

Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.

Fundamentos

Apoyo & Asociados (A&A) decidió modificar las clasificaciones del Primer Programa de Instrumentos de Corto Plazo de CP-2+(pe) a CP-2(pe) y las obligaciones de largo de A+(pe) a A(pe). Asimismo, modificó la perspectiva de Estable a Negativa.

Dichos cambios se fundamentan en:

Continua generación negativa de caja y altos niveles de endeudamiento. Al cierre del 2023, PETROPERÚ registró un EBITDA negativo por US\$427.7 MM, debido, entre otros, al menor volumen vendido en el mercado interno, al retraso en la culminación de la puesta en servicio integral de la Nueva Refinería Talara (NRT) y a la mayor exportación de residuales e incremento de gastos operativos. Los altos costos y gastos operativos se dieron por la operación no optimizada de la refinería, los cuales están relacionados al consumo de energía y a la puesta en marcha de nuevas unidades de proceso.

Por su parte, el nivel de endeudamiento continúa incrementándose. Así, al cierre del 2023, sin considerar los pasivos por arrendamiento, el saldo de la deuda financiera fue de US\$6,112.2 MM (US\$5,853.3 MM al cierre del 2022). Este incremento se dio a raíz de la mayor necesidad de financiamiento para capital de trabajo. Además, las demoras en la puesta en operación óptima de la NRT obligaron a que el portafolio de productos importados se componga principalmente de productos refinados, cuyo valor es superior al del crudo.

Al cierre de los últimos 12 meses a marzo 2024, el EBITDA fue de -US\$325.9 MM y la deuda financiera ascendió a US\$6,192.7 MM, aunque se espera que el Estado capitalice parte de sus acreencias (por aproximadamente US\$800 MM). Sin embargo, la NRT aún no ha alcanzado su operación óptima y no se tiene certeza de la fecha en la cual la alcanzaría, por lo que las proyecciones de generación de caja para el 2024, han sido revisadas hacia la baja.

Demora en la puesta en operación de la NRT. En diciembre 2023, la Empresa publicó un comunicado donde mencionaba el inicio de operación de la Nueva Refinería Talara. Sin embargo, en febrero 2024, la Unidad de Flexicoking de la NRT empezó a presentar problemas en sus operaciones, por lo que ha entrado en un periodo de paralización por 90 días, a partir del 30 de marzo del 2024. La Clasificadora considera de suma importancia que la NRT alcance su operación óptima para que la Compañía pueda recuperar los márgenes y lograr la sostenibilidad financiera, dado que sus planes de acción dependen en gran medida de que se logre lo anterior.

Menor solidez del respaldo del Estado. En los últimos años, el Estado, a través de distintas medidas, ha mostrado un sólido respaldo a PETROPERÚ (o la Compañía). Este respaldo se ha dado mediante aportes de capital (como en el 2017 y en el 2022), apoyos financieros, líneas de crédito con entidades estatales, garantías financieras, decretos legislativos, entre otros.

Durante el 2023, se apreció un debilitamiento en dicho respaldo, debido a que el Gobierno no contó con caja fiscal para hacer frente a cualquier necesidad de la Compañía. Además, se proyecta que dicha situación se mantendrá en el mediano plazo, ya que, según lo mencionado en diversos reportes, el PBI no crecería más de 3.0% en el 2024.

En opinión de la Clasificadora, lo anterior debilita el soporte que ha venido recibiendo por parte del Estado en un contexto de mayor endeudamiento y menor generación de caja.

Ratings	Actual	Anterior
Primer Programa de Instrumentos de Corto Plazo PETROPERÚ S.A.	CP-2(pe)	CP-2+(pe)
Obligaciones de Largo Plazo	A(pe)	A+(pe)

Con información financiera no auditada a diciembre 2023 y marzo 2024

Clasificaciones otorgadas en Comités de fechas 24/05/2024 y 22/11/2023

Perspectiva

Negativa

Indicadores Financieros

(Cifras en miles de US\$)	12M Mar-24	Dic-23	Dic-22
Ingresos	4,037,079	4,009,084	5,580,888
EBITDA	(325,937)	(427,672)	(103,843)
Flujo de Caja Operativo (CFO)	409,565	267,374	(1,261,122)
Deuda Financiera Total	6,251,601	6,148,609	5,882,781
Caja y valores	81,253	64,414	88,746
Deuda Financiera / EBITDA	(19.00)	(14.29)	(56.37)
Deuda Financiera Neta / EBITDA	(18.75)	(14.14)	(55.51)
EBITDA / Gastos Financieros	-1.08	-1.60	-0.67

Fuente: Petroperú

Metodologías Aplicadas

Metodología Maestra de Clasificación de Compañías No Financieras (03-2022)

Analistas

Gustavo Campos Rivero
gustavo.campos@aai.com.pe

Julio Loc Lam
julio.loc@aai.com.pe

T. (511) 444 5588

Por otro lado, la Clasificadora destaca lo siguiente:

Importancia estratégica para el abastecimiento nacional de hidrocarburos líquidos.

