

RBP-067-2023

San Isidro, 01 de agosto 2023

Señores
Superintendencia del Mercado de Valores
Av. Santa Cruz N° 315
Miraflores

Atención: Registro Público del Mercado de Valores
Referencia: Hecho de Importancia

De conformidad con lo previsto en los artículos 3 y 4 del Reglamento de Hechos de Importancia e Información Reservada, aprobado mediante Resolución N° 005-2014-SMV/01 del 17 de marzo de 2014, cumplimos con adjuntar en calidad de Hecho de Importancia el Informe de Resultados del Segundo Trimestre 2023 en sus versiones Español e Inglés, el cual fue elaborado en base a los Estados Financieros Intermedios a junio 2023.

Atentamente,

Enrique Salgado Ponce De León
Representante Bursátil
Petróleos del Perú- PETROPERÚ S.A.

Resultados Trimestrales



PETROPERÚ¹ Informe de Resultados Segundo Trimestre 2023 - 2T23

Lima, Perú, 01 de agosto, 2023 Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (OTC: PETRPE) anunció los resultados financieros y operativos para el segundo trimestre ("2T23"), período finalizado el 30 de junio 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 2T23, los **Ingresos Totales** se redujeron en -41% (US\$ -658MM) en comparación con el 2T22.
- La **Utilidad Bruta** pasó de US\$ 169MM en el 2T22 a una Pérdida Bruta de US\$ -133MM en el 2T23, una reducción mayor al 100% YoY³.
- La **Utilidad de Operación** se redujo en más del 100% YoY, pasando de US\$ 104MM en el 2T22 a US\$ -191MM en el 2T23.
- La **Pérdida Neta** en el 2T23 fue de US\$ -222MM en comparación a la Utilidad Neta de US\$ 8MM en el 2T22, una reducción mayor al 100%.
- El **EBITDA Ajustado**⁴ se redujo de US\$ 122MM en el 2T22 a US\$ -121MM en el 2T23.
- El saldo final de **Caja** de la Compañía fue de US\$ 141MM al final del 2T23 vs US\$ 32MM al final del 2T22.
- El **Ciclo de Conversión de Efectivo (CCE)** al 2T23 alcanzó -3 días. Se ha ampliado la rotación de cuentas por pagar a 101 días.
- El **avance físico integral de la NRT**⁵ a junio 2023, fue de 98.91%. Respecto a las Unidades de Proceso, se cuenta con un avance a junio 2023 de 99.84%, mientras que respecto las Unidades Auxiliares se tiene un avance a junio 2023 de 96.87%.
- Para el 2T23, el **Margen Neto de Refinación**⁶ llegó a 8.6 US\$/BI vs. 12.8 US\$/BI en el 2T22.
- El **volumen total de ventas** alcanzó 98 MBDC⁷ en el 2T23, menor en -18% respecto al 2T22 (118 MBDC).
- Respecto al **Oleoducto Norperuano (ONP)**, han ocurrido seis (06) contingencias de enero a junio 2023.
- Respecto a la actividad de **exploración y producción de hidrocarburos**, en el Lote 64, actualmente, se está elaborando el Estudio de Impacto Ambiental (EIA). En lo referente al Lote 192, 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. Al cierre de junio 2023, PETROPERÚ logró alcanzar

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

² Estados Financieros por el periodo Segundo Trimestre 2023 terminado el 30 de junio 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 Margen Neto de Refinación = \sum Ingresos por Ventas de Productos - \sum Egresos por Compra de Materia Prima e Insumos - Costo Operativo

⁷ MBDC: Miles de Barriles por Día Calendario

Resultados Trimestrales



niveles de producción del orden de los 487 barriles de petróleo por día y 3.3 millones de pies cúbicos diarios de gas natural en el Lote I.

Es preciso indicar que los resultados económicos y financieros de PETROPERÚ mejorarán sustancialmente con la puesta en servicio de las unidades de conversión (Unidad de Craqueo Catalítico y Unidad de Flexicoking), las cuales permitirán convertir productos de bajo valor comercial (residual) en productos de mayor valor en el mercado (GLP, Gasolinas y Diesel), capturándose 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, impulsado principalmente por el sector servicios. Ello explicado por factores clave: i) el incremento del consumo privado, ii) disminución de restricciones en economías desarrolladas, iii) condiciones favorables en la cadena de suministro global y, iv) recuperación de China luego de su reapertura. Considerando ello, el Banco Mundial revisó las cifras de crecimiento de la economía mundial, pasando de 2.4% a 2.5%. No obstante, para el año 2024 la revisión originó un ligero revés, en línea con las expectativas de una desaceleración a fines del 2023, como consecuencia, entre otros factores, por el ajuste de la política monetaria y su impacto rezagado sobre la demanda.

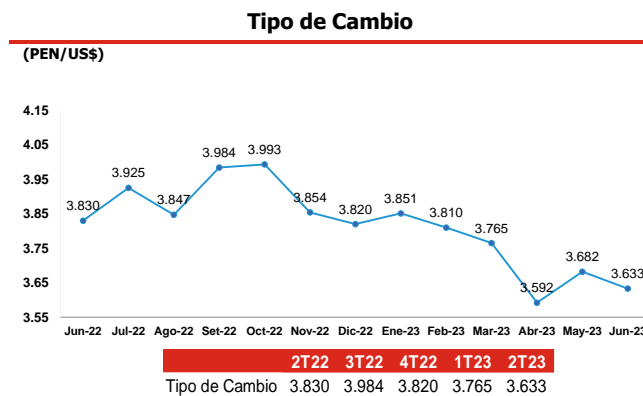
En cuanto a las economías de América Latina, la actividad económica ha perdido cierto dinamismo, asociado con la caída en el precio de los commodities, explicado por el menor crecimiento de la manufactura a nivel global y menores entradas de capitales afectada por las condiciones financieras globales, relacionadas con el ajuste de la política monetaria, el impacto de la inflación y el efecto de quiebra de Silicon Valley Bank, entre otros.

En cuanto a la inflación, a nivel global continuó su tendencia a la baja, aunque en la mayoría de los casos sigue por encima del rango meta.

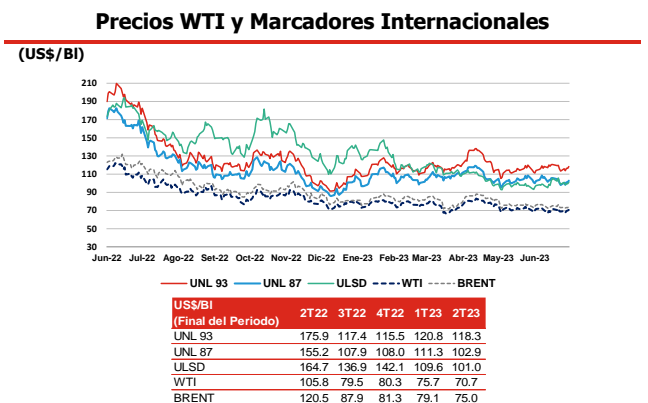
En el caso del Perú, la actividad económica se ha contraído, principalmente atribuido al bloqueo de carreteras y paralización de actividades, producto del conflicto social, así como a las lluvias acontecidas. Debido a ello, la proyección económica sufrió una revisión a la baja de 2.6% a 2.2% para el 2023.

Respecto a la inflación interanual, de mayo a junio 2023 registró una reducción de 7.89% a 6.46%. Los rubros que más contribuyeron a la variación de la inflación en los últimos doce meses a mayo fueron comidas fuera del hogar, transporte local, carne de pollo, huevos y productos para el cuidado personal.

Con relación al tipo de cambio, al cierre de junio se situó en S/ 3.633 por dólar, menor que el cierre del mes anterior S/ 3.682 por dólar, lo que muestra una apreciación de nuestra moneda, asociada a las diferentes operaciones que ha realizado el BCRP (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.

En relación con los precios del petróleo, en lo que va del año los marcadores promedio del Brent y del WTI en el 2T23 alrededor de 75 y 71 US\$/BI, respectivamente. Al cierre del 2T23, el precio promedio acumulado del crudo se mantiene alrededor de 80 US\$/BI

Resultados Trimestrales

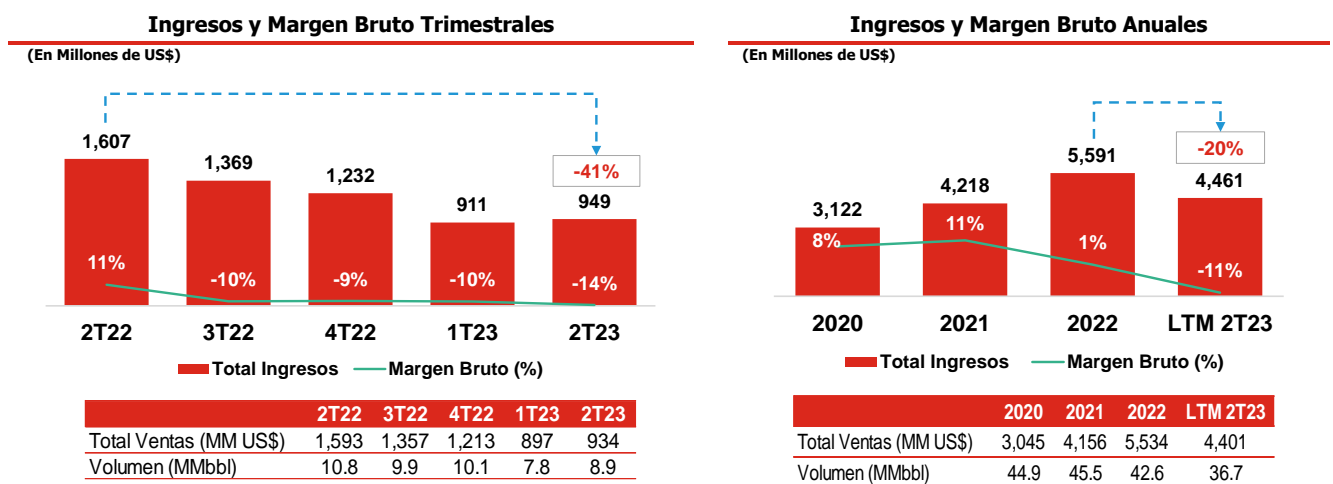


en el caso del Brent y 75 US\$/BI en el caso del WTI. Esta tendencia a la baja en el último trimestre se debió principalmente a: i) incremento de la oferta de crudo y productos por parte de Estados Unidos; ii) la permanente preocupación por la recesión y el debilitamiento de la demanda mundial de petróleo y derivados; iii) la desalentadora previsión del crecimiento económico de Estados Unidos, Europa y Asia; y iv) la incertidumbre por el alza de las tasas de interés en Estados Unidos y Europa.

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 OSINERGMIN⁸ 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. 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 inscritos 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\$ 949MM en el 2T23, una reducción de -41% YoY, como consecuencia, principalmente de menores ventas en el mercado interno (75 vs 103 MBDC en el 2T22) debido principalmente a la interrupción de carreteras en la zona selva, inundaciones en varias zonas del país, menores ventas de GLP en Talara por priorización del consumo de la NRT, además de la competencia agresiva, la cual ofrece mayores descuentos comerciales, y la caída en los precios internacionales respecto al 2T22.

Las ventas nacionales se redujeron en -42% de US\$ 1,405MM en el 2T22 a US\$ 813MM en el 2T23. Las exportaciones también se redujeron -36% YoY de US\$ 189MM a US\$ 122MM, debido a las mayores exportaciones de residual originado durante el proceso de arranque de la NRT (3,596 MB vs. 362 MB a jun.22), a precios inferiores respecto a la adquisición de la materia prima (petróleo crudo). El Total Ventas (excluyendo Otros Ingresos) se redujo en -41% comparado con el 2T22 por los problemas sociales antes mencionados.

El Costo de Ventas como proporción del Total de Ingresos Brutos ha sido mayor al 100% en el 2T23 vs el 89% en el 2T22, lo que ha ocasionado un Margen Bruto negativo en el 2T23. El Margen Bruto pasó de 11% en el 2T22 a -14% en el 2T23, ello debido principalmente, al menor volumen de ventas en el mercado interno por los motivos antes mencionados y el mayor costo de ventas, derivado de la operación no optimizada de la NRT al encontrarse en periodo de arranque progresivo, relacionados a gastos de operación y Mantenimiento de Unidades Auxiliares, así como el registro de la depreciación de activos de la NRT que han sido capitalizado desde finales del 2022; por lo que el gasto operativo se incrementó. El Costo de Ventas se redujo en -25% respecto al

⁸ OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

Resultados Trimestrales



2T22 mientras que el Total de Ingresos se redujo -41%, además fue impactado por el menor valor del inventario, 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; además de la reducción de precios internacionales que viene impactando en la valorización.

Análisis del Portafolio de Productos:

VENTAS (En Millones de US\$)				
VENTAS	2T22	2T23	YoY	Participación sobre Ventas
VENTAS LOCALES				
GLP ^{(1) (2)}	33	18	-45%	1.9%
Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	347	248	-29%	26.5%
Turbo A-1	25	24	-3%	2.6%
Diesel B5 ^{(1) (2)}	732	489	-33%	52.3%
Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	33	12	-64%	1.3%
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾	2.1	1	-34%	0.1%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾	28	15	-46%	1.6%
Otros ^{(1) (3)}	206	6	-97%	0.7%
Total Ventas Locales	1,405	813	-42%	87.0%
EXPORTACIONES				
Nafta Virgen	0	0	-	0.0%
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	15	120	726%	12.9%
Diesel 2	36	0.0	-100%	0.0%
Otros ⁽⁴⁾	139	1	-99%	0.1%
Total Ventas Exterior	189	122	-36%	13.0%
Total Ventas Locales y Exportaciones	1,593	934	-41%	
Otros Ingresos Operativos ⁽⁵⁾	13	15	12%	
TOTAL INGRESOS	1,607	949	-41%	

⁽¹⁾ Descuentos Incluidos

⁽²⁾ Incluye FEPC.

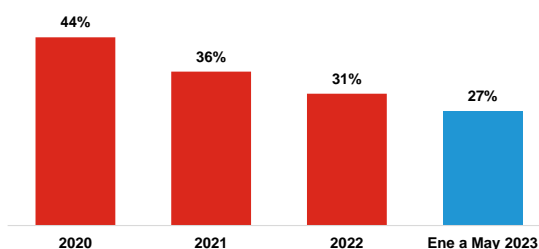
⁽³⁾ Material de Corte, Solventes, Gasolina de Aviación y Acido Nafténico.

⁽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 2T23, PETROPERÚ ha generado un Ingreso por Ventas Total de US\$ 949MM, 41% menor al 2T22 (US\$ 1,607MM), con 87% de las ventas concentradas en el mercado local, derivado de los motivos sociales antes mencionados, así como la caída en el precio de los combustibles.

Evolución de la Participación de PETROPERÚ



A mayo 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 44% respectivamente.

Las menores ventas en el mercado interno se deben principalmente a las movilizaciones sociales de inicio de año que afectaron las ventas en el sur, así como en la zona selva por interrupción de carreteras, inundaciones en varias zonas del país, menores ventas de GLP en Talara por priorización del consumo de la NRT, además de la competencia agresiva, la cual ofrece mayores descuentos comerciales y la postergación del arranque de la NRT.

Con la puesta en servicio del complejo de la NRT se estima mejorar la competitividad de nuestros productos, permitiendo ofrecer una oferta comercial más competitiva en el mercado nacional y recuperar mayor participación en el mercado de combustibles.

