ Material de Corte, Solventes, Gasolina de Aviación y Acido Nafténico.

⁽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 3T23, PETROPERÚ ha generado un Ingreso por Ventas Total de US\$ 1,132MM, 17% menor al 3T22 (US\$ 1,357MM), con 86% de las ventas concentradas en el mercado local, debido a que durante el 3T23 se presentaron a lo largo del litoral oleajes de ligera a moderada intensidad, afectando la distribución de combustibles y GLP debido al cierre de puertos, lo que a su vez implicó que no se inicie la primera temporada de pesca 2023 en la zona norte-centro del país.

Evolución de la Participación de PETROPERÚ



A agosto 2023, la participación en el mercado interno de combustibles líquidos se estimó en 27%. El Diesel y Gasolinas, son los combustibles de mayor venta en PETROPERÚ, su participación en el mercado se encuentra alrededor de 33% y 43% respectivamente.

Las menores ventas en el mercado interno se deben, principalmente, a la competencia agresiva, la cual ofrece mayores descuentos comerciales, situación que aún es difícil afrontar por no contar aún con los márgenes de refinación optimizados que generaría la NRT, además de las menores ventas de GLP en Talara por priorización del consumo de la NRT.

Con la puesta en servicio del complejo de la NRT se estima optimizar la producción de combustibles, 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.
- 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 empresa.

Resultados Trimestrales



- Continuar con el cambio de identidad visual de la RED PETROPERÚ, según programa planificado y así continuar con el crecimiento sostenido de ventas en el canal retail.
- Participar en concursos mineros e industriales.
- Tener una adecuada comunicación corporativa que permita mejorar la percepción de los clientes y público en general, referente a nuestra gestión empresarial.

Ingresos por Producto

(En Millones de US\$)		LTM 3T23	% Participación	
INGRESOS LOCALES			4 Productos	81%
GLP ^{(1) (2)}		62	Diesel B5 ^{(1) (2)}	52%
Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾		1,012	Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	24%
Turbo A-1		109	GLP ^{(1) (2)}	1%
Diesel B5 ^{(1) (2)}		2,172	Turbo A-1	3%
Petróleos Industriales ^{(1) (2)}		59	2 Productos	77%
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾		6	Diesel B5 ^{(1) (2)}	52%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾		73	Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	24%
Otros ^{(1) (3)}		155	Ingresos Locales	88%
Total Ingresos Locales		3,648	Exportaciones	12%
EXPORTACIONES				
Nafta Virgen		26		
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500		420		
Diesel 2		1		
Otros ⁽⁴⁾		64		
Total Exportaciones		512		
TOTAL INGRESOS		4,160		

⁽¹⁾ Descuentos Incluidos

⁽²⁾ Incluye FEPC.

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

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

La Compañía cuenta con una red de aproximadamente 753 estaciones de servicio afiliadas a setiembre 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 los últimos 12 meses al 3T23 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 24% respectivamente.

MERCADO INTERNO

El volumen de venta de combustibles se ha reducido en aproximadamente -13% respecto al mismo periodo del 2022, los Ingresos del 3T23 por ventas nacionales llegaron a US\$ 977MM, una reducción de -17% YoY equivalente a US\$ 199MM, 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 lo que optimizará su margen de refinación.

MERCADO EXTERNO

Los ingresos por exportaciones en el 3T23 fueron de US\$ 156MM que representó el 14% del Total de Ingresos por Ventas en el 3T23. La Compañía exportó un volumen ascendente a 24 MBDC, 35% más respecto al mismo periodo del 2022. A setiembre 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.

Resultados Trimestrales



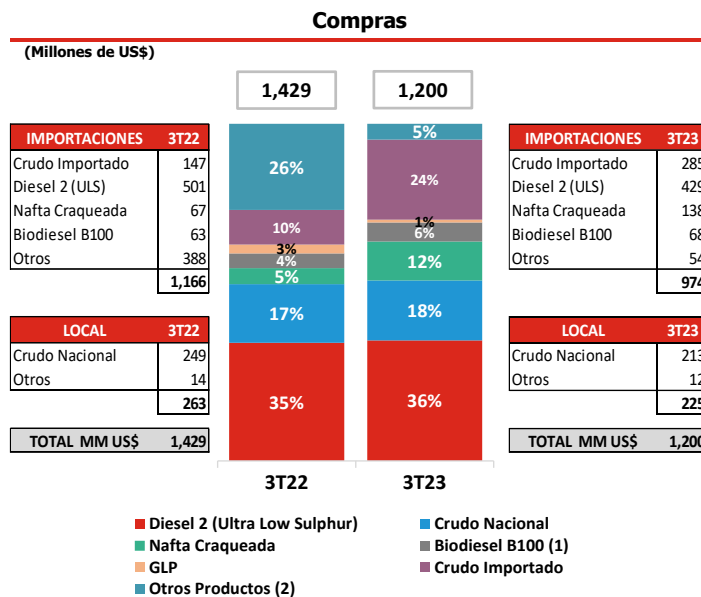
CADENA DE SUMINISTRO

Durante el 3T23 se han presentado 142 días de cierre de puertos lo que ha dificultado en Talara las transferencias de 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 setiembre 2023 el avance físico integral es de 25.8%. En setiembre se concluyó el proceso de revisión del alcance del proyecto, por lo que se desarrollará un nuevo estudio de ingeniería, a fin de obtener el monto de inversión actualizado. Se estima culminar en el segundo trimestre del 2024. Además, considerando los datos de reevaluación del proyecto, se viene trabajando la documentación técnica para solicitar a la Municipalidad Provincial de Ilo una nueva extensión de plazo para la continuación de las actividades constructivas en el terreno del terminal, cuyo plazo actual vence el 31.12.2023.
2. **Planta de Abastecimiento de Pasco – Ninacaca:** a setiembre 2023 el avance físico integral de 47.5% considerando la línea base del cronograma de setiembre 2023. 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 setiembre 2023 el avance físico integral de 59.7% explicado por la revisión de la línea base del proyecto. Cabe señalar que a la fecha continúa la revisión integral del nuevo alcance y monto de inversión.

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 3T23 representó el 43% del total de compras mientras que el crudo importado representó el 57%. Durante el 3T23 se ha comprado 63 MBDC de crudo versus los 44 MBDC que se compró en el mismo periodo 2022.