La Compañía cuenta con plantas de venta a lo largo del territorio nacional, obteniendo una ventaja competitiva respecto a la competencia, al tener presencia en todas las regiones del Perú. Si bien la participación de mercado de la Compañía se ha visto afectada, debido a que la NRT no se encuentra operativa al 100%, se espera que, en el 2024, la participación vuelva a niveles de años anteriores. A diciembre 2023, dicha participación fue de 26.0% (31.0% a diciembre 2022).

La Compañía está en camino a la integración vertical con el regreso al *upstream*, lo que permitirá reforzar su posición estratégica en el negocio de hidrocarburos. Con la puesta en marcha, a partir de diciembre 2023, la Empresa, nominalmente, cuenta con el 51.8% de capacidad de refino del país; sin embargo, actualmente no está operando a plenitud. En mayo 2024, PETROPERÚ y el consorcio Offshore International Group INC, Aguaytía Energy del Perú S.R.L., Termoselva S.R.L., suscribieron un contrato de Licencia para la explotación de hidrocarburos en el Lote X (Talara) por un plazo de 30 años.

Asimismo, posee activos de importancia estratégica tanto para sus operaciones como para su desempeño financiero. Es así que la Compañía cuenta con el Oleoducto Norperuano (ONP) y una red de distribución a través de terminales y plantas de ventas; estos activos le permiten tener acceso a mayores y mejores fuentes de materia prima en términos de costos, generar sinergias entre sus operaciones, así como cercanía a sus clientes.

La Compañía se encuentra en una posición ventajosa relacionada a la baja probabilidad de tener competencia de parte de nuevas refinerías, ya que la industria de la refinación presenta altas barreras de entrada, debido a los elevados niveles de inversión que se requiere para su funcionamiento y a la presencia de economías de escala.

La Clasificadora espera que, cuando la NRT llegue a su operación óptima, los márgenes de la Compañía mejoren significativamente, como consecuencia de la mayor flexibilidad de la estructura de costos y los mayores ingresos, dada la mayor carga y producción de productos derivados de mayor realización económica.

Adicionalmente, la Clasificadora considera importante que la Compañía revierta el deterioro que ha mostrado en su desempeño, el cuál redujo su capacidad de generación de caja y debilitó su operación.

¿Qué podría modificar las clasificaciones asignadas?

Positivamente:

- Reducción importante en el nivel de apalancamiento, ya sea a través de mayor participación de recursos propios y/o aportes de capital en la estructura de financiamiento de la NRT.
- Mejora en los márgenes luego que la NRT llegue a su operación óptima, lo que le permita revertir las pérdidas generadas en los últimos periodos.

Negativamente:

- No revierta el deterioro de su capacidad de generación de caja luego de la puesta en marcha óptima de la NRT.
- El incumplimiento de la reestructuración de la organización que le permita fortalecer su gobernanza y la sostenibilidad financiera y operativa.
- El debilitamiento del respaldo que tiene PETROPERÚ por parte del Estado, lo cual podría reflejarse incluso en una disminución en la clasificación del riesgo soberano del país.

Perfil

Petróleos del Perú (PETROPERÚ o la Compañía), es una Compañía estatal de derecho privado que tiene participación en casi toda la cadena de valor del sector hidrocarburos, es decir, opera en las fases de: transporte, refino, distribución y comercialización de hidrocarburos.

Cabe mencionar que, en la fase de exploración y producción (*upstream*), PETROPERÚ S.A. tiene participación en los Lotes 64 y 192, los cuales se encuentran en distintas etapas para definir la explotación de los mismos. Hay que recordar que tras la salida de GeoPark Perú S.A.C. en el 2021, la Compañía se convirtió el dueño del 100% de los derechos y obligaciones para la exploración del Lote 64. Respecto al Lote 192, Altamesa es el socio operador de PETROPERÚ.