Resultados Trimestrales



Ingresos por Producto

(En Millones de US\$)	LTM 2T23	% Participación
INGRESOS LOCALES		
GLP ^{(1) (2)}	82	4 Productos 78%
Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾	836	Diesel B5 ^{(1) (2)} 53%
Turbo A-1	101	Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾ 20%
Diesel B5 ^{(1) (2)}	2,235	GLP ^{(1) (2)} 2%
Petróleos Industriales ^{(1) (2)}	60	Turbo A-1 2%
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) ⁽¹⁾	3	2 Productos 73%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido ⁽¹⁾	81	Diesel B5 ^{(1) (2)} 53%
Otros ^{(1) (3)}	264	Gasolinas/Gasoholes ⁽¹⁾ 20%
Total Ingresos Locales	3,662	Ingresos Locales 87%
EXPORTACIONES		Exportaciones 13%
Nafta Virgen	26	
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	275	
Diesel 2	27	
Otros ⁽⁴⁾	209	
Total Exportaciones	537	
TOTAL INGRESOS	4,199	

⁽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 734 estaciones de servicio afiliadas a junio 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 2T23 son el Diesel B5 (Incluye el Diesel B5 S-50) y las gasolinas/gasoholes con una participación respecto a los ingresos totales de 53% y 20% respectivamente.

MERCADO INTERNO

El volumen de venta de combustibles se ha reducido en aproximadamente -27% respecto al mismo periodo del 2022, los Ingresos del 2T23 por ventas nacionales llegaron a US\$ 813MM, una reducción de -42% YoY equivalente a US\$ 592MM, 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, 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 2T23 fueron de US\$ 122MM que representó el 13% del Total de Ingresos por Ventas en el 2T23. La Compañía exportó un volumen ascendente a 23 MBDC, 51% más respecto al mismo periodo del 2022. A junio 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

En el periodo de enero a mayo 2023 se registró un total de 247 días de cierre de puertos, con relación a los 258 días correspondiente al mismo periodo del año anterior. Los Terminales TSM (Terminal Marítimo de Descargas de Sólidos), Talara-MCL (Terminal Marítimo de Descargas de Líquidos), Eten, Salaverry e Ilo presentaron el mayor número de días de cierre de puerto en el periodo.

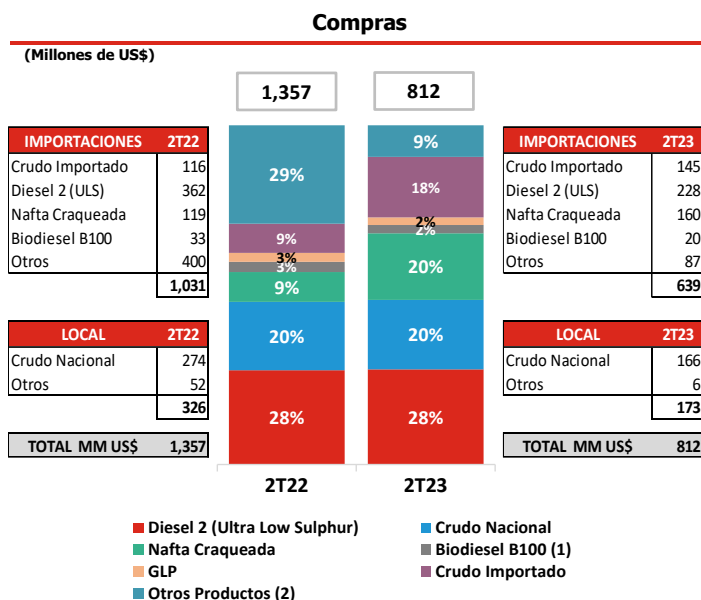
La situación de avance de los proyectos relacionados al abastecimiento de combustibles es la siguiente:

Resultados Trimestrales



1. **Terminal Ilo:** a mayo 2023 el avance físico integral de 33.7% explicado por la revisión de la línea base del proyecto. Se amplió el plazo para la continuación de las actividades constructivas en el terreno del Nuevo Terminal Ilo a favor de PETROPERÚ hasta el 31.12.23. Además, se aprobó la renovación de la Licencia de Edificación con la Municipalidad de Ilo hasta el 15.06.24.
2. **Planta de Abastecimiento de Pasco – Ninacaca:** a mayo 2023 el avance físico integral de 47.5% explicado por la revisión de la línea base del proyecto. Además, se cuenta con Licencia de Edificación vigente hasta el 10.08.23.
3. **Planta de Venta de Puerto Maldonado:** a mayo 2023 el avance físico integral de 59.2% explicado por la revisión de la línea base del proyecto. Con respecto al avance del servicio de Procura y Construcción, se mantiene en 96% en los trabajos preliminares generales, 85% en trabajos civiles, 92% en trabajos mecánicos y 57% en los trabajos eléctricos e instrumentación, debido a que las actividades se encuentran suspendidas hasta concluir con el proceso de revisión del alcance y monto de inversión del proyecto.

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 en Talara y se compra considerando una canasta de precios promedio del petróleo. El crudo nacional (que incluye el crudo del Noroeste del país) durante el 2T23 representó el 20% del total de compras mientras que el crudo importado representó el 18%. En lo que va del año se ha comprado 43 MBDC de crudo.

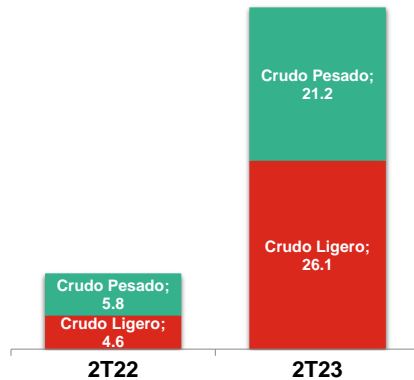
En relación con la compra de productos como porcentaje de las compras totales, los productos importados representaron el 61%, mientras que las compras locales el 1%. En lo que va del 2023 se han comprado 50 MBDC de producto importado y 3 MBDC de producto nacional.

Resultados Trimestrales



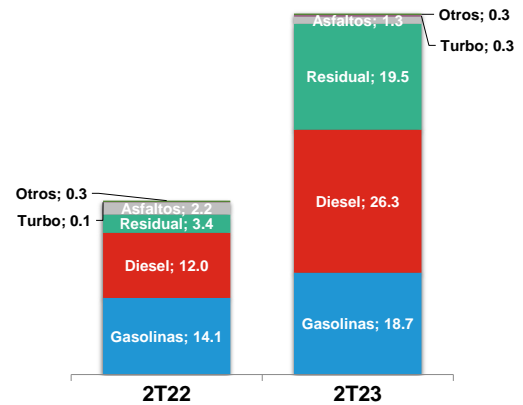
Carga de Crudo

(MBDC)



Producción de Combustibles

(MBDC)



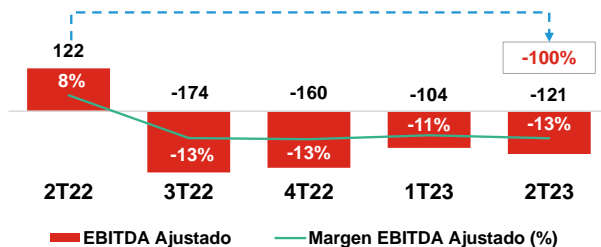
Durante el 2T23 se cargó mayor porcentaje de Crudo en relación con el mismo periodo del 2022. Luego de mezclar los crudos con otros productos se obtuvieron en su mayoría gasolinas y Diesel, los cuales son productos de mayor valor. Como se puede verificar, no existe correlación directa entre la carga 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

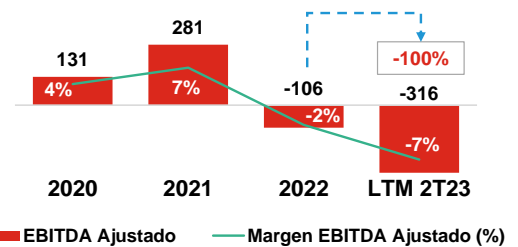
EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado Trimestral

(En Millones de US\$)



EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado Anual

(En Millones de US\$)



PETROPERÚ generó un EBITDA Ajustado de US\$ -121MM en el 2T23, en comparación con los US\$ 122MM del 2T22 derivado principalmente a la Pérdida Bruta del 2T23 contraria a la Utilidad Bruta obtenida en el 2T22 (US\$-133MM vs US\$ 169MM). Las principales razones de la Pérdida Bruta son: i) demora presentada en la culminación del arranque de NRT por factores exógenos a PETROPERÚ (sociales, climatológicos, limitaciones en la disponibilidad de gas natural y otros eventos imprevisibles); ii) menores 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, por falta de tancaje; iv) mayores gastos de operación derivados de la secuencia progresiva de arranque de la NRT y v) menor valor del inventario, dado el cambio de estructura de carga en NRT, pasando a emplear petróleo crudo en vez de productos importados para la producción de combustibles; además de la reducción de precios internacionales.

Resultados Trimestrales



Los gastos operativos por unidad de negocio son los siguientes:

OPEX: Gastos Operativos

(En Miles de US\$)

Unidad de Negocio	Ejecutado a Jun22	Ejecutado a Jun23
Refinación	123,668	265,559
Distribución & Comercialización	70,826	67,193
Transporte a través ONP	33,008	31,415
Exploración y Producción (Lote I)	4,086	5,767
Otros ⁽¹⁾	41,605	36,824
Total	273,193	406,760

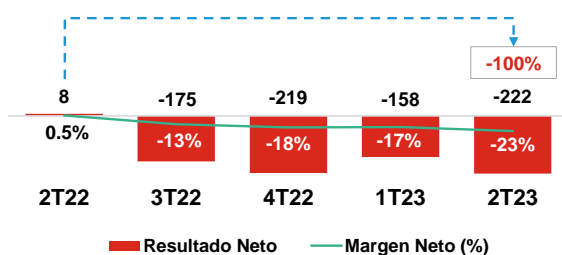
No incluye participación de trabajadores.

(1) 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 (65% a junio 2023 y 45% a junio 2022); en tanto la unidad de Distribución y Comercialización concentra sólo el 17% a través de las Plantas de Abastecimiento y Tanques de Almacenamiento a lo largo de todo el país, seguido del ONP con 8%, entre otros. Actualmente, las refinerías Conchán e Iquitos se encuentran en operación, mientras que la NRT se encuentra en proceso de arranque gradual y progresivo.

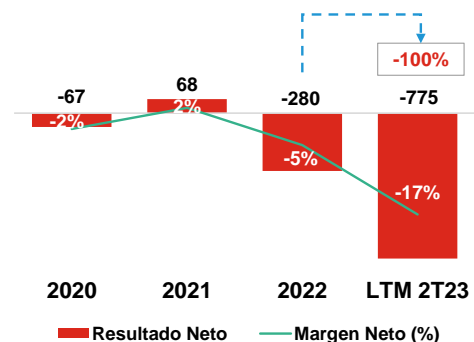
Resultado Neto y Margen Neto Trimestral

(En Millones de US\$)



Resultado Neto y Margen Neto Anual

(En Millones de US\$)



La Pérdida Neta en el 2T23 fue de US\$ -222MM en comparación con la Utilidad Neta de US\$ 8MM en 2T22 ello debido, principalmente, a menores ingresos por venta a razón del menor volumen vendido en el mercado interno por agresiva competencia y priorización del suministro de GLP para continuar con el proceso de arranque de la NRT; asimismo, por mayores exportaciones de Residual el mencionado proceso que debe ser dispuesto por capacidad de almacenamiento y que tiene un bajo valor comercial.

Adicionalmente, se originó un mayor Costo de Ventas derivado de la operación no optimizada de la NRT al encontrarse en la parte final del periodo de arranque progresivo, relacionados a gastos de operación asociados principalmente al consumo de Nafta Hidrotratada para la Unidad de Cogeneración Eléctrica y Servicios de Operación y Mantenimiento de Unidades Auxiliares, así como el registro de la depreciación de sus activos, que han sido capitalizados desde finales del 2022. Asimismo, influyó el menor valor del inventario, 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; además de la reducción de precios internacionales que también impactó en la valorización.

Impactaron también los mayores gastos financieros por obligaciones financieras para capital de trabajo, los intereses de bonos y préstamo con garantía CESCE, que corresponden a las unidades capitalizadas de la NRT, que al haber concluido la construcción ya no forman parte del costo del activo.

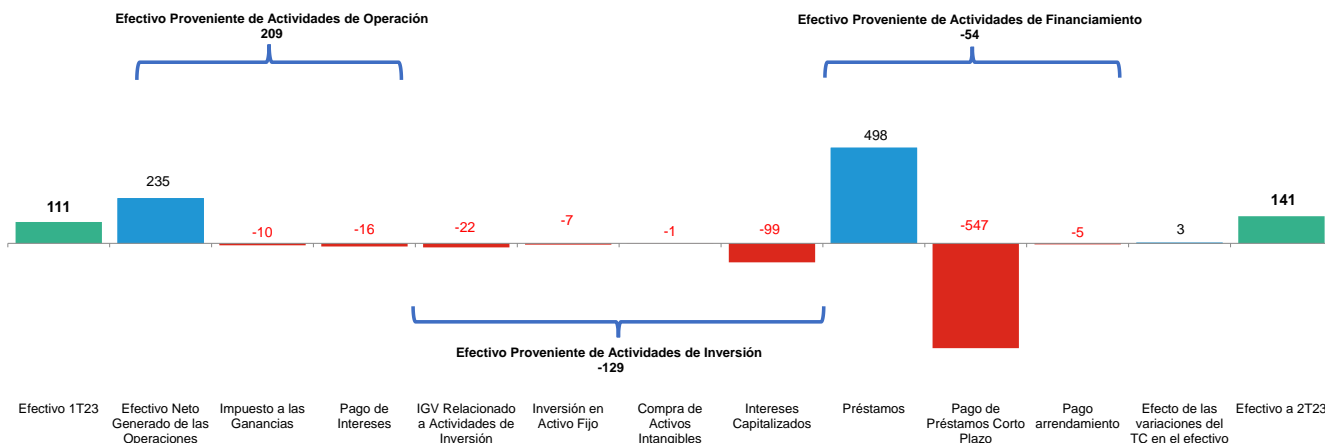
Resultados Trimestrales



1.2.2. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Análisis de Flujo de Efectivo 2T23

(En Millones de US\$)



PETROPERÚ registró al final del 2T23 un total de efectivo de US\$ 141MM, comparado con los US\$ 32MM en el 2T22. El efectivo proveniente de Actividades de Operación en el 2T23 fue mayor al del 2T22 (US\$ 209MM versus US\$ -823MM), esto se origina principalmente por: i) se viene calzando el periodo de pago de importaciones con la disponibilidad de ingresos generados por la empresa (financiamiento directo con proveedores), y iii) el recupero del crédito fiscal del IGV, vía mecanismo de Saldo a favor del exportador por S/ 60MM (equivalente a aproximadamente US\$ 16.2MM).

Por otro lado, a finales del 2T23 se registró un Flujo de Efectivo de las Actividades de Inversión de US\$ -129MM versus los US\$ -150MM en el 2T22, debido a que la Compañía se encuentra en la última etapa de puesta en marcha de la NRT, lo que origina menores pagos por obligaciones vinculadas a las inversiones en Propiedad, Planta y Equipo, principalmente destinados al NRT a diferencia del 2T22.

Asimismo, el Flujo de Efectivo de Actividades de Financiamiento pasó de US\$ 918MM en 2T22 a US\$ -54MM en 2T23, debido a que en el 2T23 las amortizaciones de préstamos son superiores a los préstamos recibidos y las compras se están financiando directamente con los proveedores. A diferencia del 2T22 donde se recibió el préstamo de US\$ 750MM del Estado y S/ 500MM en Documentos Cancelatorios.

1.2.3. ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

El Activo Total al 2T23 ascendió a US\$ 9,726MM, 3% superior al del 2T22, y las principales variaciones se dan por un menor valor de inventario, una reducción de las Cuentas por Cobrar Comerciales debido a la cancelación del saldo deudor que mantenía la Dirección General de Hidrocarburos con PETROPERÚ por el Fondo de Estabilización de Precios de Combustible (S/ 568MM), el incremento de obras en curso de Propiedad, Planta y Equipo por el avance de obra de la NRT, y el incremento del crédito fiscal del IGV derivado del incremento de US\$ 179MM y del recupero de US\$ 45MM (equivalente a S/ 173MM), a través del mecanismo de saldo materia de beneficio, correspondiente a los periodos de noviembre 2022 a abril 2023.