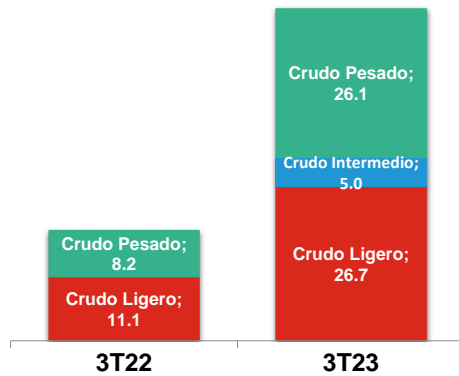
En relación con la compra de productos, en términos de volumen, como porcentaje de las compras totales, los productos importados representaron el 94%, mientras que las compras locales el 6%. Durante el 3T23, se han comprado 59 MBDC de productos a comparación de los 73 MBDC en el mismo periodo 2022. Este incremento en compras de petróleo en relación 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 que cuando opere al 100%, la disminución de la compra de productos terminados sea aún menor.

Resultados Trimestrales



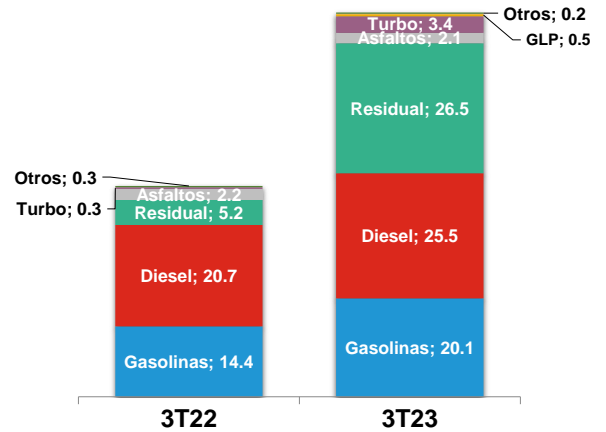
Carga de Crudo

(MBDC)



Producción de Combustibles

(MBDC)



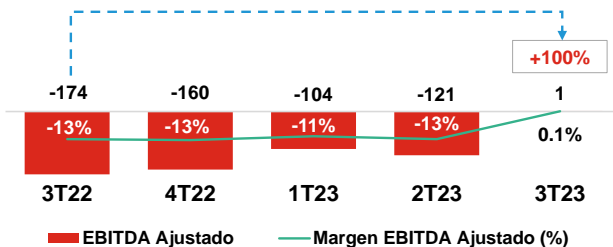
Durante el 3T23 se cargó mayor porcentaje de Crudo en relación con el mismo periodo del 2022 debido a inicio progresivo de la NRT. Dado que la NRT se encuentra en proceso de arranque aún se viene produciendo mayor cantidad de residuales como se puede verificar en el gráfico. Luego de mezclar los crudos con otros productos se obtuvieron en su mayoría gasolinas y Diesel, 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.

EBITDA

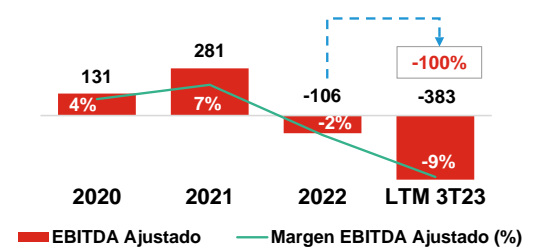
EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado Trimestral

(En Millones de US\$)



EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado Anual

(En Millones de US\$)



PETROPERÚ generó un EBITDA Ajustado de US\$ 1MM en el 3T23, en comparación con los US\$ -174MM del 3T22 derivado principalmente de la Utilidad Bruta del 3T23 contraria a la Pérdida Bruta obtenida en el 3T22 (US\$ 35MM vs US\$ -131MM). Las principales razones de la Utilidad Bruta fueron un mejor diferencial entre precio de venta y compra respecto a setiembre 2022 debido a las estrategias que se vienen implementando para optimizar la compra de crudo y productos; así como el control estricto en la realización de inventarios por producto y punto de venta.

Los gastos operativos por unidad de negocio son los siguientes:

OPEX: Gastos Operativos

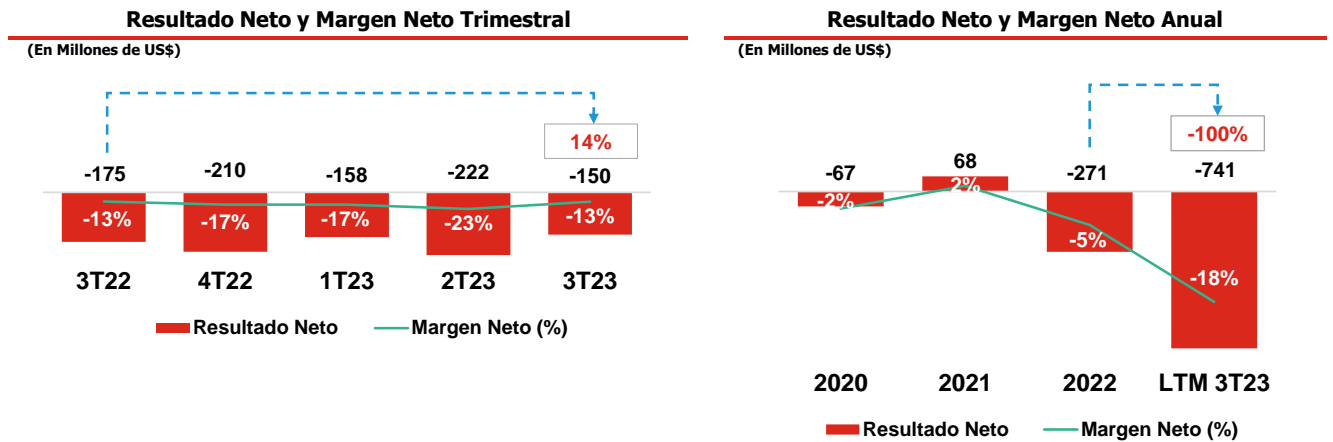
(En Miles de US\$)

Unidad de Negocio	Ejecutado a set22	Ejecutado a set23
Refinación	192,930	428,686
Distribución & Comercialización	109,039	109,270
Transporte a través ONP	49,750	49,767
Exploración y Producción (Lote I)	6,971	9,331
Otros	59,308	94,396
Total	417,998	691,451