Por su parte, mediante Decreto Supremo N°030-2021-EM, publicado el 25 de diciembre del 2021, 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 de diciembre del 2021.

El 23 de julio del 2022, se emitió un Decreto Supremo N°009-2022-EM que aprueba el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 192 y de conformidad con la Ley N°30357, Perupetro se encuentra autorizada a suscribirlo con PETROPERÚ. El 28 de febrero del 2023, Perupetro y PETROPERÚ suscribieron dicho Contrato por un periodo de 30 años.

Durante el 2023, mediante Decretos Supremos N°022-2023, 023-2023-EM y 027_2023-EM, se aprobaron nuevas líneas base para la contratación por negociación directa de contratos de licencia para la explotación de hidrocarburos en los Lotes I, VI y Z-69, temporales, cuyos plazos de vigencia serán de dos años o hasta la fecha efectiva de un nuevo contrato para la explotación de hidrocarburos, lo que ocurra primero. El Estado ha decidido darles estos lotes a PETROPERÚ. Mediante Decreto Supremo N° 010-2024-EM se aprobó la suscripción del contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote X (Talara), entre Perupetro y el consorcio Offshore International Group INC, Aguaytía Energy del Perú S.R.L., Termoselva S.R.L y la Compañía por un plazo de 30 años (vigente desde el 20 de mayo del 2024).

En la fase de comercialización, participa abasteciendo la demanda interna de productos derivados de los hidrocarburos, y está presente en el sector minorista, a nivel nacional, a través de las estaciones de servicios afiliadas a la marca PETRORED.

La Compañía fue constituida y denominada como Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. por el Decreto Ley N° 17753, el 24 de julio de 1969. A través del Decreto Supremo N°004-2024-EM, se establece que el Ministerio

de Economía y Finanzas tendrá el 60% y el Ministerio de Energía y Minas con el 40%.

PETROPERÚ S.A. se rige por el Decreto Legislativo N°43 – Ley de la Compañía Petróleos del Perú, PETROPERÚ S.A y sus normas modificadas. Cabe mencionar que existen otras normas de carácter especial emitidas en relación a la Compañía.

La Compañía es de importancia estratégica para la provisión de energía a nivel nacional, y cuenta con una capacidad de refino de 122,600 barriles por día (BPD), la cual representa el 51.8% de la capacidad total de refino del Perú. Se debe mencionar que, no se están considerado las Refinería de El Milagro y Pucallpa dado que se encuentran fuera de servicio. Asimismo, la Compañía es propietaria de 5 de las 6 refinerías existentes a nivel de país.

Asimismo, PETROPERÚ S.A. tiene presencia en todo el territorio nacional, lo cual le permite contar con la cobertura necesaria para abastecer la demanda nacional de combustibles y otros productos derivados de los hidrocarburos y atender requerimientos de Compañías del exterior. Además, abastece a nivel nacional como proveedor estratégico a las Fuerzas Armadas y Policía Nacional del Perú.

PETROPERÚ S.A. tuvo una participación del 26.0% de la demanda nacional de combustibles a diciembre 2023, concentrada en su mayoría en los productos Diésel y Gasolinas.

Refinerías	Capacidad de Refino (MBPD)	Capacidad de Refino (%)
Talara*	95.0	74%
Conchán	15.5	12%
Iquitos	12.0	9%
El Milagro**	1.9	1%
Pucallpa**	3.3	3%
Total	127.7	100%

*Actualmente la Unidad de Flexicoking se encuentra fuera de servicio por 90 días desde el 30/03/2024

Fuente: Petroperú S.A.

** Actualmente fuera de servicio

Además, cuenta con el único oleoducto que conecta los principales lotes de petróleo de la selva norte del país con el Terminal de Bayóvar. El Oleoducto Norperuano (ONP) tiene capacidad de transportar 100 mil barriles por día. Actualmente, el ONP, que se encuentra al 100% operativo, está en condiciones de transportar el crudo del Lote 67 y Lote 95

El ONP está conformado por tres tramos: Tramos I (Estación 1 – Estación 5) y II (Estación 5 – Terminal Bayóvar) que empezaron a operar el 24 de mayo de 1977, y el Oleoducto Ramal Norte (Estación Andoas – Estación 5) entró en funcionamiento el 24 de febrero de 1978.