En relación con el CAPEX, al 2T23 se registró una ejecución de US\$ 145MM, menor a lo ejecutado en el mismo periodo del 2022 (US\$ 284MM). En términos anuales, en los últimos 12 meses al cierre de junio 2023 se ha ejecutado un total de US\$ 443MM, 24% menor a lo ejecutados en el 2022 (US\$ 582MM). La NRT representa el 80% de la ejecución total al 2T23 (US\$ 145MM).

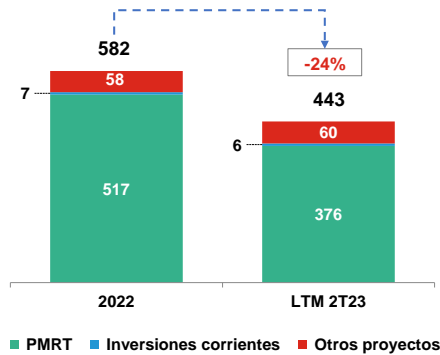
El Capital de Trabajo al 2T23 alcanzó los US\$ -1,328MM frente a US\$ -1,078MM al 3T22. El mayor negativo del Capital de Trabajo en relación al 2022 se debe, principalmente por los mayores consumos de materiales por la puesta en servicio de la NRT.

Resultados Trimestrales



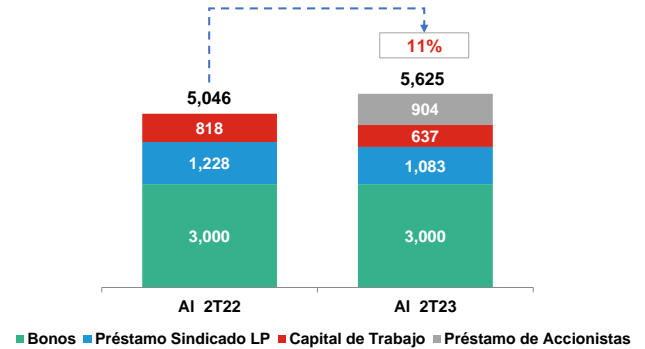
CAPEX

(En Millones de US\$)



Deuda Pendiente

(En Millones de US\$)



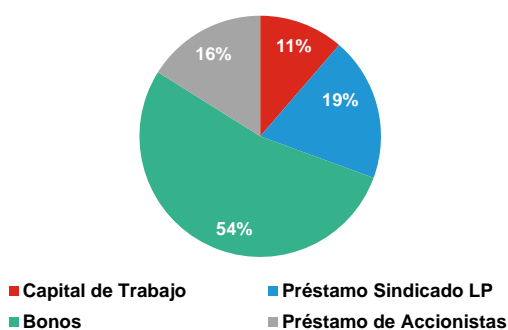
Al 2T23, la Deuda Total es de 99% dólares americanos y 1% en soles. La Duración Modificada del bono a 15 años es de 6.98 años y de 10.49 años para el bono a 30 años. Es importante mencionar que el contrato de los bonos emitidos no contempla la obligación de cumplir con los compromisos más allá de la entrega de información financiera. Estos bonos no tienen garantías específicas. Asimismo, se incluye el préstamo de accionistas por US\$ 740MM.

Durante el 1T23 se logró cerrar la contratación con la empresa auditora para llevar a cabo la auditoría de los Estados Financieros 2022, cuya labor ha iniciado la primera semana de abril 2023. Una vez establecida la fecha, se trabajó el consentimiento de los bonistas para postergar la presentación de los Estados Financieros hasta el 30.09.23 y en la solicitud de enmienda a los acreedores del crédito sindicado con garantía CESCE. Luego de conseguir la enmienda y el consentimiento de los bonistas, se continuó trabajando en la mejora de la liquidez de la Empresa, mediante una mayor transparencia y un plan de comunicación que muestre los logros de corto plazo que se vienen realizando con el fin de generar mayor confianza entre sus grupos de interés.

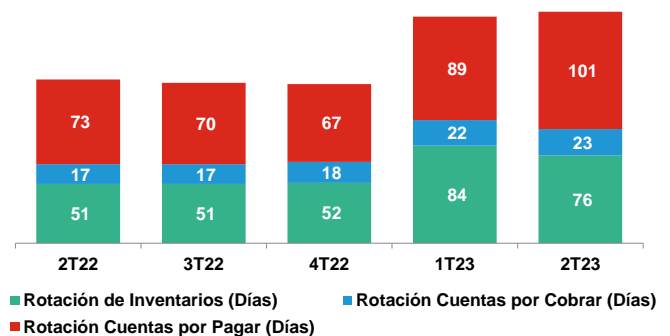
A la fecha, la Deuda Total se distribuye de la siguiente manera: 55% Bonos, 20% Préstamos Sindicado de Largo Plazo con garantía CESCE, 14% Préstamo del accionista y 11% de Capital de Trabajo. Al 30.06.23 se ha amortización US\$ 216.7MM del crédito sindicado con garantía CESCE.

Composición de la Deuda por Tipo

2T23



Ciclo de Conversión de Efectivo



	2T22	3T22	4T22	1T23	2T23
Ciclo de Conversión de Efectivo ¹	-5	-2	3	17	-3

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

El CCE al 2T23 alcanzó -3 días, dado que los días de pago a proveedores continúan extensos, se continúa apalancando con la deuda a proveedores directos. La rotación de cuentas por pagar se ha incrementado más que proporcional que la rotación de cuentas por cobrar lo cual explica en parte el CCE negativo.

Resultados Trimestrales



1.2.4. INDICADORES FINANCIEROS

Ratios

	2020	2021	2022	LTM 2T23	2T22	1T23	2T23	YoY	QoQ
EBITDA (LTM) / Gastos Financieros	5.8	12.5	-0.7	-2.8	2.9	-1.6	-2.8	-100%	-81%
Deuda Financiera / Activos	61%	58%	58%	60%	62%	60%	60%	-2pp	0pp
EBITDA (LTM) / Activos	1.8%	3.2%	-1.1%	-5.7%	3.0%	-3.2%	-5.7%	-9pp	-3pp
Deuda Financiera / EBITDA (LTM)	34x	18x	-54x	-11x	21x	-19x	-11x	-100%	44%
Ratio de Liquidez	0.5x	0.6x	0.9x	0.6x	0.6x	0.7x	0.6x	-14%	-23%

Nota: Los Gastos Financieros solo incluye 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 2T23 respecto al mismo periodo en el 2022, pasando de 2.9 a -2.8 debido principalmente 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; y 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.

Respecto al ratio Deuda Financiera/Activos, al 2T23 se mantuvo similar en relación con el 2T22, debido a que la deuda financiera, el cual incluye los préstamos otorgados por el Estado, y los activos se incrementaron en la misma proporción. 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 -11x, menos del 100% por debajo al 2T22, esto principalmente al EBITDA negativo (LTM) en más del 100% respecto al mismo periodo en el 2022

Finalmente, al cierre del 2T23 el Ratio de Liquidez se redujo levemente respecto al 2T22, debido al menor monto del activo por la caída de las cuentas por cobrar, en cambio el pasivo corriente no ha variado significativamente respecto al mismo periodo del 2022.

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 2T23 es la siguiente: 1) Refinación y comercialización, que representaron el 99.28%, 2) Arrendamiento y venta de ciertas unidades, que representaron el 0.62%, 3) el ONP representó el 0.01% y 4) Lote I representó 0.09%.

1.3.1. NUEVA REFINERÍA TALARA (NRT)

Es un megaproyecto de ingeniería, procura y construcción, que consiste en la construcción de una nueva refinería. PETROPERÚ viene realizando diversas estrategias de manera conjunta con la empresa supervisora y en coordinación con los contratistas del proyecto, logrando reiniciar las actividades en los trabajos asociados a la ruta crítica, con lo cual PETROPERÚ inició las pruebas de arranque gradual y progresivo de la Nueva Refinería Talara el 12.04.22. En ese sentido, al cierre de junio 2023, la NRT registró un avance integral de 98.91%.

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 junio 2023 de 99.84%.

Los principales avances por cada componente del servicio fueron:

Ingeniería de Detalle: Concluida y certificada.

Procura: Se cuenta con un avance del 100.00%.

Construcción: Se cuenta con un avance del 99.81%.

Comisionado: Registra un avance de 97.30%.

Unidades auxiliares y trabajos complementarios

Las actividades correspondientes al Contrato EPC con el Consorcio COBRA-SCL UA & TC tiene un avance a junio 2023 de 96.87%.

Ingeniería: Registra un avance de 99.72%.

Procura: Registra un avance de 96.26%.

Resultados Trimestrales



Construcción: Registra un avance de 99.67%.

Comisionado: Registra un avance de 83.20%.

Como parte del proceso de arranque gradual y progresivo, en febrero 2023 la NRT obtuvo las primeras muestras de gasolinas y diésel de bajo contenido de azufre, para su inmediata comercialización, a través de sus plantas de ventas y terminales a nivel nacional.

Se continúa con la puesta en marcha y pruebas de garantía de las unidades de conversión (FCC) y conversión profunda (FCK), esperando culminar con este proceso de arranque seguro en el 3T23.

Financiamiento

El financiamiento de la NRT está compuesto, 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. A la fecha, se continúan evaluando diferentes alternativas de financiamiento para el cierre financiero de la NRT.

Contratación de mano de obra local

Al cierre al 2T23 la mano de obra fue mayor a 1,200 puestos de trabajo, incluyendo personal de ambos Contratistas (TR y Consorcio Cobra SCL). La mano de obra local no calificada tuvo una participación de 97.2%, superando el mínimo establecido por el EIA (70%).

1.3.2. OLEODUCTO NORPERUANO

Los volúmenes bombeados a junio 2023 son los siguientes:

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

Durante el período enero - junio 2023, se registró menor volumen transportado respecto al mismo periodo del 2022. El 02.01.23 se registró la contingencia por hecho de terceros en las progresivas Km 43+106 y Km 43+499. Inmediatamente se activó el Plan de Contingencia, se ejecutó la reparación definitiva al 100%. Del 31.03.23 al 04.04.23 se llevó a cabo la operación de presurización y llenado de línea del Tramo I, posteriormente, se ejecutó la operación de transporte de crudo a través del Tramo I del ONP del 05.04.23 al 29.04.23. En abril, se bombeó el total del volumen programado de la Estación 1 a Estación 5. Continúa de parada debido a las contingencias ocurridas.

Adicionalmente, el Tramo II se encuentra parado principalmente por bajos inventarios de crudo en Estación 5 y contingencia en el Km 404+650 (22.10.22); así como, el evento registrado en el Km 390+210 (19.01.23).

El 02.02.23 se registró la contingencia por hecho de terceros en la progresiva Km 399+865. Inmediatamente se activó el Plan de Contingencia. se ejecutó la reparación definitiva al 100%. En la Estación 5 se ha recibido crudo bombeado a través del Tramo I durante el mes de abril 2023 aumentando sus inventarios para próxima programación de bombeo del Tramo II. En el mes de abril 2023 no se programó reinicio de bombeo del Tramo II.

Por otro lado, en mayo se registraron los siguientes eventos en este tramo: Km 400+811 (10.05.23), Km 358+835 (15.05.23) y Km 392+487 (30.05.23), todos por hecho de terceros, de inmediato se procedió a la activación del Plan de Contingencia. En estas progresivas se ejecutó la reparación definitiva al 100%.

El Oleoducto Ramal Norte (ORN) continúa sin bombear desde el 21.02.20.

El estado de las contingencias ocurridas en el 2023:

FECHA	UBICACIÓN	ESTADO
30.05.23	Km 392+483 - Tramo II	- Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - "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.

Resultados Trimestrales



		- En revisión del Plan de Primera Respuesta (PPR) para subirlo a plataforma Plus D de OEFA.
15.05.23	Km 358+835 - Tramo II	- 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	- 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	- Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - Verificación de las barreras de los puntos de control 0, 1, 2, 3 y 4. - Se realiza guardiana 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	- Reparación Definitiva: Ejecutada (100%) - 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 guardiana diurna y en los almacenes de residuos peligrosos.
02.01.23	Km 43+106 / Km 43+499 - Tramo I	- 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: > 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

Dados los continuos ataques que ha sufrido el ONP, el Gobierno, a través del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), considera pertinente llevar a cabo estrategias y propuestas de solución transversales con enfoque multisectorial; tales como, intervenciones públicas que mejoren las relaciones interpersonales de la población de las comunidades aledañas con las operaciones de las actividades de hidrocarburos (corredor petrolero) a fin de evitar situaciones (invasiones, cortes, atentados, sabotajes, tomas u otros) que afecten la operatividad de las mismas.

Resultados Trimestrales



Por tal motivo, se ha formado un grupo de trabajo para realizar acciones que permitan fortalecer la Seguridad e Integridad del ONP. El grupo de trabajo está formado por: Ministerio de Energía y Minas, PETROPERÚ, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) y Dirección General de Capitanías y Guardacostas (DICAPI), Ministerio de Defensa, MEF, PCM, entre otros.

1.3.3. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Lote 64

Mediante Decreto Supremo N° 024-2021-EM fue aprobada la cesión de la participación de GeoPark en el Lote a favor de PETROPERÚ. De esa manera, desde setiembre 2021 PETROPERÚ asume el 100% de los derechos y obligaciones para la exploración y explotación de hidrocarburos.

Actualmente, se está elaborando el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de Desarrollo con la Consultora ERM. Adicionalmente, se encuentran en revisión los Términos de Referencia y Plan de Participación Ciudadana del EIA de Desarrollo a ser presentados a la autoridad.

Subsiste la problemática respecto a la indefinición respecto a si se requiere o no Consulta Previa. Al respecto, se ha sostenido reunión con SERFOR, estando pendiente reunión con MINCUL.

Lote 192

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. 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

Mediante Decreto Supremo N° 030-2021-EM, publicado el 25.12.21, se aprobó el Contrato de Licencia Temporal para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote I. PETROPERÚ asumió la operación y producción de hidrocarburos en el Lote I desde el 27.12.21.

PETROPERÚ opera el Lote I con 11 contratos de servicios especializados y algunos servicios complementarios son brindados por Refinería Talara con la finalidad de capitalizar sinergias.

Al cierre del mes de junio 2023, PETROPERÚ logró alcanzar niveles de producción del orden de los 487 barriles de petróleo por día y 3.3MM de pies cúbicos diarios de gas natural, asegurando la continuidad operativa del Lote I.

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, se ha logrado la aprobación de las Autorizaciones de Colecta por parte de SERFOR y PRODUCE en el marco de la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA). Asimismo, a la fecha se encuentra en proceso de elaboración el Plan de Abandono por Término del Contrato de Licencia Temporal del Lote I.