Resultados Trimestrales



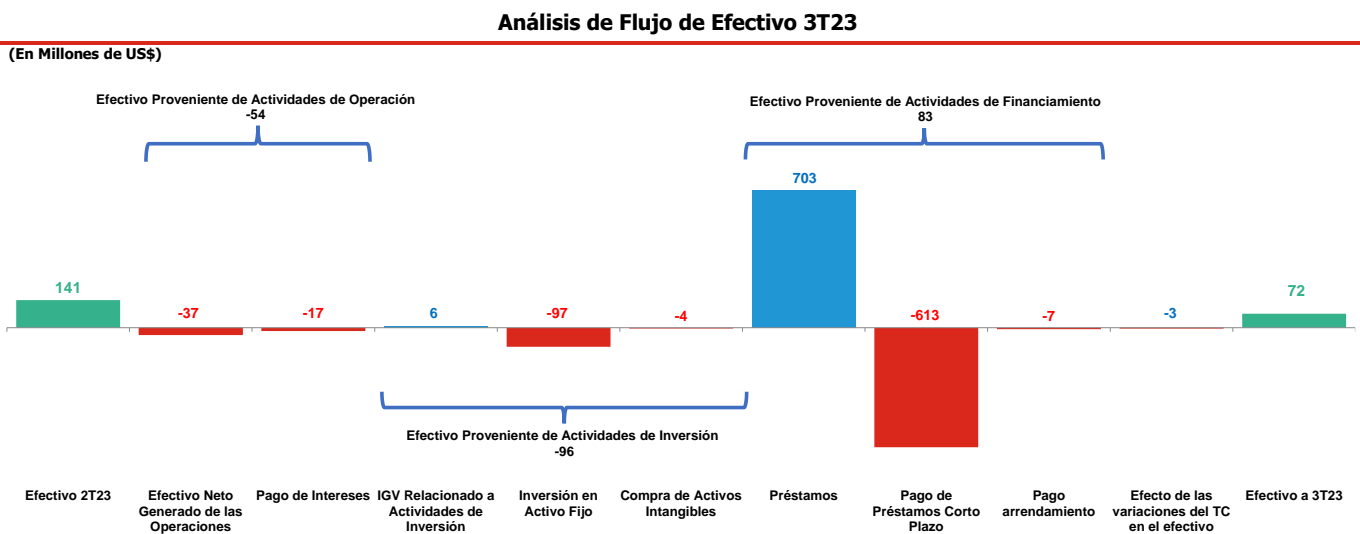
La información mostrada en la tabla anterior no incluye participación de trabajadores y el rubro "Otros" corresponde a gastos de Oficina Principal y Unidades Alquiladas. La operación de Refinación es la que representa los mayores gastos operativos entre todas las unidades de negocio de la Empresa (62% a setiembre 2023 y 46% a setiembre 2022); en tanto la unidad de Distribución y Comercialización concentra sólo el 16% 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 refinерías Conchán e Iquitos se encuentran en operación, mientras que la NRT se encuentra en proceso de arranque gradual y progresivo.



La Pérdida Neta en el 3T23 fue de US\$ -150MM en comparación con la Pérdida Neta de US\$ -175MM en 3T22 ello debido, principalmente, a un mejor desempeño bruto de la empresa debido a un mejor diferencial entre precio de venta y compra comparado con el de setiembre 2022 debido a las estrategias que se vienen implementando para optimizar la compra de crudo y productos; así como el control estricto en la realización de inventarios por producto y punto de venta.

Adicionalmente, se originó 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, así como la revalorización de inventarios producto del incremento de precios internacionales desde finales de trimestre pasado. Impactó también, una mayor diferencia en cambio neta (US\$ 21MM) respecto a la del 3T22 (US\$ -15MM).

1.2.2. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO



PETROPERÚ registró al final del 3T23 un total de efectivo de US\$ 72MM, comparado con los US\$ 15MM en el 3T22 y menor respecto a los US\$ 141MM del 2T23. Respecto al 2T23, el efectivo proveniente de Actividades de Operación en el 3T23 fue menor al del 2T23 (US\$ -54MM versus US\$ 209MM), esto se origina principalmente porque: i) en el 2T23 se obtuvo el recupero del crédito fiscal por

Resultados Trimestrales



Impuesto a la Renta (IR) por un monto de aproximadamente US\$ 61MM, situación que no se dio en el 3T23; ii) mayores pagos a proveedores de crudo y productos por vencimientos de crédito; iii) la puesta en marcha de nuevas unidades de la NRT, implica mayores pagos de servicios de terceros, por compra de energía y gastos de mantenimiento.

Por otro lado, en el 3T23 se registró un Flujo de Efectivo de las Actividades de Inversión de US\$ -96MM versus los US\$ -129MM en el 2T23, debido a que la Compañía se encuentra en la última etapa de puesta en marcha de la NRT, lo que origina menores intereses capitalizados vinculados a la puesta en operación de las Unidades de la NRT a diferencia del 2T23.

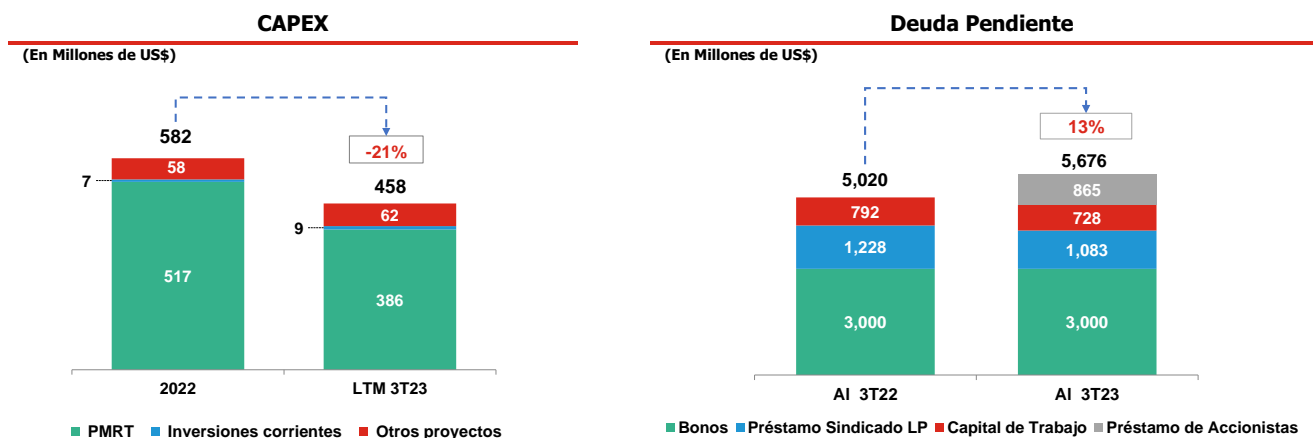
Asimismo, el Flujo de Efectivo de Actividades de Financiamiento pasó de US\$ -54MM en 3T22 a US\$ 83MM en 3T23, debido a que se recibieron mayores préstamos de las instituciones financieras para capital de trabajo.