Estrategia

La visión de PETROPERÚ S.A. es ser la empresa líder de energía creando valor para el país, reconocida por su buen gobierno corporativo, calidad, eficiencia y responsabilidad socio-ambiental comprometida con la transición energética global.

Para ello, la estrategia de la Empresa es abastecer el mercado de forma eficiente, oportuna y rentable, operando de manera segura buscando proteger el ambiente, enfocados en la sostenibilidad financiera, además de asegurar la sostenibilidad de sus operaciones promoviendo la transición energética, logrando integración vertical y fortaleciendo el Gobierno Corporativo y la Gestión del talento humano.

De esta manera, la Empresa formula, en promedio, cada dos años sus objetivos tanto anuales como quinquenales, los cuales son revisados y aprobados por el MINEM. A través de éstos, PETROPERÚ S.A. busca modernizarse en todas las dimensiones y prepararse para una oferta pública de acciones (hasta 49% de participación privada en el capital social), según la Ley N° 30130 y el Decreto de Urgencia N°023-2022.

Durante el 2022, con D.U. N° 023-2022 PETROPERÚ contrató una consultora especializada internacional para que presente un Plan de Reconstrucción, el cual determinará las acciones que contribuyan con la recuperación de ventas, sostenibilidad financiera, liquidez y solvencia, puesta en marcha de la NRT, exploración y producción y eficiencia operativa para mejorar resultados económicos y financieros. Este plan fue presentado y aprobado por el Directorio y la Junta General de Accionistas en julio del 2023.

Dicho plan tiene como objetivo fortalecer el gobierno corporativo para recuperar la confianza de los diferentes *stakeholders*. Para la elaboración del Plan de Reestructuración, la Compañía contó con la asesoría especializada internacional del consorcio Arthur D. Little / Columbus HB Latam Inc., con el objeto de reforzar la gobernanza, sostenibilidad financiera y sus operaciones, así como la reorganización administrativa.

De la misma manera, se ha planteado optimizar sus operaciones comerciales y la logística en la cadena de valor de combustibles, a fin de incrementar su participación en el mercado interno y afianzar su participación en el sector minorista a nivel nacional, a través de la red de estaciones de servicio afiliadas a la marca PETRORED.

A diciembre 2023, se registraron 746 EE.SS. afiliadas y distribuidas a lo largo del territorio peruano (731 a diciembre 2022). Cabe mencionar que ésta es la red de afiliadas más grande a nivel nacional. La Empresa mantiene contratos renovables de exclusividad con las EE.SS. afiliadas, lo cual permite participar en el segmento minorista de manera indirecta.

Por otro lado, la Compañía, a través de la puesta en operación de la NRT, logra adaptarse a los requerimientos del mercado en términos de valor y calidad de los combustibles. Además, podrá flexibilizar su estructura de costos, pues podrá procesar crudos de API bajo (crudos más pesados), y optimizar el precio de compra del crudo al aprovechar los arbitrajes entre los distintos mercados de los cuales importa su materia prima.

Es importante mencionar que, desde el 09 de febrero del 2024, la Unidad de Flexicoking de la NRT ha presentado problemas en sus operaciones. Debido a ello, dicha unidad ha ingresado a una etapa de parada de sus operaciones para realizar las inspecciones pertinentes y reparación, con un tiempo estimado de 90 días a partir del 20 de marzo del 2024. A la fecha, la NRT continúa con la producción de combustibles como Turbo A-1, diésel, gasolinas, GLP y residuales a través de las distintas plantas de procesamiento.

El presupuesto de inversiones, para el 2024, ascendió a aproximadamente US\$506.8 MM, concentrado principalmente en el NRT (estimado en US\$471.0 MM), el cual permitió el incremento de la capacidad de producción de 65 a 95 mil barriles por día y el procesamiento de crudos pesados y más económicos para la producción de combustibles de mayor valor comercial.

Posición Competitiva

La industria de los hidrocarburos se encuentra dividida en los subsectores de exploración y explotación, refinación, transporte y comercialización.

La refinación es el proceso por el cual se separan los diversos componentes del petróleo que son utilizados como combustibles automotores y productos industriales. Debido al requerimiento de altas inversiones en activos fijos, existen barreras a la entrada en este subsector, que hacen más probable que el ingreso de un nuevo competidor se dé a través de la compra de una refinería ya existente.