En relación con el ONP, en materia de atención de emergencias, se informa que, en el último trimestre se han reportado un total de tres (03) emergencias ambientales, adicionales a las tres (03) emergencias reportadas en el primer trimestre 2023 y las dieciséis (16) emergencias ambientales reportadas en el 2022, en el recorrido de la tubería del ONP, según el siguiente detalle:

N°	FECHA	PROGRESIVA	TRAMO	ORIGEN	ESTADO
1	21.01.22	Km 59+131	Tramo I	Hecho por terceros	Ejecución de acciones de limpieza principal
2	27.02.22	Km 609+510	Tramo II	Hecho por terceros	Concluido, en verificación por parte de Autoridad Competente

Resultados Trimestrales



N°	FECHA	PROGRESIVA	TRAMO	ORIGEN	ESTADO
3	22.03.22	Km 24+320	Tramo I	Hecho por terceros	Ejecución de acciones de limpieza principal
4	31.03.22	Km 20+189	Tramo I	Hecho por terceros	Concluido, en verificación por parte de Autoridad Competente
5	03.05.22	Km 184+528	Tramo I	Hecho por terceros	Concluido, en verificación por parte de Autoridad Competente
6	23.06.22	Km 24+259	Tramo I	Hecho por terceros	Ejecución de acciones de limpieza principal
7	01.07.22	Km 67+ 240	Tramo I	Hecho por terceros	Etapas de Aseguramiento
8	07.07.22	Km 55+396	Tramo I	Hecho por terceros	Ejecución de acciones de limpieza principal
9	29.07.22	Km 235	Tramo I	Hecho por terceros	Etapas de Aseguramiento
10	04.09.22	Km 104+190	Tramo I	Hecho por terceros	Etapas de Aseguramiento
11	10.09.22	Km 177+670	Ramal Norte	En investigación	Primera Respuesta en Ejecución
12	16.09.22	Km 42+092	Tramo I	Hecho por terceros	Etapas de Aseguramiento
13	18.10.22	Km 285+300	Tramo I	Sitio impactado	Primera Respuesta en ejecución
14	22.10.22	Km 404+650	Tramo II	Hecho por terceros	Concluido, en espera de visita de Autoridad Competente
15	22.10.22	Km 15+476	Tramo I	Hecho por terceros	Etapas de Aseguramiento
16	26.12.22	Km 51+798	Tramo I	Hecho por terceros	Primera respuesta en Ejecución
17	02.01.23	Km 43+106 y Km 43+499	Tramo I	Hecho por terceros	Etapas de Aseguramiento
18	18.01.23	Km 390+184	Tramo II	Hecho por terceros	Etapas de Aseguramiento
19	02.02.23	Km 399+860	Tramo II	Hecho por terceros	Etapas de Aseguramiento
20	10.05.23	Km 400+818	Tramo II	Hecho por terceros	Primera Respuesta en ejecución
21	15.05.23	Km 358+835	Tramo II	Hecho por terceros	Primera Respuesta en ejecución
22	30.05.23	Km 392+483	Tramo II	Hecho por terceros	Primera Respuesta en ejecución

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.

Finalmente, PETROPERÚ informó a la fecha, sobre la culminación de los trabajos en el km 609+510, Km 20+189 y Km 184+528. Asimismo, en el Km 404+650, se encuentran en la etapa 2, a la espera de la vista de OEFA para la toma de muestras.

2.2. GESTIÓN SOCIAL

Durante el 2T23, 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, durante el mes de mayo se realizó la entrega de 9320 paquetes educativos en beneficio de alumnos de 27 Instituciones Educativas del nivel primaria en Iquitos (2370), Conchán (2800), Plantas Oriente (130), Plantas y Terminales Centro y Sur (4020). Adicionalmente, con el fin de contribuir con el hábito de la lectura en los escolares, se entregó en el mes de junio, 600 libros del sello editorial Copé a Instituciones Educativas rurales y urbanas de la zona de influencia de Refinería Iquitos, con lo cual se beneficia a más de cinco mil estudiantes de primaria y secundaria.

Con respecto a la salud, en mayo culminó el Programa Corporativo de Intervención para el Acompañamiento a Madres Gestantes y Familias con Niños hasta los 12 meses de edad a través del Fortalecimiento de las Estrategias Comunitarias de Salud, beneficiando a 1,147 familias (347 familias en la zona de influencia de Refinería Conchán y 800 familias en Talara) y logrando promover buenas prácticas de cuidado y nutrición. Este programa tuvo el apoyo técnico de la Fundación Baltazar y Nicolás, organización sin fines de lucro que busca promover el vínculo entre la madre o el padre con su hijo.

PETROPERÚ apuesta por los micro emprendedores a través del Programa Haz Crecer tu Negocio, mediante el cual, en el mes de junio, más de 30 emprendedores de la zona de influencia de Refinería Conchán, fueron capacitados en materia financiera, logística y de negociación. Este programa, busca repotenciar sus negocios a través de un acompañamiento permanente que les permita llevar

Resultados Trimestrales



sus emprendimientos a un siguiente nivel, en beneficio propio y de su entorno inmediato. Adicionalmente recibirán asistencia técnica personalizada.

En junio se dio inicio al Programa de Formación Musical que busca fomentar las capacidades artísticas entre alumnos de secundaria de cinco instituciones educativas de Villa El Salvador, pertenecientes al área de influencia de Refinería Conchán. El programa incluye clases presenciales para aprender diversos instrumentos musicales, como violín, contrabajo, cello, entre otros.

Durante en segundo trimestre, en Talara se desarrolló el concurso ambiental "Mi Cole Recicla", realizado en coordinación con la Municipalidad Provincial de Talara. Esta iniciativa busca una mayor sensibilización ambiental en la población estudiantil y la mejora del manejo y disposición final de los residuos sólidos aprovechables, a fin de tomar acción ante la problemática que aqueja a esa ciudad. La Empresa entregó más de 60 computadoras portátiles de última generación a los 09 colegios que tuvieron destacada participación, evaluándose la creatividad e innovación de las propuestas de estaciones de reciclaje, así como el acopio de residuos sólidos aprovechables.

2.3. BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

El 05.04.23 presentó su renuncia al Directorio el Sr. Edmundo Raúl Antonio Lizarzaburu Bolaños, mientras que el 24.04.23 presentaron su renuncia los Srs. Carlos Edgar Vives Suárez y Víctor Murillo Huamán. Asimismo, la Junta General de Accionistas incorporó al Directorio a la Sra. Brigitt Bruna Bencich Aguilar, a partir del 24.04.23, a los Sres. Pedro Augusto Méndez Milla y Artemio Reátegui Soria, a partir del 26.04.23 y se designó como Presidente del Directorio al Sr. Pedro Oswaldo Chira Fernández a partir del 26.04.23. Además, se formalizó la elección del señor Antonio Leonardo Manosalva Alarcón como representante de los trabajadores en el Directorio a partir del 12.05.23.

Considerando los cambios en el Directorio, mediante AD N° 068-2023-PP del 08.06.23, se aprobó la designación de los miembros en los comités de Buenas Prácticas de Gobierno Corporativo, Administración, Auditoría y Control, e Innovación y Desarrollo de Negocios.

En sesión del 08.06.23 el Directorio aprobó el Informe Bienal de Buen Gobierno Corporativo 2021 – 2022 el cual expone las fortalezas y limitaciones del gobierno corporativo de PETROPERÚ en ambos periodos.

3. ACCIONES COPORATIVAS

En enero 2023, se inició el servicio de consultoría especializada internacional "Plan de Reestructuración de PETROPERÚ", en cumplimiento al Decreto de Urgencia N° 023-2022 de octubre de 2022 llevado a cabo por el Consorcio Arthur D. Little – Columbus HB Latam (en adelante "el Consorcio"). Al cierre de junio 2023 el Consorcio ha venido trabajando de la mano de las gerencias de PETROPERÚ y es así que el 08.04.23 se le otorgó la conformidad al Primer Informe: Diagnóstico y Propuesta Integral correspondiente al Entregable de la Fase N° 1 del Plan de Reestructuración. El 03.05.23 el Consorcio presentó la versión final del Primer Informe: Diagnóstico y Propuesta Integral, ajustado a los comentarios del Directorio. El 02.05.23 el Consorcio presentó la propuesta preliminar del Segundo Informe: Reforzar la Gobernanza I - Propuesta de Modificación de Documentos Societarios; el 10.06.23 y 28.06.23 el Consorcio presentó las versiones actualizadas del Segundo Informe – Gobernanza I. El 29.05.23 el Consorcio presentó las propuestas preliminares del Segundo Informe: Reforzar la Gobernanza II, Tercer Informe: Sostenibilidad Financiera, Cuarto Informe: Sostenibilidad de las Operaciones y Quinto Informe: Plan de Implementación de Resultados; del 13 al 15 de junio y del 28 de junio al 03 de julio la Consultora presentó las versiones actualizadas y continúa procesando la resolución de las observaciones adicionales presentadas.

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 iniciar la CSA 2023 para la segunda mitad del 2023.

Reporte TCFD: es el Grupo de Trabajo sobre Divulgaciones Financieras Relacionadas con el Clima. S&P Global ha elaborado la estimación de los riesgos políticos y de mercado. Se estima concluir con el cálculo de los riesgos físicos a mediados del tercer trimestre de 2023.

Estrategia y Plan de Sostenibilidad con foco en ESG: apoyo especializado en temas ESG para elaborar la estrategia ESG y el plan de sostenibilidad. Durante la primera mitad del año S&P Global ha realizado dos Workshops en el que se han presentado iniciativas enfocadas a reducir las emisiones de CO₂, los cuales tendrían impacto positivo en el corto plazo (Quick Wins). Se estima concluir con el servicio en el tercer trimestre de 2023.

Resultados Trimestrales



4. RESUMEN FINANCIERO

4.1. ESTADO DE RESULTADOS

En Millones de US\$	2020	2021	2022	LTM 2T23	2T22	1T23	2T23	YoY ⁽¹⁾	QoQ ⁽²⁾
Ventas Nacionales	2,818	3,801	4,906	3,864	1,405	808	813	-42%	1%
Ventas al Exterior	228	356	628	537	189	89	122	-36%	37%
Otros Ingresos Operacionales	76	62	56	60	13	15	15	12%	4%
Total Ingresos	3,122	4,218	5,591	4,461	1,607	911	949	-41%	4%
Costo de Ventas	-2,862	-3,764	-5,540	-4,930	-1,438	-1,002	-1,082	-25%	8%
Costo de Ventas (% de Ingresos)	92%	89%	99%	111%	-89%	-110%	-114%	25pp	4pp
Ganancia Bruta	259	454	50	-469	169	-91	-133	-100%	47%
Margen Bruto (%)	8%	11%	1%	-11%	11%	-10%	-14%	-25pp	-4pp
Gastos Operativos	-259	-194	-264	-241	-65	-45	-58	-10%	29%
Gastos Operativos (% de Ingresos)	8%	5%	5%	5%	4%	5%	6%	2pp	1pp
Resultado Operativo	0.2	260	-214	-709	104	-136	-191	-100%	-41%
Margen Operativo (%)	0.01%	6%	-4%	-16%	6%	-15%	-20%	-27pp	-5pp
Resultado Neto	-67	68	-280	-775	8	-158	-222	-100%	-41%
Margen Neto (%)	-2%	2%	-5%	-17%	0.5%	-17%	-23%	-24pp	-6pp
EBITDA Ajustado	131	281	-106	-558	122	-104	-121	-100%	-17%
Margen de EBITDA Ajustado (%)	4%	7%	-2%	-13%	8%	-11%	-13%	-20pp	-1pp
EBITDA Ajustado (LTM)	131	281	-106	-558	286	-316	-558	-100%	-77%

(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 2T23	2T22	1T23	2T23	YoY	QoQ
Saldo Inicial	376	85	240	32	89	89	111	25%	26%
Flujo de Caja Operativo	455	363	-1,261	-210	-823	27	209	+100%	-100%
Flujo de Actividades de Inversión	-962	-825	-656	-564	-150	-109	-129	14%	-18%
Flujo de Caja de Actividades de Financiamiento	224	629	1,774	886	918	102	-54	-100%	-100%
Variación Tipo de cambio	-8	-12	-8	-3	-2	3	3	+100%	31%
Saldo Final	85	240	89	141	32	111	141	+100%	27%

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 2T23	2T22	1T23	2T23	YoY	QoQ
Activo Corriente	951	1,459	2,107	1,667	1,982	1,859	1,667	-16%	-10%
Activo No Corriente	6,308	7,227	7,848	8,059	7,500	7,983	8,059	7%	1%
Total Activos	7,260	8,686	9,955	9,726	9,482	9,842	9,726	3%	-1%
Deuda Financiera a Corto Plazo	1,197	825	1,002	1,629	1,804	1,400	1,629	-10%	16%
Deuda Financiera a Largo Plazo	3,218	4,241	4,762	4,237	4,083	4,536	4,237	4%	-7%
Total Deuda Financiera	4,414	5,065	5,765	5,866	5,888	5,936	5,866	0%	-1%
Otros Pasivos	1,004	1,711	2,298	1,885	1,572	1,946	1,885	20%	-3%
Total Pasivo	5,419	6,777	7,312	7,453	7,459	7,357	7,453	-0.1%	1%
Patrimonio	1,841	1,909	2,643	2,273	2,023	2,485	2,273	12%	-9%
Total Pasivo + Patrimonio	7,260	8,686	9,955	9,726	9,482	9,842	9,726	3%	-1%
Pasivo Corriente	2,083	2,301	2,261	2,995	3,060	2,562	2,995	-2%	17%
Capital de Trabajo	-1,132	-843	-154	-1,328	-1,078	-703	-1,328	-23%	-89%
Deuda / EBITDA (LTM)	34x	18x	-54x	-11x	21x	-19x	-11x	-100%	44%

Earnings Release



PETROPERÚ¹ Announces Second Quarter 2023 Earnings Results - 2Q23

Lima, Peru, August 01, 2023: Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (OTC: PETRPE) announced financial and operating results for the second quarter ("2Q23") period ended June 30, 2023. For a more comprehensive financial analysis please refer to the Intermediate Financial Statements 2Q23² available on the *Superintendencia Mercado de Valores del Perú website - SMV* (www.smv.gob.pe).

Disclaimer and Applicable References: The information contained in this presentation is general background information about Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. ("PETROPERÚ" or the "Company") and is not intended to constitute legal, tax or accounting advice or opinions. This presentation was prepared by PETROPERÚ for the purpose of providing certain financial and other relevant information of the Company. PETROPERÚ disclaims any responsibility for any errors or omissions in such information, including the financial calculations, projections and forecasts set forth herein. This presentation contains projections, forecasts, assumptions, estimates or other statements that are forward-looking. These forward-looking statements are found in various places throughout this presentation and include, without limitation, statements concerning our future business development and economic performance, statements regarding the timing and cost of completing the Talara Refinery Modernization Project, PETROPERÚ's expected future financings and expectations regarding capacity and utilization, among others. Although PETROPERÚ believes that these statements are based upon reasonable current assumptions and expectations, no assurance can be given that the future results referred to by the forward-looking statements will be achieved. We caution you that any such projections or forward-looking statements are and will be, as the case may be, subject to many risks, uncertainties and other factors that may cause actual results to be materially different from any future results expressed or implied in such projections or forward-looking statements. The Company expressly disclaims any duty to update any of the forward-looking statements, or any other information, contained herein. Actual results could differ materially from the expectations expressed by the projections and forward-looking statements contained herein. The information contained in this presentation refers to PETROPERÚ and all its information, unless otherwise indicated. Certain data in this presentation was obtained from various external data sources, and neither PETROPERÚ nor any of its affiliates has verified such data with independent sources. This presentation contains non-IFRS financial measures used by PETROPERÚ's management when evaluating results of operations. PETROPERÚ's management believes these measures also provide users of the financial statements with useful comparisons of current results of operations with past and future periods. Non-IFRS financial measures should not be construed as being more important than comparable IFRS measures.

HIGHLIGHTS

- **Total Revenue** for 2Q23 decreased by 41% (US\$-658 million) compared to 2Q22.
- **Gross Profit** went from US\$169 million in 2Q22 to US\$-133 million in 2Q23 (reduction of more than 100% YoY³).
- **Operating Profit** decreased more than 100% YoY, from US\$104 million in 2Q22 to US\$-191 million in 2Q23.
- **Net Profit** in 2Q23 was US\$-222 million compared to US\$8 million in 2Q22 (more than 100% of reduction YoY).
- **Adjusted EBITDA⁴** decreased from US\$122 million in 2Q22 to US\$-121 million in 2Q23.
- Final **Cash Balance** reached US\$122 million at 2Q23 vs. US\$32 million at 2Q22.
- The **Cash Conversion Cycle (CCC)** as of 2Q23 reached -3 days. Accounts payable turnover has been extended to 101 days.
- **NTR⁵ progress** as of June 2023 was 98.91%. Regarding the Process Units, there is a progress of 99.84%, and a progress of 96.87 regarding the Auxiliary Units.
- In 2Q23, **Net Refining Margin⁶** reached US\$8.6/BI vs. US\$12.8/BI in 2Q22.
- **Total Sales Volume** reached 98 KBPD⁷ in 2Q23, lower in 18% than 2Q22 (118 KBPD).
- In reference to the **Norperuano Oil Pipeline (ONP)**, there have occurred six contingencies from January to June 2023.
- Regarding **hydrocarbon exploration and production activities**, in Block 64, the Environmental Impact Study (EIA) is currently being prepared. Regarding Block 192, since February 28, 2023, PETROPERÚ is the sole operator of Block 192. At the end of June 2023, PETROPERÚ managed to reach production levels of the order of 487 barrels of oil per day and 3.3 million cubic feet per day of natural gas in Block I.