1.2.3. ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

El Activo Total al 3T23 ascendió a US\$ 10,097MM, 4% superior al del 3T22 (US\$ 9,710MM). Esta variación interanual se explica principalmente por un mayor saldo de activo fijo neto e intangible en US\$ 294MM por el avance de la NRT, el incremento de otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes en US\$ 152MM impulsado por un mayor crédito fiscal del IGV por la inversión en la NRT, contrarrestado con la reducción de los anticipos otorgado a proveedores de crudo y productos, adicionalmente un mayor saldo de existencias en US\$ 103MM principalmente por el mayor volumen en compra de crudos Oriente y en menor medida por Chaza y Acordionero, atenuado por menor costo promedio. En relación al Fondo de Estabilización de Precios, este tuvo una variación negativa importante principalmente por el cobro realizado en el mes de febrero 2023 (S/ 568MM) y las menores ventas registradas, lo que redujo el saldo del fondo US\$ 190MM.

En relación con el CAPEX, al 3T23 se registró una ejecución de US\$ 262MM, menor a lo ejecutado en el mismo periodo del 2022 (US\$ 386MM). En términos anuales, en los últimos 12 meses al cierre de setiembre 2023 se ha ejecutado un total de US\$ 458MM, 21% menor a lo ejecutados en el 2022 (US\$ 582MM). La NRT representa el 82% de la ejecución total al 3T23 (US\$ 214MM).

El Capital de Trabajo al 3T23 alcanzó los US\$ -1,537MM frente a US\$ -1,389MM al 3T22. Esta diferencia se debe a que en setiembre 2022 se recibió el préstamo del Estado por S/ 2,785MM (equivalente a US\$ 750MM), razón que llevó al capital de trabajo a US\$-1,389MM. Sin embargo, el mayor endeudamiento con financiamiento y proveedores, originan que el capital de trabajo sea más negativo a setiembre 2023 alcanzando los US\$-1,537MM.



Al 3T23, la Deuda Total es de 99% dólares americanos y 1% en soles. La Duración Modificada del bono a 15 años es de 7.09 años y de 9.63 años para el bono a 30 años. Es importante mencionar 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. Asimismo, se incluye el préstamo de accionistas por US\$ 728MM.

Adicionalmente, a inicios de agosto 2023 la Empresa 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.

Resultados Trimestrales

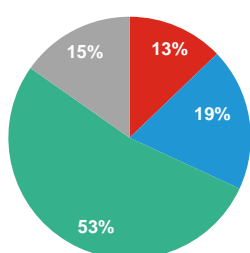


Por otro lado, en línea con el compromiso sostenido con bonistas y acreedores del financiamiento con garantía CESCE en el trimestre pasado, en el mes de agosto 2023 se publicaron los Estados Financieros Auditados 2022, los cuales, en opinión del auditor, presentaron razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de la compañía al 31.12.2023, sus resultados y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

A la fecha, la Deuda Total se distribuye de la siguiente manera: 53% Bonos, 19% Préstamos Sindicado de Largo Plazo con garantía CESCE, 15% Préstamo del accionista y 13% de Capital de Trabajo. Al 30.09.23 se ha amortización US\$ 216.7MM del crédito sindicado con garantía CESCE.

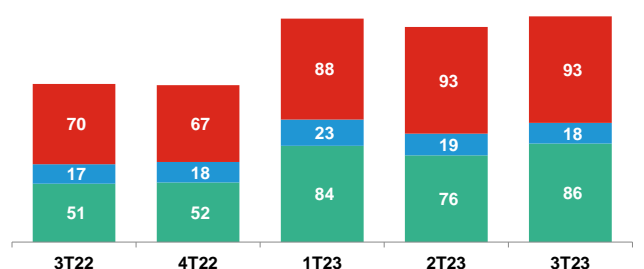
Composición de la Deuda por Tipo

3T23



■ Capital de Trabajo ■ Préstamo Sindicado LP
■ Bonos ■ Préstamo de Accionistas

Ciclo de Conversión de Efectivo



■ Rotación de Inventarios (Días) ■ Rotación Cuentas por Cobrar (Días)
■ Rotación Cuentas por Pagar (Días)

	3T22	4T22	1T23	2T23	3T23
Ciclo de Conversión de Efectivo ¹	-2	3	19	2	11
¹ Rotación de Inventarios + Rotación de Cuentas por Cobrar – Rotación de Cuentas por Pagar					

El CCE al 3T23 alcanzó 11 días, esto debido a un incremento más que proporcional de la rotación de inventarios respecto a la rotación de cuentas por pagar lo cual explica en parte la variación desde un CCE negativo al 3T22 vs el 3T23.

Finalmente, el Patrimonio Neto se incrementó en US\$ 274MM, debido al aporte financiero recibido en el 2022 (US\$ 1,015MM) en el marco del D.U. N° 023-2022, el cual fue contrarrestado con la pérdida acumulada a setiembre 2023.

1.2.4. INDICADORES FINANCIEROS

Ratios

	2020	2021	2022	LTM 3T23	3T22	2T23	3T23	YoY	QoQ
EBITDA (LTM) / Gastos Financieros	5.8	12.5	-0.7	-1.5	0.4	-2.8	-1.5	-100%	45%
Deuda Financiera / Activos	61%	58%	59%	60%	53%	61%	60%	7pp	-1pp
EBITDA (LTM) / Activos	1.8%	3.2%	-1.1%	-3.8%	0.5%	-5.7%	-3.8%	-4pp	2pp
Deuda Financiera / EBITDA (LTM)	34x	18x	-55x	-16x	116x	-11x	-16x	-100%	-49%
Ratio de Liquidez	0.5x	0.6x	0.9x	0.6x	0.6x	0.6x	0.6x	-6%	1%

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 menos del 100% al 3T23 respecto al mismo periodo en el 2022, pasando de 0.4 a -1.5 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 ventas; 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, por falta de tancaje; y iv) mayores egresos derivados de la secuencia progresiva de arranque de la NRT, que impactan en los gastos corporativos.

Respecto al ratio Deuda Financiera/Activos, al 3T23 se incrementó en 7pp pasando de 53% en el 2T22 a 60% en el 3T23, debido al incremento de la deuda financiera para cubrir principalmente las obligaciones con los proveedores por las importaciones de crudo y productos y obligaciones de la NRT. Considerando lo mencionado líneas arriba respecto al EBITDA y a la Deuda Financiera, al 2T23, la Compañía cuenta con un Ratio Deuda Financiera/EBITDA (LTM) de -16x, por debajo del 100% respecto al 3T22, esto

Resultados Trimestrales



principalmente al EBITDA negativo (LTM) en más del 100% respecto al mismo periodo en el 2022. Finalmente, al cierre del 3T23 el Ratio de Liquidez es similar al del 3T22.