Capacidad Instalada de Refinación			
Accionista principal	Refinería	Capacidad (BPD)	%
Petroperú	Talara*	95,000	38.5%
	Conchán	15,500	6.3%
	Iquitos	12,000	4.9%
	El Milagro**	1,900	0.8%
	Pucallpa**	3,300	1.3%
Refinerías Privadas			
Repsol	La Pampilla	117,000	47.4%
Pluspetrol	Shiviyacu	2,000	0.8%
Total		246,700	100%

Fuente: Relapasa

*En proceso de estabilización y puesta en marcha

**Actualmente fuera de servicio

En el Perú, la refinación de petróleo se realiza básicamente por dos empresas que, en conjunto, serán capaces de producir alrededor de 90 millones de barriles de derivados

anuales. Entre los productos derivados más importantes producidos en el Perú se encuentran:

Principales Derivados

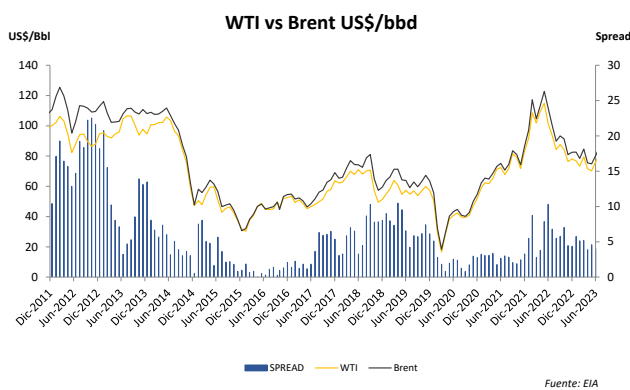
Derivado	Uso
Gas Licuado de Petróleo (GLP)	Uso doméstico y en menor medida, industrial y transporte
Gasolinas y gasholes de distinto octanaje	Transporte
Diésel	Transporte, industria y generación de energía eléctrica
Turbo	Transporte aéreo
Residual	Industrial

Elaboración Propia

El Perú es deficitario en petróleo crudo, especialmente en liviano. Es así que, durante el 2023, la Compañía importó el 51.9% del crudo utilizado (28.8% a diciembre 2022). Lo anterior, debido a que la NRT se encontró en periodo de pruebas. Sin embargo, dicha proporción podría modificarse cuando logre la operación optimizada de la NRT.

Por otro lado, el 93.7% de las compras de derivados fueron importaciones. Cabe resaltar que la participación de las importaciones en las compras de insumos es significativamente alta, debido a la regulación ambiental, la cual establece que el contenido de azufre en las gasolinas, gasholes y diésel no debe ser mayor a 50 ppm. Cabe señalar que una vez que alcance la operación optimizada de la NRT, parte de dichas importaciones serán reemplazadas por la producción de la refinería.

Durante el 2023, el consumo diario promedio nacional de combustibles líquidos ascendió a 200.4 miles de barriles por día, inferior al registrado durante el 2022 (205.0 miles de barriles por día).



De acuerdo a la información del Energy Information Administration (EIA), al cierre del 2023, el precio del crudo WTI ascendió a US\$71.90 por barril, nivel inferior al registrado al cierre del 2022 (US\$76.44 por barril). De la misma manera, se debe mencionar que el precio del crudo Brent, a diciembre 2023, fue menor que el del 2022 (US\$77.63 por barril vs. US\$80.92 por barril).

A partir del cuarto trimestre del 2023, los precios de crudo empezaron a registrar una reducción debido a las tensiones geopolíticas y las preocupaciones relacionadas a la demanda de crudo. Recordemos que los precios del crudo durante el tercer trimestre habían registrado un aumento por el acuerdo entre Rusia y Arabia Saudita de mantener las restricciones de producción y exportación de petróleo hasta fines del 2023.

El diferencial entre la cotización del crudo Brent y del WTI, al cierre del 2023, fue en promedio US\$4.83 por barril (US\$5.99 en promedio por barril en el 2022). Durante este periodo, la mínima y máxima diferencia entre marcadores fue de US\$3.89 y US\$5.76 por barril, respectivamente.

Según la información del EIA, se espera que, a fines del 2024 y 2025, los precios se mantengan ligeramente por encima a los del 2023 en promedio. De esta manera, se proyecta que el precio del WTI ascienda, en promedio, a US\$83.78 por barril para el 2024 y US\$82.48 por barril para el 2025 y para el Brent sea de US\$88.55 por barril y US\$86.98 por barril, para el 2024 y 2025, respectivamente.