It should be noted that the economic and financial results of PETROPERÚ will improve substantially with the commissioning of the conversion units (Catalytic Cracking Unit and Flexicoking Unit), which will allow converting products of low commercial value (fuel oil) into products of

¹ Petróleos del Perú-PETROPERÚ S.A. (hereinafter "PETROPERÚ" or "the Company").

² Intermediate Financial Statements for the Second Quarter 2023. Unless otherwise noted, all financial figures are presented in US\$, and references "Dollars" or "US\$". Quarterly Financial Statements have been prepared in accordance with International Financial Reporting Standards (IFRS), as issued by the IASB (International Accounting Standards Board).

³ YoY: Year over Year, annual comparison.

⁴ EBITDA is defined as Net Income plus Income Tax plus Workers' Profit Sharing minus Finance Income plus Finance Cost plus Amortization & Depreciation. Adjusted EBITDA is defined as EBITDA minus net other income & expenses, and net exchange differences.

⁵ New Talara Refinery: which consists of the construction of a new refinery with the highest technological standards and competitiveness in the region. The new refinery will completely modify the current production structure of the Talara Refinery, through the incorporation of new refining processes, auxiliary services, and related facilities.

⁶ Net Refining Margin = $\sum \text{Product Sales Revenue} - \sum \text{Expenditures for Raw Material and Supplies Purchases} - \text{Operative Cost}$

⁷ KBPD: Thousands of Barrels Per Day

Earnings Release



higher value in the market (LPG, Gasoline and Diesel), capturing a greater margin that will cover the incremental expenses of the operation of the New Talara Refinery (NTR).

1. ANALYSIS

1.1. MACROECONOMIC ENVIRONMENT

Global economic activity has grown stronger, driven mainly by the services sector. This is explained by key factors: i) the increase in private consumption, ii) reduction of restrictions in developed economies, iii) favorable conditions in the global supply chain and, iv) recovery of China after its reopening. Considering this, the World Bank revised the growth figures of the world economy, going from 2.4% to 2.5%. However, for 2024 the revision caused a slight setback, in line with expectations of a slowdown at the end of 2023, as a result, among other factors, of the adjustment of monetary policy and its lagged impact on demand.

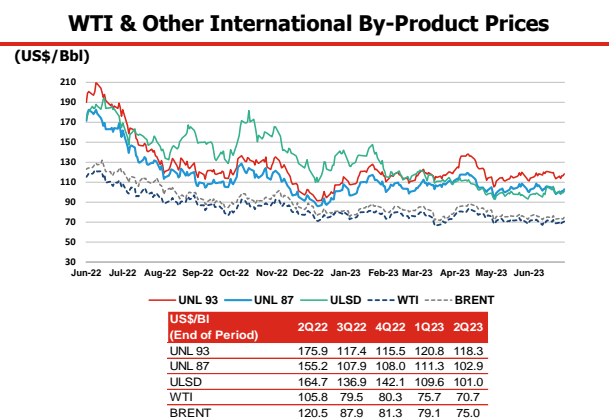
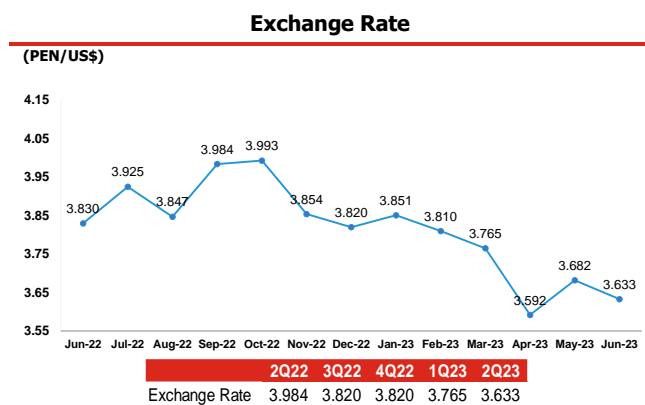
Regarding the economies of Latin America, economic activity has lost some dynamism, associated with the fall in commodity prices, explained by the lower growth of manufacturing globally and lower capital inflows affected by global financial conditions, related to the adjustment of monetary policy, the impact of inflation and the bankruptcy effect of Silicon Valley Bank. among others.

Regarding inflation, at the global level it continued its downward trend, although in most cases it remains above the target range.

In the case of Peru, economic activity has contracted, mainly attributed to the blockade of roads and paralysis of activities, as a result of the social conflict, as well as to the rains that occurred. As a result, the economic projection suffered a downward revision from 2.6% to 2.2% by 2023.

Regarding year-on-year inflation, from May to June 2023 it registered a reduction from 7.89% to 6.46%. The items that contributed most to the variation in inflation in the last twelve months to May were meals away from home, local transportation, chicken meat, eggs and personal care products.

Regarding the exchange rate, at the end of June it stood at S/3,633 per dollar, lower than the closing of the previous month S/3,682 per dollar, which shows an appreciation of our currency, associated with the different operations carried out by the BCRP (spot sale operations, placement of CDRs, swaps, among others).



Notes: The UNL87 USGC Regular Gasoline equals a 92-octane gasoline, and the Premium Gasoline UNL 93 USGC is equivalent to a 98-octane gasoline.

In relation to oil prices, so far this year the average markers for Brent and WTI in 2Q23 were around US\$75 and US\$71/Bl, respectively. At the end of 2Q23, the accumulated average price of crude oil remains around US\$80/Bl in the case of Brent and US\$75/Bl in the case of WTI. This downward trend in the last quarter was mainly due to: i) an increase in the supply of crude oil and products by the United States; (ii) continued concerns about the recession and weakening global demand for oil and petroleum products; (iii) the bleak outlook for economic growth in the United States, Europe and Asia; and (iv) uncertainty over rising interest rates in the United States and Europe.

Earnings Release



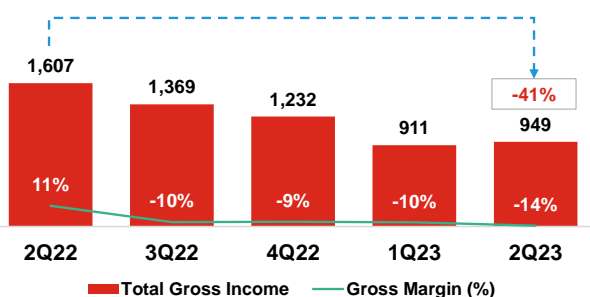
Peru has a Petroleum Fuels Price Stabilization Fund (FEPC) whose purpose is to prevent the high volatility of international oil prices from being passed on to local consumer prices, taking into account that a large part of the crude oil and products consumed locally are currently imported. The FEPC consists of a price band with an upper and a lower price limit, established by OSINERGMIN in such a way that the prices charged internally are within that band, so that, when the international price rises above the upper limit, consumers pay the equivalent of the upper limit, and the State uses the resources of the fund to pay the difference. However, if the international price falls below the lower limit, the consumer will pay the price of that limit and the difference would be paid to the fund by the companies trading petroleum products that are registered in the fund. Currently the products affected by the FEPC are the liquefied petroleum gas intended for bulk (LPG-G), the Fuel Oil 6 and BX diesel for vehicular use.

1.2. FINANCIAL RESULTS

1.2.1. INCOME STATEMENT

Quarterly Revenue & Gross Margin

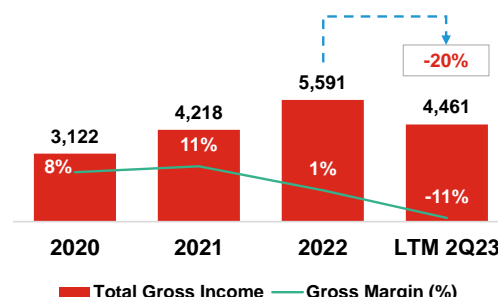
(In millions of US\$)



	2Q22	3Q22	4Q22	1Q23	2Q23
Total Sales (US\$ million)	1,593	1,357	1,213	897	934
Volume (MMbbl)	10.8	9.9	10.1	7.8	8.9

Annual Revenue & Gross Margin

(In millions of US\$)



	2020	2021	2022	LTM 2Q23
Total Sales (US\$ million)	3,045	4,156	5,534	4,401
Volume (MMbbl)	44.9	45.5	42.6	36.7

Note: For the calculation of the Unit Prices in US\$, Total Sales do not include Other Income.

Total Revenue reached US\$949 million in 2Q23, a reduction of 41% YoY, mainly as a result of lower sales in the domestic market (75 vs 103 MBDC in 2Q22), mainly due to the interruption of roads in the jungle area, flooding in several areas of the country, lower LPG sales in Talara due to prioritization of NTR consumption, in addition to aggressive competition, which offers greater commercial discounts, and the fall in international prices compared to 2Q22.

Local sales decreased by 42%, from US\$1,405 million in 2Q22 to US\$813 million in 2Q23. Also, the exports decreased 36% YoY, from US\$189 million to US\$122 million, due to the higher exports of fuel oil originated during the start-up process of the NTR (3,596 MB vs. 362 MB at Jun.22), at lower prices compared to the acquisition of the raw material (crude oil). Total Sales (excluding Other Income) decreased by -41% compared to 2Q22.

Cost of Sales as a proportion of Total Gross Income was greater than 100% in 2Q23 vs. 89% in 2Q22, resulting in negative Gross Margin in 2Q23. Gross Margin went from 11% in 2Q22 to -14% in 2Q23, this is mainly due to the lower volume of sales in the domestic market for the aforementioned reasons and the higher cost of sales, derived from the non-optimized operation of the NTR as it is in a progressive start-up period, related to operating expenses and Maintenance of Auxiliary Units, as well as the registration of the depreciation of assets of the NTR that have been capitalized since the end of 2022; so operating expenses increased. Cost of Sales decreased by -25% compared to 2Q22 while Total Income decreased -41%.

Earnings Release



Analysis of the Product Portfolio:

SALES (In Millions of US\$)				
SALES	2Q22	2Q23	YoY	Weight on Total Sales
LOCAL SALES				
LPG ^{(1) (2)}	33	18	-45%	1.9%
Gasolines/Gasohols ⁽¹⁾	347	248	-29%	26.5%
Turbo A-1	25	24	-3%	2.6%
Diesel B5 ^{(1) (2)}	732	489	-33%	52.3%
Industrial Oil ^{(1) (2)}	33	12	-64%	1.3%
Bunkers (Marine Residual - IFO + Marine Diesel N°2) ⁽¹⁾	2	1	-34%	0.1%
Asphalt Liquid / Asphalt Solid ⁽¹⁾	28	15	-46%	1.6%
Others ^{(1) (3)}	206	6	-97%	0.7%
Total Local Sales	1,405	813	-42%	87.0%
EXPORTS				
Virgin Naphtha	0	0	-	0.0%
N°6 Fuel Oil, Reduced Crude, Industrial Oil 500	15	120	726%	12.9%
Diesel 2	36	0	-100%	0.0%
Others ⁽⁴⁾	139	1	-99%	0.1%
Total Exports	189	122	-36%	13.0%
Total Local Sales & Exports	1,593	934	-41%	
Other Operational Income ⁽⁵⁾	13	15	12%	
TOTAL REVENUE	1,607	949	-41%	

⁽¹⁾ Discount Included

⁽²⁾ FEPC Included

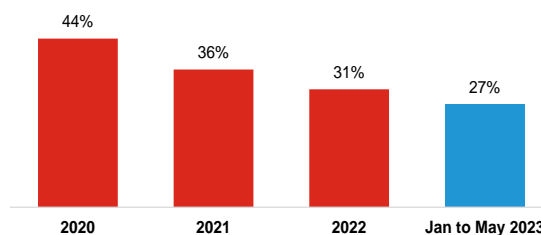
⁽³⁾ Cutting material, Solvents, Gasoline Aviation and Naphthenic Acid.

⁽⁴⁾ Turbo A-1, Gasolines, Asphalts, IFO's, Naphthenic Acid and crude oil.

⁽⁵⁾ Includes terminal operation fees, oil transportation by oil pipeline, lease Savia Perú S.A. among others.

During 2Q23, PETROPERÚ had Sales Revenue of US\$949 million, 41% lower than in 2Q22, with 98% of sales concentrated in the domestic market, derived from the aforementioned social reasons, as well as the fall in the price of fuels.

PETROPERÚ Market Share Evolution



At the end of May 2023, the domestic liquid fuel market share was estimated at 27%. Diesel and Gasolines are the best-selling fuels in PETROPERÚ. The share of diesel sales in the local market is approximately 33% and gasoline is approximately 44%.

The lower sales in the domestic market are mainly due to the social mobilizations at the beginning of the year that affected sales in the south, as well as in the jungle area due to road interruption, floods in several areas of the country, lower LPG sales in Talara due to prioritization of NTR consumption, in addition to aggressive competition, which offers greater commercial discounts and the postponement of the start of the NTR.

With the commissioning of the NTR complex, it is estimated to improve the competitiveness of products, allowing it to offer a more competitive commercial bid in the national market and recover greater participation in the fuel market.

Earnings Release



Revenue Breakdown

(In millions of US\$)		LTM 2Q23	% Participation	
LOCAL REVENUE			4 Products	78%
LPG ^{(1) (2)}		82	Diesel B5 ^{(1) (2)}	53%
Gasolines/Gasohols ⁽¹⁾		836	Gasolines/Gasohols ⁽¹⁾	20%
Turbo A-1		101	LPG ^{(1) (2)}	2%
Diesel B5 ^{(1) (2)}		2,235	Turbo A-1	2%
Industrial Oil ^{(1) (2)}		60		
Bunkers (Marine Residual - IFO + Marine Diesel N°2) ⁽¹⁾		3	2 Products	73%
Asphalt Liquid / Asphalt Solid ⁽¹⁾		81	Diesel B5 ^{(1) (2)}	53%
Others ^{(1) (3)}		264	Gasolines/Gasohols ⁽¹⁾	20%
Total Local Revenue		3,662	Local Revenue	87%
EXPORTS			Exports	13%
Virgin Naphtha		26		
N°6 Fuel Oil, Reduced Crude, Industrial Oil 500		275		
Diesel 2		27		
Others ⁽⁴⁾		209		
Total Exports		537		
TOTAL REVENUE		4,199		

⁽¹⁾ Discount Included

⁽²⁾ FEPC Included

⁽³⁾ Cutting material, Solvents, Gasoline Aviation and Naphthenic Acid.

⁽⁴⁾ Turbo A-1, Gasolines, Asphalts, IFO's and Naphthenic Acid.

PETROPERÚ maintains a network of approximately 734 affiliated service stations as of June 2023, which are distributed across the 24 regions of the country. Additionally, it can be verified that the most representative products of the Company and that have been contributing the highest income during the last 12 months to 2Q23 are Diesel B5 (Includes Diesel B5 S-50) and gasoline/gasohols with a participation with respect to total revenues of 53% and 20% respectively.

LOCAL MARKET

Sales volume has decreased by approximately 27% compared to the same period of 2022, 2Q23 Revenues from domestic sales reached US\$813 million, a reduction of 42% YoY equivalent to US\$592 million, mainly due to the effect of the reduction of sales volume compared to the same period in 2022.

Sales in the domestic market are made through the Direct Channel (Retail and Industry sector) and through the Wholesale Channel. The largest sales are made through the Direct Channel. However, PETROPERÚ faces aggressive competition given that in recent years transnational oil companies have entered the market, which are vertically integrated and have greater competitive advantages, offering highly aggressive commercial conditions in search of capturing customers and sales.

EXTERNAL MARKET

Export revenues were US\$122 million, which represented 13% of Total Sales Revenues in 2Q23. The Company exported a volume of 23 KBPD, 51% more compared to the same period in 2022. Among the products, the one most exported during 2023 was No. 6 Fuel Oil, mainly due to the marketing of residual surplus generated by the NTR start-up sequence.