1.3. RESULTADOS OPERATIVOS

PETROPERÚ se concentra en tres líneas de negocio, la participación de cada negocio respecto a los Ingresos Totales de la Compañía al cierre del 3T23 es la siguiente: 1) Refinación y comercialización, que representaron el 99.35%, 2) Arrendamiento y venta de ciertas unidades, que representaron el 0.55%, 3) el ONP representó el 0.01% y 4) Lote I representó 0.09%.

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 setiembre 2023, la NRT registró un avance integral de 99.03%.

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 setiembre 2023 de 99.86%.

Los principales avances por cada componente del servicio fueron:

Ingeniería de Detalle: Concluido.

Procura: Concluido.

Construcción: Concluido.

Comisionado: Concluido.

Unidades auxiliares y trabajos complementarios

Las actividades correspondientes al Contrato EPC con el Consorcio COBRA-SCL UA & TC tiene un avance a setiembre 2023 de 97.18%.

Ingeniería: Concluido.

Procura: Concluido.

Construcción: Concluido.

Comisionado: Concluido.

Como parte del proceso de arranque gradual y progresivo, en el mes de agosto 2023 empezó a funcionar la unidad de Craqueo Catalítico Fluido (FCC por sus siglas en Inglés) y se produjeron los primeros productos, la recepción de esta unidad se realizó en setiembre 2023.

Actualmente, se continúa con la puesta en marcha y pruebas de garantía de la unidad de conversión profunda (FCK), esperando culminar con este proceso de arranque seguro en el 4T23.

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 una alternativa de financiamiento que aún se encuentra en evaluación.

Contratación de mano de obra local

La mano de obra total al cierre del 3T23 fue de 918 puestos de trabajo; la mano de obra local no calificada tuvo una participación de 95.6% (de un total de 114 No Calificados), superando el mínimo establecido en el EIA (70%). En tanto, la mano de obra calificada local tuvo una participación de 60.3%.

Resultados Trimestrales



1.3.2. REFINACIÓN

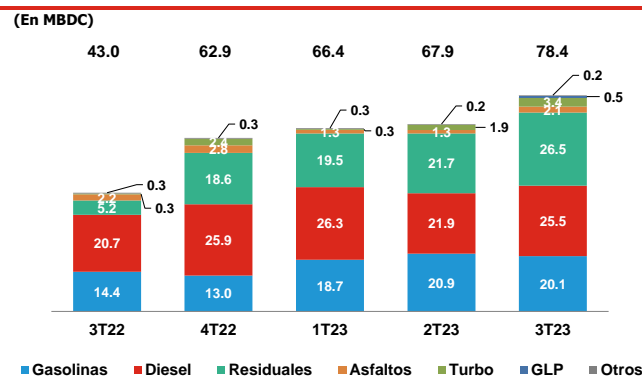
Datos Operativos

	2020	2021	2022	LTM 3Q23	3Q22	2Q23	3Q23	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	45	45	19	47	58	+100%	22%
Producción de Refinados (en MBDC) ⁽³⁾	19	16	55	55	55	60	85	N.A.	42%
Ratio de Utilización de Capacidad Instalada ⁽⁴⁾	41%	37%	36%	36%	16%	39%	47%	31pp	9pp
Volúmenes de venta (en MBDC)	123	125	99	99	108	98	102	-5%	5%

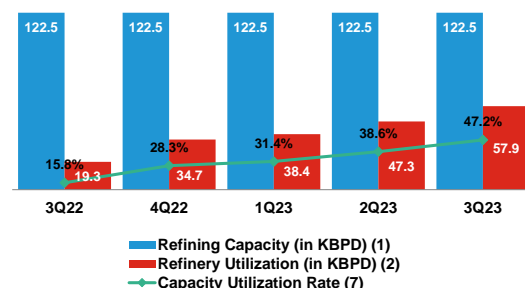
Notas:

- (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) 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 refinerías.
- (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.

Productos Refinados



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 a setiembre 2023 son los siguientes:

TRAMO	VOLUMEN BOMBEADO A SETIEMBRE (MBDC)
TRAMO I	1.9
TRAMO II	0
ORN	0

Durante el período enero - setiembre 2023, se registró menor volumen transportado respecto al mismo periodo del 2022. El 28.08.2023 se registró la contingencia por Hecho de Terceros en la progresiva Km 24+332 y el 20.09.2023 se registró también por hechos de terceros la contingencia en la progresiva Km 62+459 del Tramo I, inmediatamente se activó el Plan de Contingencia y se ejecutó la reparación definitiva al 100%. Al 30.09.2023, el Tramo I se encuentra de parada programada desde el 29.04.2023, por bajos inventarios de crudo en Estación 1.

Por su parte, el Tramo II continúa parado principalmente por bajos inventarios de crudo en Estación 5. En julio, se registró una contingencia en la progresiva Km 323+744 (14.07.2023). Además, en agosto se registró una contingencia en la progresiva Km 392+710 (07.08.2023), eventos que fueron causados por terceros, activándose de inmediato el Plan de Contingencia. Se precisa que estas contingencias ya cuentan con reparación definitiva al 100%.

Resultados Trimestrales



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.

Tanto para el tramo II, Tramo I y Tramo ORN del ONP el cálculo del volumen derramado y del volumen recuperado se estimará cuando se reanuden las operaciones de transporte de crudo por el ORN. El ORN continúa sin bombear desde el 21.02.20.

El estado de las contingencias ocurridas en el 2023:

FECHA	UBICACIÓN	ESTADO
20.09.23	km 62+459 - Tramo I	<ul style="list-style-type: none"> - Reparación de tubería: reparación temporal ejecutada, pendiente reparación definitiva - Limpieza Ambiental: pendiente. - Se contrató a una empresa para la custodia y vigilancia de barreras de contención, con 08 personas de mano de obra local. - Se concluyó la construcción de pórticos para continuar con las actividades de reparación definitiva. - El 19.10.23, se realizó una inspección por parte de Fiscalía y OSINERGMIN.
04.09.23	km 355+259 - Tramo II	<ul style="list-style-type: none"> - Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - Limpieza Ambiental: pendiente - Se realiza la habilitación de accesos y determinación de área impactada.
28.08.23	km 24+332 - Tramo I	<ul style="list-style-type: none"> - Reparación de tubería: ejecutada al 100%. - Limpieza Ambiental: pendiente. - Se realizan trabajos de resguardo de barreras con 08 personas de mano de obra local desde el 30.09.23. - El 21.09.23 se realizó la invitación a las empresas para cotizar el servicio de recuperación. - Luego de la evaluación de las propuestas recibidas para el servicio de recuperación, se procedió a realizar ajustes a las condiciones técnicas y se realizará un segundo estudio de mercado.
07.08.23	km 392+710 - Tramo II	<ul style="list-style-type: none"> - Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - Limpieza Ambiental: pendiente - Se iniciaron las actividades preliminares de limpieza, recuperación de residuos de hidrocarburos desde el 10.08.23 y se tiene programado que para el 22.10.23 culminen dichas actividades. Del 23.10.23 al 04.11.23 se realizará el aseguramiento de la zona. - Se culminó la construcción de centro de acopio N° 8 para residuos de hidrocarburo. - Se realizó la tercera inspección fotogramétrica que muestras áreas libres de hidrocarburo sobrenadante.
14.07.23	km 323+824 - Tramo II	<ul style="list-style-type: none"> - Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - Limpieza Ambiental: pendiente - El 13.09.23 se inició el servicio de limpieza preliminar y recuperación de hidrocarburos en el km 323+744 Tramo II, que continúan sin novedad.
30.05.23	Km 392+483 - Tramo II	<ul style="list-style-type: none"> - Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - Limpieza Ambiental: pendiente - "Servicio de apoyo para las actividades de contención, recuperación de crudo y limpieza preliminar del área impactada en la emergencia del Km 392+487 del Tramo II del ONP". Se instalaron barreras de contención en la zona. - Se realiza el "Servicio de aseguramiento, control y resguardo de las áreas afectadas con el derrame de petróleo crudo ocurrido a la altura del Km 392+483 del Tramo II del ONP", inició desde el 09.08.23 la custodia de las barreras. - En revisión del Plan de Primera Respuesta (PPR) para subirlo a plataforma Plus D de OEFA.
15.05.23	Km 358+835 - Tramo II	<ul style="list-style-type: none"> - Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - Se realizan trabajos de recojo de residuos de hidrocarburos en la zona. - En revisión del Plan de Primera Respuesta (PPR) para subirlo a plataforma Plus D de OEFA.
10.05.23	Km 400+811 - Tramo II	<ul style="list-style-type: none"> - Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - Autoridades de la Comunidad Nativa San Pedro (río Marañón) solicitan ser incluidos en los trabajos de recuperación de hidrocarburos. Se le indicó que se coordinará con el alcalde de Túpac Amaru I. - Se subió, a plataforma Plus D de OEFA, el Plan de Primera Respuesta (PPR).
02.02.23	Km 399+865 - Tramo II	<ul style="list-style-type: none"> - Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - Verificación de las barreras de los puntos de control 0, 1, 2, 3 y 4. - Se realiza guardianía nocturna en el centro de acopio temporal de residuos sólidos peligrosos. - Servicio de custodia y vigilancia se desarrolla sin inconvenientes.
19.01.23	Km 390+210 - Tramo II	<ul style="list-style-type: none"> - Reparación Definitiva: Ejecutada (100%)

Resultados Trimestrales



		<ul style="list-style-type: none"> - Se realizan actividades de aseguramiento y resguardo en la zona. - Limpieza, control y aseguramiento de las barreras de contención, en el sector de la quebrada WAMAK y quebrada KAYAMAS. - Verificación de guardianía diurna y en los almacenes de residuos peligrosos.
02.01.23	Km 43+106 / Km 43+499 - Tramo I	<ul style="list-style-type: none"> - Reparación Definitiva: Ejecutada (100%). - El 10.04.23 se inició el "Servicio de aseguramiento, control y resguardo de las áreas afectadas por el derrame de petróleo crudo a la altura del Km 43+190 y Km 43+499 Tramo I del ONP". - Se realiza las siguientes actividades: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Control de tres (03) barreras de contención. ▪ Patrullaje, vigilancia, limpieza y acopio de vegetación en los puntos de control.

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.

Adicionalmente, a fin de aspirar a una operación segura y confiable del ONP, los servicios más relevantes de inspección y monitoreo son:

1. Servicio de Inspección Interna de Tubería de 16", 24" y 36" DN del ONP, el cual incluye cinco técnicas de inspección de alta resolución: geométrica, inercial, pérdida de espesor (UT), detección de fisuras longitudinales y circunferenciales (UTCD).
2. Servicio de Patrullaje Aéreo y Levantamiento Topográfico con LIDAR del ONP y ORN.
3. Estudio Geotécnico Integral del Tramo KM 318 al KM 331 del ONP.
4. Servicio de Levantamiento Topográfico y Batimétrico en el ONP y ORN. (LIDAR, GREEN LIDAR y Ecosonda Multihaz Interferométrica).
5. Verificación Física e Ingeniería del Mantenimiento del Derecho de Vía del ORN y ONP.
6. Servicio de Monitoreo de Corrosión Externa e Interna del ONP.
7. Servicio de Inspección, Control de Calidad de Refuerzos de Tubería y Análisis de Falla en el ONP y ORN.
8. Inspección General de las Facilidades Portuarias del Terminal Marítimo Bayóvar.
9. Servicio de Inspección General de los Tanques de Almacenamiento del ONP y ORN.
10. Servicio de Inspección de Tuberías en Estaciones del ONP y ORN.
11. Actualización del Estudio de Riesgos de Seguridad en el ONP y ORN.
12. Servicio de Inspección de Redes Eléctricas e Instrumentación en Estaciones del ONP y ORN

En cumplimiento con el objetivo estratégico de operar en forma segura, eficiente y protegiendo el ambiente, es importante destacar que se cuenta con la aprobación por parte de la Gerencia General de implementar la estrategia integral y el plan de acción para garantizar la viabilidad de las operaciones del Oleoducto Norperuano.

Debido al pronóstico del FEN, se ha puesto en marcha un Plan de Contingencia a fin de mitigar posibles efectos adversos. Esto incluye medidas de prevención, especialmente en el ONP, para proteger a los trabajadores, contratistas y comunidades, así como las instalaciones de Petroperú. Se han activado acciones como el reforzamiento de muros de protección, limpieza de áreas cercanas al río Huancabamba y quebradas adyacentes para evitar inundaciones y daños en las estaciones 8 y 9, que son las más vulnerables al fenómeno.

1.3.4. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Lote 64

PETROPERÚ es operador del lote desde el 27.09.2021. Actualmente, se está elaborando el EIA de Desarrollo. Adicionalmente, se obtuvieron los permisos de colecta de SERFOR y PRODUCE.

Se presentó al SENACE, los Términos de Referencia, la Evaluación Ambiental Preliminar y el Plan de Participación Ciudadana para su evaluación. El Campamento Base Morona continúa operativo. Subsiste la problemática respecto a la indefinición sobre el requerimiento o no de Consulta Previa. Al respecto, se ha sostenido reunión con SERFOR y MINCUL y se coordina con el MINEM.