Por otro lado, los derivados son comercializados tanto a nivel mayorista como minorista. En el segmento mayorista, la venta se realiza a través de las comercializadoras. A la fecha, existen 16 comercializadoras mayoristas habilitadas y cuatro de ellas concentran aproximadamente el 90% del volumen transado (PETROPERÚ S.A., Repsol, Primax y Pecsá).

En el segmento minorista, la venta se realiza a través de grifos y estaciones de servicios. Dentro de las estaciones de servicio destacan la participación de: PETROPERÚ S.A., Recosac y Primax.

Es importante mencionar que desde el 1ero de enero del 2023, de acuerdo con el Decreto Supremo N°006-2022-EM, se inició el proceso para que las EE.SS que hay en el país solo vendan dos tipos de gasolinas y gasholes: regular y premium, de acuerdo con el Ministerio de Energía y Minas. Dentro de la gasolina y gasohol regular, se reemplaza las de octanaje de 84 y 90, la cual debe tener 91 octanos; mientras que la premium, reemplaza a las gasolinas de 95, 97 y 98, y es de 96 octanos.

Operaciones

Durante el 2023, PETROPERÚ compró 19.1 MMbbls de crudo, 21.3% por encima del volumen comprado en el 2022 (15.8 MMbbls). Desde fines del 2022, el crudo importado incrementó su participación en volumen total de compras de crudo, dado el inicio de las etapas de prueba de las unidades de proceso de la NRT. Así, representó el 51.9% del crudo comprado en el periodo de análisis, mientras que en el 2022 fue de 28.8%.

En el caso de las compras de los productos derivados, éstas ascendieron a 18.5 MMbbls, 36.2% por debajo de lo registrado al cierre del 2022 (29.0 MMbbls). Los productos importados representaron el 93.7% del total de compras de

derivados, donde se destaca el ULSD (*Ultra Low Sulfur Diesel*) con una participación de 55.9% del total de productos importados, y en menor medida, Nafta Craqueada (23.0%).

Por su parte, dentro de los productos nacionales, el más significativo dentro de la estructura de compras de PETROPERÚ es el Gas Natural con una participación de 41.1%.

Por su parte, las cuentas por pagar comerciales ascendieron a US\$1,909.2 MM a diciembre 2023 (US\$1,101.9 MM a diciembre 2022). Este incremento se debió principalmente a la mayor importación de crudo. El principal proveedor nacional de crudo es Petrotal Perú S.R.L.

Por otro lado, las ventas totales de crudo y productos derivados de petróleo, durante el 2023, fueron de 34.5 MMbbls, inferior a lo registrado durante el 2022 (42.6 MMbbls). Del volumen total vendido, PETROPERÚ exportó el 21.8%, mostrando un incremento a lo registrado al cierre del 2022 (14.4%).

Por su parte, el volumen de combustibles vendido en el mercado local se redujo en 26.0% respecto del 2022. Esta reducción se explica principalmente por la mayor competencia en el mercado de combustibles, los problemas de abastecimiento de combustibles al interior del país a raíz de las movilizaciones sociales y la priorización de suministro de GLP para el arranque de la NRT.

Es importante mencionar que, además del menor volumen vendido, los precios han registrado una ligera reducción con respecto al 2022. De esta manera, el precio promedio de las ventas nacionales ha pasado de US\$130.19 por barril al cierre del 2022, a US\$128.42 por barril al cierre del 2023.

Por otro lado, al cierre del periodo en análisis, el volumen de venta al mercado externo se incrementó en 22.5%, alcanzando un volumen vendido de 7.5 MMbbls (6.1 MMbbls en el 2022). Entre los productos destacados se encuentra el N°6 Fuel Oil (99.1% del total de exportaciones).

Con respecto a las cuentas por cobrar comerciales, a diciembre 2023, éstas ascendieron a US\$279.2 MM, 40.8% por debajo del saldo registrado al cierre del 2022 (US\$471.7 MM). Esta reducción se dio principalmente por el menor saldo por cobrar al Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC).

Cabe mencionar que la Compañía posee, entre sus activos, al ONP, el cual no solo brinda el servicio de transporte de petróleo crudo a compañías particulares, sino que también transporta petróleo residual, insumo utilizado en el proceso productivo de las refinerías.

PETROPERÚ S.A. también posee 28 plantas de ventas, 7 plantas en aeropuertos (02 operadas por un tercero), 21 terminales de abastecimiento (05 operadas por terceros),

con capacidad de almacenaje distribuida de forma estratégica.