SUPPLY CHAIN

Between January and June 2023, a total of 247 port closure days were recorded, compared to the 258 days corresponding to the same period of the previous year. The TSM Terminals (Maritime Solids Discharge Terminal), Talara-MCL (Liquid Discharges Maritime Terminal), Eten, Salaverry and Ilo presented the highest number of port closure days in the period.

The progress situation of the projects related to the supply of fuels is as follows:

1. **Terminal Ilo:** as of May 2023, the comprehensive physical progress of 33.7% explained by the review of the baseline of the project. The deadline for the continuation of construction activities on the site of the New Terminal Ilo in favor of PETROPERÚ

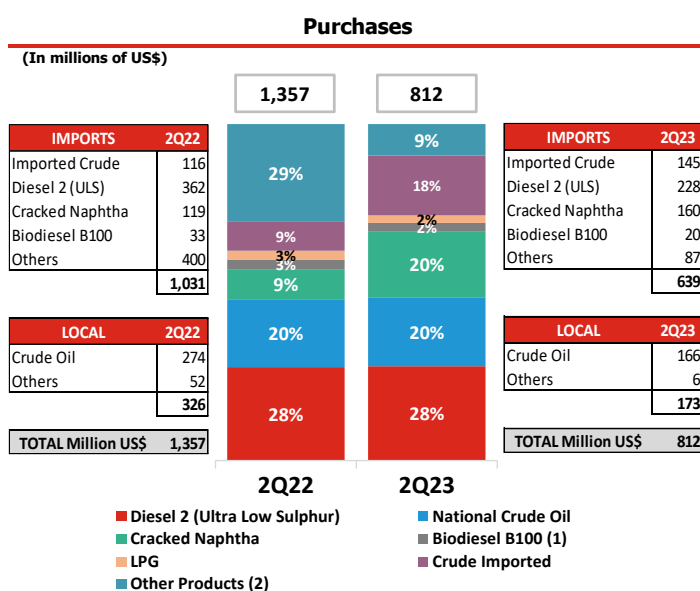
Earnings Release



was extended until December 31, 2023. In addition, the renewal of the Building License with the Municipality of Ilo was approved until June 15, 2024.

- Pasco - Ninacaca Supply Plant:** as of May 2023, the comprehensive physical progress of 47.5% explained by the review of the baseline of the project. In addition, there is a Building License valid until August 10, 2023.
- Puerto Maldonado Supply Plant:** as of May 2023, the comprehensive physical progress of 59.2% explained by the review of the baseline of the project. With respect to the progress of the Procurement and Construction service, it remains at 96% in general preliminary works, 85% in civil works, 92% in mechanical works and 57% in electrical works and instrumentation, due to the fact that activities are suspended until concluding the process of reviewing the scope and amount of investment of the project.

PURCHASES



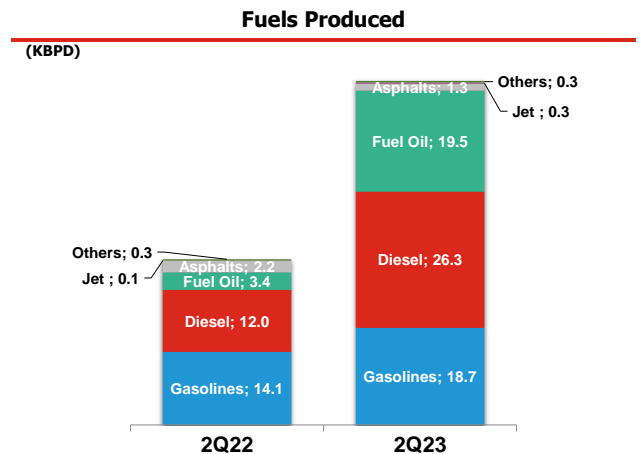
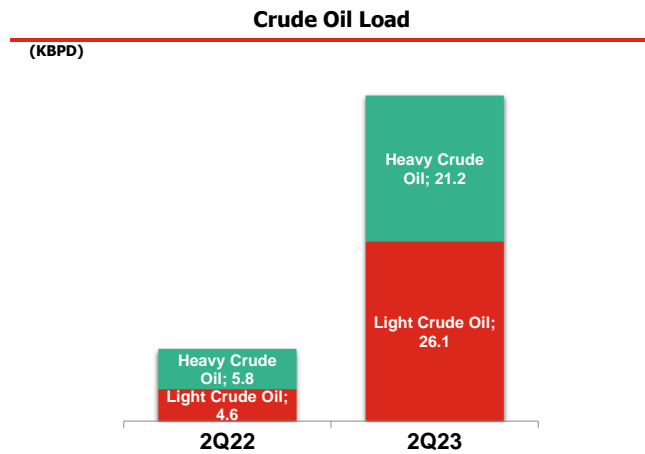
⁽¹⁾ Inputs for formulation of Diesel B5

⁽²⁾ Includes: HOGBS, Gasoline Aviation, Alcohol Fuel, Natural Gas Condensate and Turbo A1

The oil processed in our refineries comes from the local or international market. Local crude oil comes mainly from the northwestern area, mainly in Talara, and is purchased considering a basket of average oil prices. Domestic crude (which includes crude from the Northwest of the country) during 2Q23 represented 20% of total purchases while import crude represented 18%. Year to date, 43 MBDC of crude oil has been purchased.

In relation to the purchase of products as a percentage of total purchases, imported products represented 61%, whereas local purchases represented 1%. Year to date, 50 KBPD of imported product and 3 KBPD of national product have been purchased.

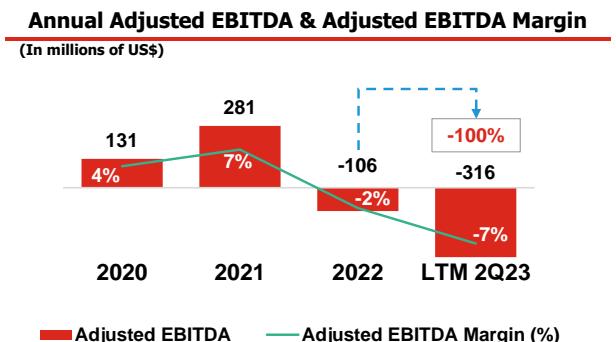
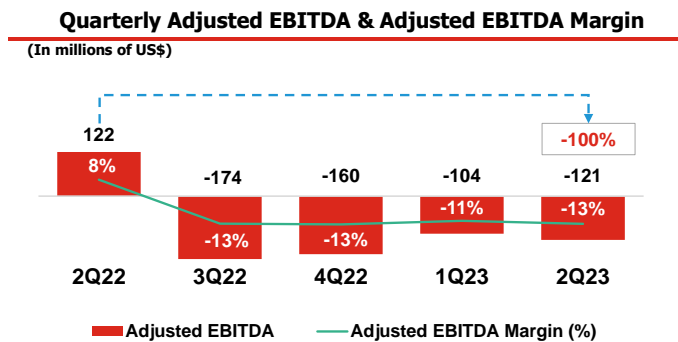
Earnings Release



During 2Q23, a higher percentage of Heavy and Light Crude was loaded in relation to the same period in 2022. After blending crude oil with other products, gasoline and diesel were obtained, which are higher value products. As it can be verified, there is no direct correlation between load and production since fuel production also includes the mix of intermediates products.

The NTR is in start-up tests, so the volume of crude oil processed is included in the load and the values of the final products produced in this test period are included in the production.

EBITDA



PETROPERÚ generated an Adjusted EBITDA of US\$-121 million in 2Q23, compared to US\$122 million in 2Q22 mainly derived from the Gross Loss of 2Q23 contrary to the Gross Profit obtained in 2Q22 (US\$-133 million vs US\$169 million). The main reasons for the Gross Loss are: i) delay in the completion of the start of NTR due to factors exogenous to PETROPERÚ (social, climatological, limitations in the availability of natural gas and other unforeseeable events); ii) lower domestic sales; iii) higher exports of fuel oil from Talara due to the start-up process of the NTR, placed at lower prices compared to the acquisition of the raw material, due to lack of tanking; iv) higher operating expenses resulting from the progressive start-up sequence of the NTR and v) lower inventory value, given the change in cargo structure in NTR, switching to crude oil instead of imported products for fuel production; in addition to the reduction of international prices.

Earnings Release



Operating expenses per business unit are as follows:

OPEX: Operating Expenses

(In thousands of US\$)

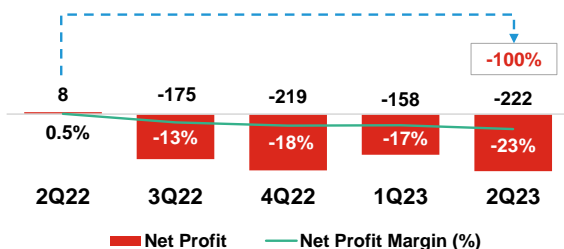
Business Unit	Executed as of	
	Jun22	Jun23
Refining	123,668	265,559
Distribution & Comercialization	70,826	67,193
Transportation through ONP	33,008	31,415
Exploration & Production (Block I)	4,086	5,767
Others ⁽¹⁾	41,605	36,824
Total	273,193	406,760

It doesn't include worker participation.
(1) Main Office and Rented Units.

The refining operation represents the highest operating expenses among all the Company's business units (65% as of June 2023 and 45% as of June 2022); whereas the Distribution and Marketing unit concentrates only 17% through the Supply Plants and Storage Tanks throughout the country, followed by the ONP with 8%, among others. Currently, the Conchán and Iquitos refineries are in operation, whereas the NTR is in the process of gradual and progressive start-up.

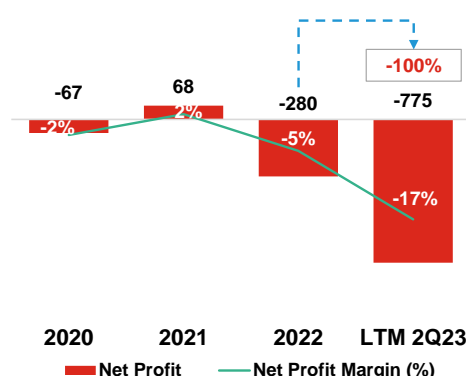
Quarterly Net Profit & Net Profit Margin

(In millions of US\$)



Annual Net Profit & Net Profit Margin

(In millions of US\$)



Net Loss in 2Q23 was US\$-222 million compared to Net Profit of US\$8 million in 2Q22, mainly due to lower sales revenues due to the lower volume sold in the domestic market due to aggressive competition and prioritization of LPG supply to continue with the NTR start-up process; also, due to higher exports of Residual the aforementioned process that must be disposed of by storage capacity and that has a low commercial value.

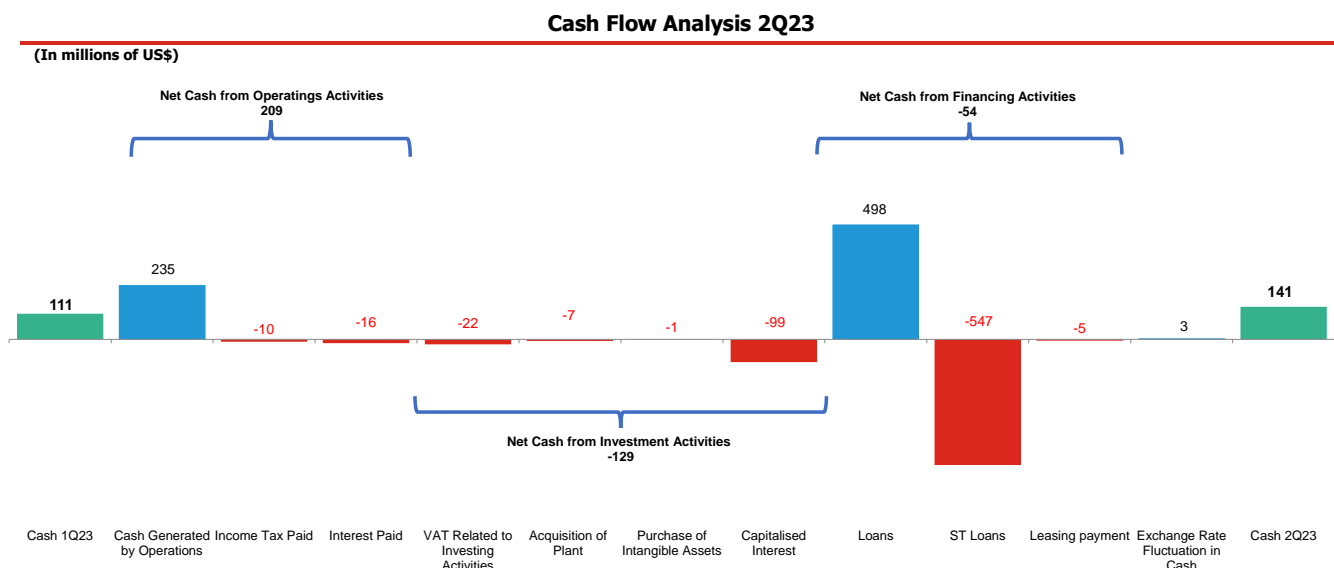
Additionally, a higher Cost of Sales was derived from the non-optimized operation of the NTR as it was in the final part of the progressive start-up period, related to operating expenses associated mainly with the consumption of Hydrotreated Naphtha for the Electric Cogeneration Unit and Operation and Maintenance Services of Auxiliary Units, as well as the recording of the depreciation of its assets, which have been capitalized since the end of 2022. Likewise, the lower value of the inventory influenced, given the change of cargo structure in the NTR, going to use crude oil instead of imported products for the production of fuels, obtaining a lower cost of production; In addition to the reduction in international prices that also impacted on valuation.

Also impacted were the higher financial expenses for financial obligations for working capital, interest on bonds and loan with CESCE guarantee, which correspond to the capitalized units of the NTR, which once construction has been completed are no longer part of the cost of the asset.

Earnings Release



1.2.2. CASH FLOW STATEMENT



PETROPERÚ registered a total of US\$141 million in cash at the end of 2Q23, compared to US\$32 million in 2Q22. Net Cash from Operating Activities was higher in 2Q23 than in 2Q22 (US\$209 million vs US\$-823 million), this is mainly due to: i) the period of payment of imports has been fitted with the availability of income generated by the Company (direct financing with suppliers), and iii) the recovery of the tax credit of the VAT, via the mechanism of Balance in favor of the exporter for S/ 60 million (equivalent to approximately US\$16.2 million).

On the other hand, at the end of 2Q23 there was a Cash Flow from Investment Activities of US\$-129 million versus US\$-150 million in 2Q22, due to the fact that the Company is in the last stage of commissioning the NTR, which causes lower payments for obligations related to investments in Property, Plant and Equipment, mainly destined to the NTR unlike 2Q22.

Likewise, the Cash Flow from Financing Activities went from US\$918 million in 2Q22 to US\$-54 million in 2Q23, mainly due to the fact that in 2Q23 loan repayments are higher than loans received, and purchases are being financed directly with suppliers. Unlike 2Q22 where the loan of US\$750 million was received from the State and S/500 million in Canceling Documents.