Lote 192

Resultados Trimestrales



Desde el 28.02.23 PETROPERÚ es el único operador del Lote 192 cuya operación iniciará cuando Perupetro apruebe la incorporación de un socio operador. Altamesa, quien sería el socio operador de PETROPERÚ, ha obtenido la calificación de Perupetro, y se han iniciado los trámites para la cesión de participación de PETROPERÚ a favor de Altamesa.

Las actividades que PETROPERÚ ejecuta en el campo son preoperativas e incluyen: mantenimiento vial, gestión de residuos, identificación de hallazgos ambientales de responsabilidad de anteriores operadores/administradores, atención de eventos ambientales que se generen debido al estado de las instalaciones, rehabilitación del Campamento Andoas para atender al personal (alimentación, hotelería, fumigación), vigilancia de las instalaciones, generación eléctrica, entre otras.

Lote I

PETROPERÚ asumió la operación y producción de hidrocarburos en el Lote I desde el 27.12.21 hasta el 21.10.2023 y desde el 22.10.2023 continuará con la operación de dicho lote de acuerdo con el nuevo Contrato de Licencia que tiene una vigencia de 2 años.

Al cierre del mes de setiembre 2023, PETROPERÚ logró alcanzar niveles de producción del orden de los 508 barriles de petróleo por día y 3.3MM de pies cúbicos diarios de gas natural, asegurando la continuidad operativa del Lote I.

Lote VI y Lote Z-69

PETROPERÚ viene realizando las gestiones necesarias para asumir la operación de Lote VI a partir del 22.10.2023 y del Lote Z-69 a partir del 16.11.2023.

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 Empresa 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).

Respecto a las actividades de exploración y explotación en el Lote 64, en el marco de la elaboración del EIA detallado para la explotación, se ha logrado la aprobación de las Autorizaciones de Colecta por parte de SERFOR y PRODUCE. En cuanto al Lote I, el Ministerio de Energía y Minas declaró el fin del procedimiento de evaluación del "Plan de Abandono por Terminación del Contrato de Licencia Temporal para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote I", determinando que no corresponde continuar con el procedimiento de evaluación dado que no existen componentes que deban ser retirados o abandonados del Lote I.

En relación con el ONP, en materia de atención de emergencias, se informa que, el último trimestre se han reportado un total de cinco (05) emergencias ambientales, adicionales a las seis (06) reportadas en los primeros trimestres del 2023 en el recorrido de la tubería del Oleoducto Norperuano, según el siguiente detalle:

FECHA	PROGRESIVA	TRAMO	ORIGEN	ESTADO
20.09.23	Km 62+459	Tramo I	Hecho por terceros	Primera Respuesta en ejecución
04.09.23	Km 355+210	Tramo II	Hecho por terceros	Primera Respuesta en ejecución
28.08.23	Km 24+332	Tramo I	Hecho por terceros	Primera Respuesta en ejecución
07.08.23	Km 392+710	Tramo II	Hecho por terceros	Primera Respuesta en ejecución
14.07.23	Km 323+824	Tramo II	Hecho por terceros	Primera Respuesta en ejecución
30.05.23	Km 392+483	Tramo II	Hecho por terceros	Primera Respuesta en ejecución
15.05.23	Km 358+835	Tramo II	Hecho por terceros	Primera Respuesta en ejecución
10.05.23	Km 400+818	Tramo II	Hecho por terceros	Primera Respuesta en ejecución
02.02.23	Km 399+860	Tramo II	Hecho por terceros	Etapas de Aseguramiento
18.01.23	Km 390+184	Tramo II	Hecho por terceros	Etapas de Aseguramiento
02.01.23	Km 43+106 y Km 43+499	Tramo I	Hecho por terceros	Etapas de Aseguramiento

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 reportados a la Autoridad Competente.

Resultados Trimestrales



2.2. GESTIÓN SOCIAL

Durante el 3T23, 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 iniciativas en un trabajo conjunto con la autoridad local, provincial y regional.

En relación con los proyectos de educación, se llevó a cabo el Proyecto Educativo "Jinkay" II etapa que busca mejorar el aprendizaje de más de 150 niños de las comunidades nativas de Morona (Arutam, Fernando Rosas, Nueva Musa Kandashi y Nazareth), en la región Loreto, que se ejecutará a través de actividades orientadas a la nivelación escolar en matemáticas y comunicación durante 01 año y medio, además de recibir material educativo que les permitirá desarrollar el programa con mayor eficiencia.

Con respecto a la salud, entre los meses de julio y agosto se realizaron 07 campañas médicas con 9,306 atenciones en las especialidades: Medicina General, Pediatría, Endocrinología, Gastroenterología, Oftalmología, Odontología, Terapia Física y Psicología en beneficio de la población de la zona de influencia.

En el mes de julio, inició el proyecto productivo de Cacao en el Tramo II del ONP, este propone fomentar y fortalecer la cadena de valor de cacao durante cuatro años en las comunidades nativas dentro de la zona de influencia de dicho tramo, donde se instalarán 80 hectáreas de cacao a través de un sistema de producción agroforestal que serán comercializadas bajo modelos asociativos que otorguen sostenibilidad.

PETROPERÚ apuesta por los micro emprendedores por lo que, en setiembre, se inauguró en la Plaza Grau de Talara, la Feria de Emprendimiento, en el marco de las celebraciones por el 25° aniversario de la Semana Turística de Talara, con la participación de más de 100 emprendedores de dicha provincia. Durante 03 días el público pudo acceder, de forma gratuita, a los productos puestos en venta y, de esta manera, impulsar las diferentes iniciativas de negocios producto de las capacitaciones que PETROPERÚ ha brindado en: artesanía marina, gastronomía, pastelería, repostería y manualidades, entre otros.

Finalmente, se llevó a cabo el proyecto de mantenimiento, rehabilitación y restauración de las áreas de jardines y zonas verdes del Distrito de Pariñas en Talara, este proyecto tiene como finalidad recuperar las áreas verdes y crear conciencia de los cuidados necesarios para mantenerlas.

2.3. BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

En cumplimiento de las disposiciones establecidas en el Decreto de Urgencia N° 023-2022, mediante el cual se aprobaron medidas extraordinarias en materia económica y financiera destinadas a evitar el desabastecimiento de combustibles a nivel nacional, el Directorio de PETROPERÚ S.A. aprobó someter a consideración de la Junta General de Accionistas las modificaciones de diversos artículos del Estatuto Social, Reglamento de Régimen Interno de Organización y Funcionamiento del Directorio y del Reglamento de Junta General de Accionistas. Las referidas modificaciones fueron aprobadas por la Junta General de Accionistas en su Sesión Universal de fecha 25 de setiembre de 2023.