Desempeño Financiero

La mayor competencia, la demora en la puesta en operación de la NRT y otros factores exógenos (climáticos, sociales y políticos) han impactado de manera negativa la generación de caja de la Compañía.

Los márgenes de las refinerías se encuentran altamente expuestos a la volatilidad del precio del crudo y productos derivados, ya que generan un desfase entre el precio de venta de los productos terminados y el precio al cual se adquirió el crudo.

Los ingresos de PETROPERÚ mostraron una importante reducción durante el 2023, de 28.2% con respecto a lo registrado en el 2022. De esta manera, el monto ascendió a US\$4,009.1 MM, mientras que, en el 2022, los ingresos ascendieron a US\$5,580.9 MM.

Lo anterior es consecuencia del menor volumen vendido en el mercado interno dado los conflictos sociales que afectaron el abastecimiento de combustible y a las exportaciones de residuales de bajo valor comercial.

Por su parte, el costo de ventas registró una reducción de 21.2% con respecto al 2022. Este menor nivel de costo de ventas se debió por la menor compra de productos terminados dado el cambio de estructura de carga en la NRT, pasando a procesar crudo para la producción de combustibles.

Sin embargo, aún se mantiene elevado, producto de la operación no optimizada de la NRT y a los mayores gastos de operación, asociados a su consumo de energía y puesta en servicio de nuevas unidades de proceso, generaron una pérdida bruta de US\$356.3 MM a diciembre 2023 (utilidad bruta por US\$40.9 MM a diciembre 2022).

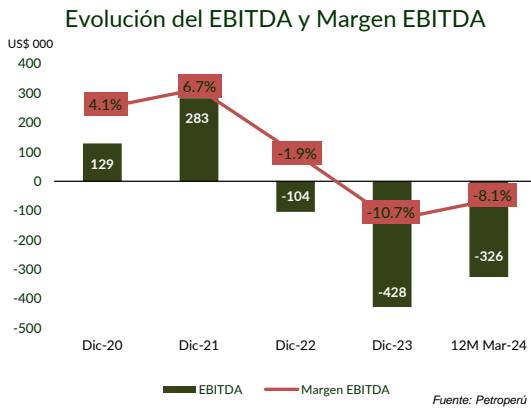
Cabe destacar que los márgenes de comercialización de combustibles mostraron una mejora, en los últimos meses, debido, entre otros, al control estricto sobre la realización de inventarios por terminal y planta de venta.

Sin embargo, los márgenes obtenidos en la comercialización de productos importados no son suficientes para cubrir los gastos incrementales de la puesta en operación de la NRT.

En cuanto a los gastos administrativos y de ventas, éstos ascendieron a US\$302.1 MM en el 2023 (US\$248.5 MM en el 2022). Este incremento se dio debido a sanciones administrativas, las cuales incluyen la provisión del resultado de fiscalización del 2016 según la Resolución de determinación 012-003-0129531 emitida por SUNAT por US\$22.1 MM, y otras sanciones menores emitidas por OSINERGMIN, la Municipalidad de Talara, entre otros.

Tomando en cuenta lo anterior, el EBITDA (Utilidad Operativa sin considerar otros ingresos ni egresos)

registrado por PETROPERÚ al cierre del 2023, se ubicó en -US\$426.7 MM y el margen EBITDA fue de -10.7% (-US\$103.8 MM y -1.9%, respectivamente, en el 2022).



En cuanto a los gastos financieros durante el 2023, se registró un importante incremento. Cabe recordar que, a partir del 2022, la Compañía ya no puede capitalizar los gastos financieros relacionados a los préstamos obtenidos para la construcción de la NRT dada la entrega de unidades a PETROPERÚ para su operación.

Adicionalmente a lo anterior, se registró un incremento en las tasas de interés, debido al recorte de líneas por parte de bancos, lo que encareció el costo financiero. De esta manera, al cierre del 2023 ascendieron a US\$266.5 MM (US\$155.3 MM en el 2022).

Considerando lo anterior, durante el 2023, PETROPERÚ registró una pérdida neta de US\$822.8 MM (pérdida neta de US\$271.2 MM en el 2022). Así, el indicador de rentabilidad promedio ROE al cierre del 2023 ascendió a -36.7% (-11.9% a diciembre 2022).