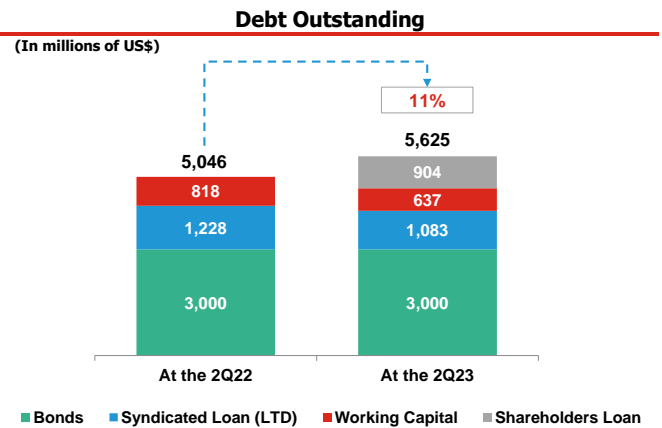
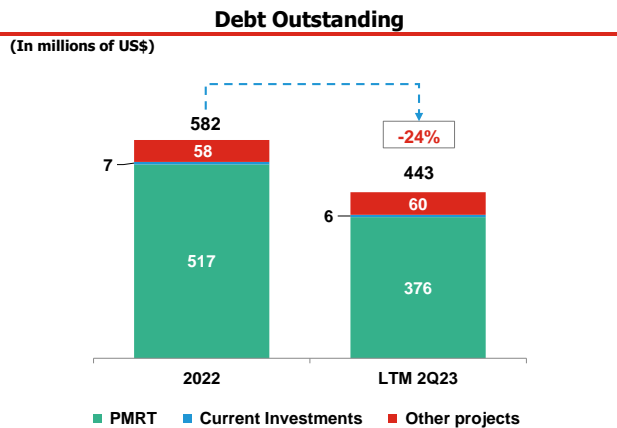
1.2.3. BALANCE SHEET

Total Assets as of 2Q23 amounted to US\$9,726 million, 3% higher than 2Q22, and the main variations are due to a lower inventory value, a reduction in Commercial Receivables due to the payment of the debit balance maintained by the General Directorate of Hydrocarbons with PETROPERÚ by the Fuel Price Stabilization Fund (S/ 568MM), the increase in works in progress of Property, Plant and Equipment due to the progress of work of the NTR, and the increase in the VAT tax credit derived from the increase of US\$179 million and the recovery of US\$45 million (equivalent to S/173 million), through the benefit balance mechanism, corresponding to the periods from November 2022 to April 2023.

Regarding CAPEX, in 2Q23 there was an execution of US\$145 million, slightly lower than that executed in the same period of 2022 (US\$284 million). In annual terms, in the last 12 months at the end of June 2023, a total of US\$443 million has been executed, lower than what was executed in 2022 (US\$582 million). The NTR represents 80% of execution in 2Q23 (US\$145 million).

Working Capital as of 2Q23 reached US\$-1,328 million compared to US\$-1,078 million as of 2Q22. The greater negative of Working Capital in relation to 2022 is mainly due to the higher consumption of materials due to the commissioning of the NTR.

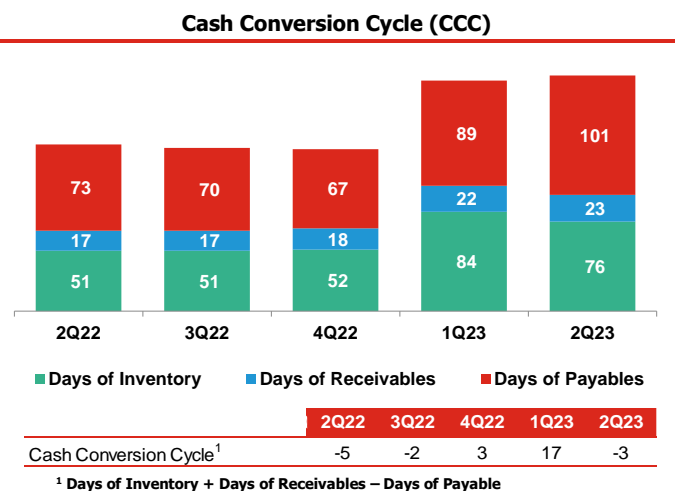
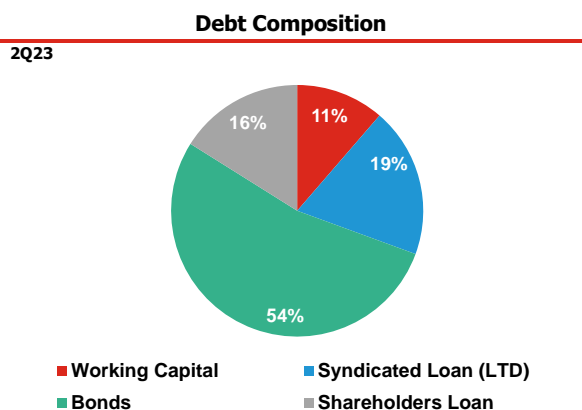
Earnings Release



As of 2Q23, Total Debt is 99% US dollars and 1% in soles. The Modified Duration of the 15-year bond is 6.98 years and 10.49 years for the 30-year bond. It is important to mention that the contract of the issued bonds does not contemplate the obligation to comply with the commitments beyond the delivery of financial information. These bonds do not have specific guarantees. It also includes the US\$740 million shareholder loan.

During 1Q23, it was possible to close the contract with the auditing company to carry out the audit of the 2022 Financial Statements, whose work began the first week of April 2023. Once the date was set, the consent of the bondholders was worked on to postpone the presentation of the Financial Statements until September 30, 2023, and in the request for amendment to the creditors of the syndicated loan with CESCE guarantee. After obtaining the amendment and the consent of the bondholders, work continued on improving the Company's liquidity, through greater transparency and a communication plan that shows the short-term achievements that have been made in order to generate greater confidence among its stakeholders.

To date, the Total Debt is distributed as follows: 55% Bonds, 20% Long-Term Syndicated Loans with CESCE guarantee, 14% Shareholders Loan and 11% Working Capital (the latter does not consider the short-term debt related to the NTR). As of June 30, 2023, US\$216.7 million of the syndicated loan with CESCE guarantee has been amortized.



The CCC in 2Q23 reached -3 days, given that the days of payment to suppliers continue to be long, it continues to leverage with debt to direct suppliers. Accounts payable turnover has increased more than proportionally to accounts receivable turnover, which partly explains the negative CCC.

Earnings Release



1.2.4. FINANCIAL INDICATORS

Ratios

	2020	2021	2022	LTM 2Q23	2Q22	1Q23	2Q23	YoY	QoQ
EBITDA / Financial Expenses	5.8	12.5	-0.7	-2.8	2.9	-1.6	-2.8	-100%	-81%
Debt / Assets	61%	58%	58%	60%	62%	60%	60%	-2pp	0pp
EBITDA / Assets (LTM)	1.8%	3.2%	-1.1%	-5.7%	3.0%	-3.2%	-5.7%	-9pp	-3pp
Debt / EBITDA (LTM)	34x	18x	-54x	-11x	21x	-19x	-11x	-100%	44%
Current Rate	0.5x	0.6x	0.9x	0.6x	0.6x	0.7x	0.6x	-14%	-23%

Note: Financial Expenses only includes financial expenses for short-term credits. Financial expenses derived from long-term loans are capitalized in accordance with the provisions of IAS-23 Borrowing costs.

The Financial Debt includes the State loan according to DU N°010-2022 per State of US\$750 million and approximately US\$108 million in canceling documents plus accrued interest.

The EBITDA/Financial Expenses ratio evaluated in the last twelve months was reduced by less than 100% in 2Q23 compared to the same period in 2022, went from 2.9 to -2.8 mainly due to the reduction in EBITDA impacted mainly by: i) delay in the progressive and gradual implementation of the NTR processing units; ii) lower sales; and iii) higher exports of Fuel Oil from Talara due to the process of starting the NTR, placed at lower prices with respect to the acquisition of the raw material, due to lack of tanking.

Regarding the Financial Debt/Assets ratio, as of 2Q23 it stood similar compared to 2Q22, because financial debt, which includes loans granted by the State, and assets, increased in the same proportion. Considering the above lines regarding EBITDA and Financial Debt, as of 2Q23, the Company has a Financial Debt / EBITDA (LTM) ratio of -11x, less than 100% below 2Q22, this mainly to negative EBITDA (LTM) by more than 100% compared to the same period in 2022.

Finally, at the end of 2Q23 the Liquidity Ratio was slightly reduced compared to 2Q22, due to the lower amount of assets due to the fall in accounts receivable, while current liabilities have not changed significantly compared to the same period of 2022.

1.3. OPERATING RESULTS

PETROPERÚ focuses on three business lines, the participation of each business with respect to the total revenue of the Company as of 2Q23 is as follows: 1) refining and commercialization, which represented 99.28%, 2) leasing and sale of certain units, which represented 0.62%, 3) ONP which represented 0.01%, and 4) Block I represented 0.09%.

1.3.1. New Talara Refinery (NTR)

It is an engineering, procurement and construction megaproject, which consists of the construction of a new refinery. PETROPERÚ has been carrying out various strategies jointly with the supervising company and in coordination with the project contractors, managing to restart activities in the works associated with the critical path, with which PETROPERÚ began the gradual and progressive start-up tests of the New Refinery Talara on April 12, 2022. In this sense, at the end of June 2023, the NTR registered a comprehensive progress of 98.91%.

Engineering, Procurement and Construction (EPC) Contract for the Process Units

Regarding the EPC Contract with Técnicas Reunidas (TR), there is a physical progress as of June 2023 of 99.84%.

The main advances for each component of the service were:

Detailed Engineering: Completed and certified.

Procurement: There is a 100% progress.

Construction: There is a progress of 99.81%.

Commissioning: Progress rate of 97.30%.

Auxiliary units and complementary works

The EPC Contract activities in charge of Consortium COBRA-SCL UA & TC have reached a progress rate of 94.17% as of June 2021.

Earnings Release



Engineering: Progress rate of 99.72%.

Procurement: Progress rate of 96.26%.

Construction: Progress rate of 99.67%.

Commissioning: Progress rate of 83.20%.

As part of the gradual and progressive start-up process, in February 2023 the NTR obtained the first samples of low-sulfur gasoline and diesel, for immediate commercialization, through its sales plants and terminals nationwide.

Commissioning and warranty testing of the conversion units (FCC) and deep conversion (FCK) continues, with the expectation of completing this safe start up process in 3Q23.

Financing

The financing of the NTR is composed, on the one hand, by the issuance of bonds representing US\$3,000 million, of which US\$2,000 million were issued in 2017 (with maturities in 2032 and 2047) and the corresponding US\$1,000 million to the re-tap of the 2047 bond that took place during 1Q21 of which an additional US\$155 million were received for the return of US\$147 million and US\$8 million of interest, and, on the other hand, the financing with CESCE guarantee for US\$1,300 million. To date, different financing alternatives continue to be evaluated to complete the NTR financial closing.

Local Labor Recruitment

As of 2Q23, the workforce was over 1,200 jobs, including personnel from both Contractors (TR and Cobra-SCL Consortium). Local unskilled labor had a participation of 97.2%, exceeding the minimum established by the EIA (70%).

1.3.2. NORPERUANO OIL PIPELINE (ONP)

The pumped crude oil volumes accumulated as of June 2023 are the following:

SECTION	PUMPED VOLUME AT JUNE (KBPd)
SECTION I	1.9
SECTION II	0
ORN	0

During the period January - June 2023, there was a lower volume transported compared to the same period of 2022. On January 02, 2023, the contingency for third parties was registered in the progressive Km 43+106 and Km 43+499. Immediately the Contingency Plan was activated, the definitive repair was executed 100%. From March 31, 2023, to April 04, 2023, the pressurization and line filling operation of Section I was carried out, subsequently, the crude oil transport operation was executed through Section I of the ONP from April 05, 2023, to April 29, 2023. In April, the total scheduled volume was pumped from Station 1 to Station 5. Continue to stop due to the contingencies that have occurred.

In addition, Section II is stopped mainly by low crude inventories in Station 5 and contingency at Km 404+650 (October 22, 2022); as well as the event registered at Km 390+210 (January 19, 2023).

On February 02, 2023, the contingency for third parties was registered in the progressive Km 399+865. The Contingency Plan was immediately activated. The final repair was executed 100%. In Station 5, crude oil pumped through Tranche I has been received during the month of April 2023, increasing its inventories for the next pumping schedule of Section II. In April 2023, no pumping restart of Section II was scheduled.

On the other hand, in May the following events were recorded in this section: Km 400+811 (May 10, 2023), Km 358+835 (May 15, 2023) and Km 392+487 (May 30, 2023), all due to third parties, immediately proceeded to activate the Contingency Plan. In these progressives, the definitive repair was executed 100%.

The North Branch Pipeline (ORN) remains unpumped since February 21, 2020.

The state of the contingencies occurred in 2023, were the following:

Earnings Release



DATE	LOCATION	SITUATION
30.05.2023	Km 392+483 - Section II	<ul style="list-style-type: none"> - Final Repair: Executed (100%) - "Support service for containment activities, recovery of crude oil and preliminary cleaning of the area impacted in the emergency of Km 392 + 487 of Section II of the ONP". Containment barriers were installed in the area. - In revision of the First Response Plan (PPR) to upload it to OEFA's Plus D platform.
15.05.2023	Km 358+835 - Section II	<ul style="list-style-type: none"> - Final Repair: Executed (100%) - Works are carried out to collect hydrocarbon residues in the area. - In revision of the First Response Plan (PPR) to upload it to OEFA's Plus D platform.
10.05.2023	Km 400+811 - Section II	<ul style="list-style-type: none"> - Final Repair: Executed (100%) - Authorities of the San Pedro Native Community (Marañón River) request to be included in the hydrocarbon recovery work. He was told that he will coordinate with the Mayor of Tupac Amaru I. - The First Response Plan (PPR) was uploaded to OEFA's Plus D platform.
02.02.2023	Km 399+865 - Section II	<ul style="list-style-type: none"> - Final Repair: Executed (100%) - Verification of the barriers of control points 0, 1, 2, 3 and 4. - Night guarding is carried out at the temporary collection center for hazardous solid waste. - Custody and surveillance service runs smoothly.
19.01.2023	Km 390+210 - Section II	<ul style="list-style-type: none"> - Final Repair: Executed (100%) - Securing and sheltering activities are carried out in the area. - Cleaning, control and securing of containment barriers, in the sector of the WAMAK creek and KAYAMAS creek. - Daytime and hazardous waste warehouse custody verification.
02.01.2023	Km 43+106 / Km 43+499 - Section I	<ul style="list-style-type: none"> - Final Repair: Executed (100%). - On April 10, 2023, the "Service of assurance, control and protection of the areas affected by the crude oil spill at Km 43+190 and Km 43+499 Section I of the ONP" was started. - The following activities are carried out: <ul style="list-style-type: none"> ➢ Control of three (03) containment barriers. ➢ Patrolling, surveillance, cleaning and gathering of vegetation at checkpoints.

The historical statistics of the contingencies that occurred in the ONP can be seen on the PETROPERÚ website, which is updated when a new contingency arises. See the following link:

<https://oleoducto.petroperu.com.pe/en/contingency-plan/statistics/>

On the other hand, maintenance activities are carried out in compliance with the Annual Maintenance Plan that is prepared according to the recommendations of the Integrity and Reliability area of the ONP. Likewise, compliance with this Plan is also permanently supervised by Supervisory Agency for Investment in Energy and Mining (OSINERGMIN) with the aim of ensuring a permanent, safe and quality hydrocarbon transport service.

Additionally, in order to aspire to a safe and reliable operation of the ONP, the most relevant inspection and monitoring services are:

1. Internal Inspection Service of 16", 24" and 36" DN Pipeline of the ONP, which includes five high-resolution inspection techniques: geometric, inertial, thickness loss (UT), detection of longitudinal and circumferential cracks (UTCD).
2. Air Patrol Service and Topographic Survey with LIDAR of the ONP and ORN.
3. Integral Geotechnical Study of the KM 318 to KM 331 section of the ONP.
4. Topographic and Bathymetric Survey Service in the ONP and ORN (LIDAR, GREEN LIDAR and Multibeam Interferometric Echosounder).
5. Physical Verification and Engineering of the Maintenance of the Right of Way of the ORN and ONP.
6. External and Internal Corrosion Monitoring Service of the ONP.
7. Inspection Service, Quality Control of Pipe Reinforcements and Failure Analysis in the ONP and ORN.
8. General Inspection of the Port Facilities of the Bayóvar Maritime Terminal.
9. General Inspection Service of the Storage Tanks of the ONP and ORN.
10. Pipeline Inspection Service in ONP and ORN Stations.