En la Sesión N° 032-2023 del 26 de setiembre de 2023 el Directorio aprobó la propuesta de la nueva estructura Básica de organización de PETROPERÚ S.A. de acuerdo con el Plan de Reestructuración de PETROPERÚ S.A.

En Sesión Universal de fecha 29 de setiembre de 2023, la Junta General de Accionistas aprobó la Memoria Anual correspondiente al ejercicio económico 2022, conforme a lo acordado por el Directorio en su Sesión 031-2023 del 21 de setiembre de 2023.

3. ACCIONES CORPORATIVAS

En cumplimiento de los numerales 4.1 y 4.2 del Decreto de Urgencia 023-2022, la Empresa viene implementando el Plan de Reestructuración que tiene como objetivo reforzar su gobernanza, sostenibilidad financiera y de sus operaciones a nivel nacional.

El plan elaborado por el consorcio Arthur D. Little y Columbus MB Latam Inc. ha sido aprobado por el Directorio y presentado a la Junta General de Accionistas el 25 de julio de 2023.

Respecto a la gestión ESG, PETROPERU viene desarrollando 3 actividades, las cuales están a cargo del Grupo S&P Global, que buscan visibilizar a la empresa en el estándar ESG a nivel local e internacional:

ESG Score: es una evaluación objetiva (cuantitativa) del desempeño de una empresa basada en criterios ambientales, sociales y de gobernanza. En marzo de 2023 se obtuvo la puntuación ESG de 28 en la Evaluación de Sostenibilidad Corporativa (CSA). Actualmente se realizan las gestiones preliminares para contar con la información necesaria e iniciar la CSA 2023.

Resultados Trimestrales



Reporte TCFD: es el Grupo de Trabajo sobre Divulgaciones Financieras Relacionadas con el Clima. S&P Global ha elaborado la estimación de los riesgos de transición y físicos. Se cuenta con un informe preliminar para su difusión al mercado.

Estrategia y Plan de Sostenibilidad con foco en ESG: apoyo especializado en temas ESG para elaborar la estrategia ESG y el plan de sostenibilidad. En la primera parte del año S&P Global ha realizado dos Workshops en el que se han presentado iniciativas enfocadas a reducir las emisiones de CO2 (Quick Wins). En la segunda parte del año se han realizado talleres de presentación con participación de la Alta Dirección y las gerencias corporativas sobre la estrategia que se debería impulsar en el corto, mediano y largo plazo. Actualmente el servicio de Estrategia y Plan de Sostenibilidad con foco en ESG se encuentra en la etapa final, por lo que se realizan las coordinaciones necesarias para la presentación final al Directorio, la cual se estima para fines de 2023.

Resultados Trimestrales



4. RESUMEN FINANCIERO

4.1. ESTADO DE RESULTADOS

En Millones de US\$	2020	2021	2022	LTM 3T23	3T22	2T23	3T23	YoY ⁽¹⁾	QoQ ⁽²⁾
Ventas Nacionales	2,818	3,801	4,889	3,648	1,176	813	977	-17%	20%
Ventas al Exterior	228	356	628	512	181	122	156	-14%	28%
Otros Ingresos Operacionales	76	62	64	70	12	15	15	23%	-1%
Total Ingresos	3,122	4,218	5,581	4,230	1,369	949	1,147	-16%	21%
Costo de Ventas	-2,862	-3,764	-5,540	-4,541	-1,500	-1,082	-1,112	-26%	3%
Costo de Ventas (% de Ingresos)	92%	89%	99%	107%	-110%	-114%	-97%	13pp	17pp
Ganancia Bruta	259	454	41	-311	-131	-133	35	+100%	+100%
Margen Bruto (%)	8%	11%	1%	-7%	-10%	-14%	3%	13pp	17pp
Gastos Operativos	-259	-194	-270	-310	-40	-58	-103	+100%	78%
Gastos Operativos (% de Ingresos)	8%	5%	5%	7%	3%	6%	9%	6pp	3pp
Resultado Operativo	0.2	260	-229	-621	-172	-191	-68	60%	64%
Margen Operativo (%)	0.01%	6.17%	-4.11%	-15%	-13%	-20%	-6%	7pp	14pp
Resultado Neto	-67	68	-271	-741	-175	-222	-150	14%	33%
Margen Neto (%)	-2%	2%	-5%	-18%	-13%	-23%	-13%	0.3pp	10pp
EBITDA Ajustado	131	281	-106	-383	-174	-121	1	+100%	+100%
Margen de EBITDA Ajustado (%)	4%	7%	-2%	-9%	-13%	-13%	0.1%	13pp	13pp
EBITDA Ajustado (LTM)	131	281	-106	-383	44	-558	-383	-100%	31%

(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	LTM 3T23	3T22	2T23	3T23	YoY	QoQ
Saldo Inicial	376	85	240	15	32	111	141	+100%	27%
Flujo de Caja Operativo	455	363	-1,261	-319	55	209	-54	-100%	-100%
Flujo de Actividades de Inversión	-962	-825	-656	-571	-89	-129	-96	-8%	25%
Flujo de Caja de Actividades de Financi	224	629	1,774	952	18	-54	83	+100%	+100%
Variación Tipo de cambio	-8	-12	-8	-6	-1	3	-3	-100%	-100%
Saldo Final	85	240	89	72	15	141	72	+100%	-49%

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	AL 3T23	3T22	2T23	3T23	YoY	QoQ
Activo Corriente	951	1,459	2,093	1,955	2,060	1,667	1,955	-5%	17%
Activo No Corriente	6,308	7,227	7,848	8,142	7,650	8,059	8,142	6%	1%
Total Activos	7,260	8,686	9,942	10,097	9,710	9,726	10,097	4%	4%
Deuda Financiera a Corto Plazo	1,197	825	1,002	1,770	976	1,629	1,770	81%	9%
Deuda Financiera a Largo Plazo	3,218	4,241	4,851	4,325	4,171	4,327	4,325	4%	-0.1%
Total Deuda Financiera	4,414	5,065	5,853	6,095	5,147	5,956	6,095	18%	2%
Otros Pasivos	1,004	1,711	2,187	2,176	2,715	1,796	2,176	-20%	21%
Total Pasivo	5,419	6,777	7,289	7,975	7,862	7,453	7,975	1%	7%
Patrimonio	1,841	1,909	2,652	2,122	1,848	2,273	2,122	15%	-7%
Total Pasivo + Patrimonio	7,260	8,686	9,942	10,097	9,710	9,726	10,097	4%	4%
Pasivo Corriente	2,083	2,301	2,265	3,492	3,448	2,995	3,492	1%	17%
Capital de Trabajo	-1,132	-843	-172	-1,537	-1,389	-1,328	-1,537	-11%	-16%