Earnings Release



11. Update of the Study of Security Risks in the ONP and ORN.
12. Service of Inspection of Electrical Networks and Instrumentation in Stations of the ONP and ORN

Given the continuous attacks suffered by the ONP, the Government, through the Ministry of Energy and Mines (MINEM), considers it pertinent to carry out cross-cutting strategies and proposals for solutions with a multisectoral approach; such as, public interventions that improve the interpersonal relations of the population of the surrounding communities with the operations of hydrocarbon activities (oil corridor) in order to avoid situations (invasions, cuts, attacks, sabotage, takeovers or others) that affect their operation.

For this reason, a working group has been formed to carry out actions to strengthen the Security and Integrity of the ONP. The working group is formed by: Ministry of Energy and Mines, PETROPERÚ, Supervisory Agency for Investment in Energy and Mining (OSINERGMIN), Environmental Evaluation and Control Agency (OEFA) and General Directorate of Captaincies and Coast Guard (DICAPI), Ministry of Defense, MEF, PCM, among others.

1.3.3. EXPLORATION AND PRODUCTION

Block 64

Through Supreme Decree No. 024-2021-EM approved the assignment of GeoPark's participation in the Block in favor of PETROPERÚ. Thus, since September 2021 PETROPERÚ assumes 100% of the rights and obligations for the exploration and exploitation of hydrocarbons.

Currently, the Environmental Impact Study (EIA) of Development is being prepared with the ERM Consultant. Additionally, the Terms of Reference and Citizen Participation Plan of the Development EIA to be submitted to the authority are under review.

The problem remains regarding the lack of definition regarding whether or not Prior Consultation is required. In this regard, a meeting has been held with SERFOR, pending a meeting with MINCUL.

Block 192

Since February 28, 2023, PETROPERÚ is the sole operator of Block 192. The activities that PETROPERÚ executes in the field are pre-operational and include road maintenance, waste management, identification of environmental findings of responsibility of previous operators / administrators, attention to environmental events that are generated due to the state of the facilities, rehabilitation of the Andoas Camp to serve the personnel (food, hotels, fumigation), surveillance of the facilities, electricity generation, among others.

Block I

By Supreme Decree No. 030-2021-EM, published on December 25, 2021, the Temporary License Contract for the Exploitation of Hydrocarbons in Block I was approved. PETROPERÚ assumed the operation and production of hydrocarbons in Block I since December 27, 2021.

PETROPERÚ operates Block I with 11 specialized service contracts and some complementary services are provided by Talara Refinery in order to capitalize on synergies.

At the end of June 2023, PETROPERÚ managed to reach production levels of the order of 487 barrels of oil per day and 3.3 million cubic feet per day of natural gas, ensuring the operational continuity of Block I.

2. ENVIRONMENTAL, SOCIAL AND GOVERNANCE MATTERS

2.1. ENVIRONMENTAL MATTERS

PETROPERÚ frames its environmental management and performance under the strategic concept of generating shared economic value for the Company and its Stakeholders, with corporate responsibility and in permanent search for the sustainability of its businesses, the environments and populations where it operates, under the guidance of the UN Sustainable Development Goals (SDG 2030).

Regarding exploration and exploitation activities, in Block 64, the approval of the Collection Authorizations has been achieved by SERFOR and PRODUCE within the framework of the preparation of the Environmental Impact Study (EIA). To date, the Abandonment Plan for the Term of the Temporary License Contract for Block I is in the process of being prepared.

Earnings Release



In relation to the ONP, in terms of emergency care, it is reported that, in the last quarter, a total of three (03) environmental emergencies have been reported, in addition to the three (03) emergencies reported in the first quarter of 2023 and the sixteen (16) environmental emergencies reported in 2022, in the route of the pipeline of the North Peruvian Pipeline, according to the following detail:

N°	FECHA	PROGRESIVA	TRAMO	ORIGEN	ESTADO
1	21/01/2022	Km 59+131	Section I	Third Parties	Running primary cleanup actions.
2	27/02/2022	Km 609+510	Section II	Third Parties	Concluded, under verification by the Competent Authority
3	22/03/2022	Km 24+320	Section I	Third Parties	Running primary cleanup actions
4	31/03/2022	Km 20+189	Section I	Third Parties	Concluded, under verification by the Competent Authority
5	3/05/2022	Km 184+528	Section I	Third Parties	Concluded, under verification by the Competent Authority
6	23/06/2022	Km 24+259	Section I	Third Parties	Running primary cleanup actions
7	01/07/2022	Km 67+ 240	Section I	Third Parties	Assurance Stage
8	7/07/2022	Km 55+396	Section I	Third Parties	Running primary cleanup actions
9	29/07/2022	Km 235	Section I	Third Parties	Assurance Stage
10	4/09/2022	Km 104+190	Section I	Third Parties	Assurance Stage
11	10/09/2022	Km 177+670	North Branch	In investigation	First response in execution
12	16/09/2022	Km 42+092	Section I	Third Parties	Assurance Stage
13	18/10/2022	Km 285+300	Section I	Site impacted	First Response in execution
14	22/10/2022	Km 404+650	Section II	Third Parties	Concluded, pending visit by Competent Authority
15	22/10/2022	Km 15+476	Section I	Third Parties	Assurance Stage
16	26/12/2022	Km 51+798	Section I	Third Parties	First Response Running
17	2/01/2023	Km 43+106 y Km 43+499	Section I	Third Parties	Assurance Stage
18	18/01/2023	Km 390+184	Section II	Third Parties	Assurance Stage
19	2/02/2023	Km 399+860	Section II	Third Parties	Assurance Stage
20	10/05/2023	Km 400+818	Section II	Third Parties	First Response Running
21	15/05/2023	Km 358+835	Section II	Third Parties	First Response Running
22	30/05/2023	Km 392+483	Section II	Third Parties	First Response Running

Regarding this, PETROPERÚ has been acting in accordance with the emergency response scheme established in current legal regulations and in our Emergency Response Plans reported to the Competent Authority.

Finally, PETROPERÚ reported to date, on the completion of the works at Km 609+510, Km 20+189 and Km 184+528. Also, at Km 404+650, they are in stage 2, waiting for the OEFA view for sampling.

2.2. SOCIAL MATTERS

During 2Q23, PETROPERÚ has developed activities that reaffirm its commitment to its main stakeholders through risk management and seeking to contribute, through activities that contribute to local development, the improvement of education and health, the economic reactivation of its communities and the strengthening of initiatives in a joint work with the local authority. provincial and regional.

In relation to education projects, during the month of May 9320 educational packages were delivered for the benefit of students from 27 Educational Institutions of the primary level in Iquitos (2370), Conchan (2800), Oriente Plants (130), Central and South Plants and Terminals (4020). Additionally, in order to contribute to the habit of reading in schoolchildren, 600 books from the Copé publishing house were delivered in June to rural and urban educational institutions in the area of influence of Iquitos Refinery, which benefits more than five thousand primary and secondary students.

With regard to health, in May the Corporate Intervention Program for the Accompaniment of Pregnant Mothers and Families with Children up to 12 months of age was completed through the Strengthening of Community Health Strategies, benefiting 1,147 families (347 families in the area of influence of Conchan Refinery and 800 families in Talara) and managing to promote good care and

Earnings Release



nutrition practices. This program had the technical support of the Baltazar y Nicolás Foundation, a non-profit organization that seeks to promote the bond between the mother or father with their child.

PETROPERÚ is committed to micro-entrepreneurs through the Make Your Business Grow Program, through which, in June, more than 30 entrepreneurs from the area of influence of Conchan Refinery, were trained in financial, logistics and negotiation. This program seeks to repower their businesses through a permanent accompaniment that allows them to take their ventures to the next level, for their own benefit and that of their immediate environment. Additionally, they will receive personalized technical assistance.

In June, the Musical Training Program began, which seeks to promote artistic abilities among high school students from five educational institutions in Villa El Salvador, belonging to the area of influence of Conchan Refinery. The program includes face-to-face classes to learn various musical instruments, such as violin, double bass, cello, among others.

During the second quarter, in Talara, the environmental contest "Mi Cole Recycles" was developed, carried out in coordination with the Provincial Municipality of Talara. This initiative seeks greater environmental awareness in the student population and the improvement of the management and final disposal of usable solid waste, in order to take action against the problems that afflict that city. The Company delivered more than 60 state-of-the-art laptops to the 09 schools that had outstanding participation, evaluating the creativity and innovation of the proposals for recycling stations, as well as the collection of usable solid waste.

2.3. CORPORATE GOVERNANCE

On April 05, 2023, Mr. Edmundo Raúl Antonio Lizarzaburu Bolaños resigned from the Board of Directors, while on April 24, 2023, Mr. Carlos Edgar Vives Suárez and Víctor Murillo Huamán submitted their resignation. Likewise, the General Shareholders' Meeting incorporated Ms. Brigitt Bruna Bencich Aguilar to the Board of Directors, as of April 24, 2023, Mr. Pedro Augusto Méndez Milla and Mr. Artemio Reátegui Soria, as of April 26, 2023 and Mr. Pedro Oswaldo Chira Fernández was appointed as Chairman of the Board as of April 26, 2023. In addition, the election of Mr. Antonio Leonardo Manosalva Alarcón as workers' representative on the Board of Directors was formalized as of May 12, 2023.

Considering the changes in the Board of Directors, through Board Agreement No. 068-2023-PP of June 08, 2023, the appointment of the members in the committees of Good Practices of Corporate Governance, Administration, Audit and Control, and Innovation and Business Development was approved.

At its meeting on June 08, 2023, the Board of Directors approved the Biennial Corporate Governance Report 2021 – 2022, which sets out the strengths and limitations of PETROPERÚ's corporate governance in both periods.

3. COPORATIVE ACTIONS

In January 2023, the international specialized consulting service "PETROPERU Restructuring Plan" was initiated, in compliance with Emergency Decree No. 023-2022 of October 2022 carried out by the Arthur D. Little – Columbus HB Latam Consortium (hereinafter "the Consortium"). At the end of June 2023, the Consortium has been working hand in hand with the management of PETROPERÚ and so on 08.04.2023 it was granted conformity to the First Report: Diagnosis and Integral Proposal corresponding to the Deliverable of Phase No. 1 of the Restructuring Plan. On 03.05.2023 the Consortium presented the final version of the First Report: Diagnosis and Comprehensive Proposal, adjusted to the comments of the Board. On 02.05.2023 the Consortium presented the preliminary proposal of the Second Report: Strengthening Governance I - Proposal for Modification of Corporate Documents; on 10.06.2023 and 28.06.2023 the Consortium presented the updated versions of the Second Report – Governance I. On 29.05.2023 the Consortium presented the preliminary proposals of the Second Report: Strengthening Governance II, Third Report: Financial Sustainability, Fourth Report: Sustainability of Operations and Fifth Report: Results Implementation Plan; from June 13 to 15 and from June 28 to July 3, the Consultant presented the updated versions and continues to process the resolution of the additional comments submitted.

Regarding the ESG matters, PETROPERU has been developing three activities, which are in charge of the S&P Global Group, which seek to make the company visible in the ESG standard locally and internationally:

ESG Score: is an objective (quantitative) assessment of a company's performance based on environmental, social and governance criteria. In March 2023, an ESG score of 28 was obtained in the Corporate Sustainability Assessment (CSA). Preliminary steps are currently underway to start CSA 2023 for the second half of 2023.

Earnings Release



TCFD Report: is the Task Force on Climate-Related Financial Disclosures. S&P Global has prepared the estimate of political and market risks. It is estimated to conclude with the calculation of physical risks in the middle of the third quarter of 2023.

Sustainability Strategy and Plan with a focus on ESG: specialized support on ESG issues to develop the ESG strategy and sustainability plan. During the first half of the year S&P Global has held two Workshops in which initiatives focused on reducing CO2 emissions have been presented, which would have a positive impact in the short term (Quick Wins). The service is expected to conclude at third quarter of 2023.

Earnings Release



4. FINANCIAL SUMMARY

4.1. INCOME STATEMENT

In Millions of US\$	2020	2021	2022	LTM 2Q23	2Q22	1Q23	2Q23	YoY ⁽¹⁾	QoQ ⁽²⁾
Domestic Sales	2,818	3,801	4,906	3,864	1,405	808	813	-42%	1%
Exports	228	356	628	537	189	89	122	-36%	37%
Other Revenue	76	62	56	60	13	15	15	12%	4%
Total Revenue	3,122	4,218	5,591	4,461	1,607	911	949	-41%	4%
COGS	-2,862	-3,764	-5,540	-4,930	-1,438	-1,002	-1,082	-25%	8%
COGS (% of Revenue)	92%	89%	99%	111%	-89%	-110%	-114%	25pp	4pp
Gross Profit	259	454	50	-469	169	-91	-133	-100%	47%
Gross Margin (%)	8%	11%	1%	-11%	11%	-10%	-14%	-25pp	-4pp
SG&A	-259	-194	-264	-241	-65	-45	-58	-10%	29%
SG&A (% of Revenue)	8%	5%	5%	5%	4%	5%	6%	2pp	1pp
Operating Profit	0.2	260	-214	-709	104	-136	-191	-100%	-41%
Operating Margin (%)	0.01%	6%	-4%	-16%	6%	-15%	-20%	-27pp	-5pp
Net Profit	-67	68	-280	-775	8	-158	-222	-100%	-41%
Net Profit Margin (%)	-2%	2%	-5%	-17%	0.5%	-17%	-23%	-24pp	-6pp
Adj. EBITDA	131	281	-106	-558	122	-104	-121	-100%	-17%
Adj. EBITDA Margin (%)	4%	7%	-2%	-13%	8%	-11%	-13%	-20pp	-1pp
Adj. EBITDA (LTM)	131	281	-106	-558	286	-316	-558	-100%	-77%

(1) Year-over-year (YoY): Compare financial results with those of the same period in the previous year.

(2) Quarter-on-quarter (QoQ): Compare financial results with those of the same period in the previous quarter.

4.2. CASH FLOW STATEMENT

In Millions of US\$	2020	2021	2022	LTM 2Q23	2Q22	1Q23	2Q23	YoY	QoQ
Initial Balance	376	85	240	32	89	89	111	25%	26%
Operating Cash Flow	455	363	-1,261	-210	-823	27	209	+100%	-100%
Capital Expenditures	-962	-825	-656	-564	-150	-109	-129	14%	-18%
Cash Flow from Financing	224	629	1,774	886	918	102	-54	-100%	-100%
Changes in the Exchange Rate	-8	-12	-8	-3	-2	3	3	+100%	31%
Final Balance	85	240	89	141	32	111	141	+100%	27%

Final Balance is affected by the exchange rate fluctuation on cash.

4.3. BALANCE SHEET

In Millions of US\$	2020	2021	2022	AS OF 2Q23	2Q22	1Q23	2Q23	YoY	QoQ
Current Assets	951	1,459	2,107	1,667	1,982	1,859	1,667	-16%	-10%
Non-Current Assets	6,308	7,227	7,848	8,059	7,500	7,983	8,059	7%	1%
Total Assets	7,260	8,686	9,955	9,726	9,482	9,842	9,726	3%	-1%
Short Term Debt	1,197	825	1,002	1,629	1,804	1,400	1,629	-10%	16%
Long Term Debt	3,218	4,241	4,762	4,237	4,083	4,536	4,237	4%	-7%
Total Debt	4,414	5,065	5,765	5,866	5,888	5,936	5,866	0%	-1%
Other Liabilities	1,004	1,711	2,298	1,885	1,572	1,946	1,885	20%	-3%
Total Liabilities	5,419	6,777	7,312	7,453	7,459	7,357	7,453	-0.1%	1%
Stockholders' Equity	1,841	1,909	2,643	2,273	2,023	2,485	2,273	12%	-9%
Total Capitalization (Debt + Equity)	7,260	8,686	9,955	9,726	9,482	9,842	9,726	3%	-1%
Current Liabilities	2,083	2,301	2,261	2,995	3,060	2,562	2,995	-2%	17%
Working Capital	-1,132	-843	-154	-1,328	-1,078	-703	-1,328	-23%	-89%
Debt / EBITDA (LTM)	34x	18x	-54x	-11x	21x	-19x	-11x	-100%	44%