Por su parte, el Flujo de Caja Operativo de PETROPERÚ, al cierre del 2023, fue US\$267.4 MM (US\$1,261.1 MM en el 2022). A ello, si se descuenta las inversiones en activo fijo por US\$340.2 MM, dio como resultado un Flujo de Caja Libre por -US\$72.8 MM (-US\$1,669.4 MM en el 2022).

El mal desempeño de la Compañía se mantuvo durante el año móvil a marzo 2024. De esta manera, el EBITDA registrado en dicho periodo siguió siendo negativo en -US\$325.9 MM. Si bien se ve una ligera mejora respecto al 2022, aún se encuentra significativamente por debajo de lo que la Clasificadora esperaba con la puesta en operación de la NRT en diciembre 2023. Por su parte, tras la mayor deuda financiera y las altas tasas de interés en el mercado, los gastos financieros aumentaron en 13.3% respecto del cierre del 2022. Así, la pérdida neta al cierre de los últimos 12 meses a marzo 2024, fue aun mayor, alcanzado niveles de -US\$848.0 MM.

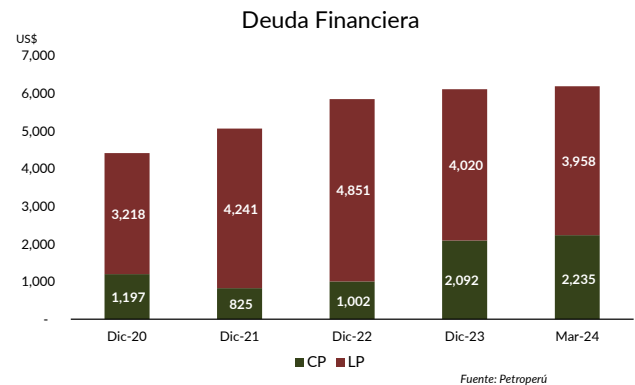
Estructura de Capital

El alto nivel de endeudamiento que mantiene la Compañía ha afectado el perfil crediticio de la misma que, sumado a los menores flujos generados en los últimos años, han requerido el apoyo del Gobierno para continuar con sus operaciones.

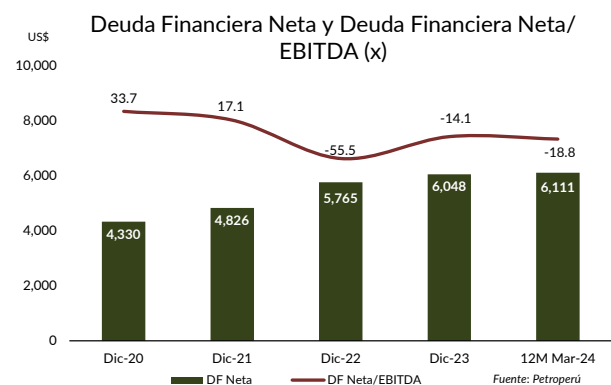
A diciembre 2023, la deuda financiera ascendió a US\$6,112 MM (US\$5,853 MM a diciembre 2022). Este incremento se dio principalmente por la necesidad de capital de trabajo de la Compañía para abastecer el mercado nacional de combustible.

Respecto a la composición de la deuda financiera, a diciembre 2023 estuvo compuesta por US\$3,116.8 MM de bonos corporativos; US\$1,033.5 MM de préstamos bancarios sin garantía; US\$985.4 MM del préstamo CESCE; y, préstamos por parte del MEF por US\$958.6 MM, los mismos que incluyen los Documentos Cancelatorios, el Apoyo Financiero otorgado en el 2022 e intereses devengados.

Por otro lado, se debe mencionar que, a partir del 2019, la Compañía empezó a aplicar la NIIF 16, por lo que se registraron pasivos por arrendamiento por US\$36.5 MM a diciembre 2023; sin embargo, su incidencia es de 0.4% del total de pasivos.



Por su parte, dada la generación negativa del EBITDA, a causa de factores mencionados anteriormente, el nivel de apalancamiento (Deuda Financiera Total / EBITDA) fue de -14.38x al cierre del 2023 (-56.65x a diciembre 2022).



Si no consideramos la deuda revolvente de corto plazo y solo tomamos en cuenta los gastos financieros y el capital por amortizar, el indicador EBITDA / (Gastos Financieros + Parte Corriente de Deuda LP) ascendió a -1.60x al cierre del 2023 (-0.67x a diciembre 2022). Esta importante reducción en el ratio de cobertura se debe a que el EBITDA fue negativo.

Respecto al ratio de liquidez, éste fue significativamente inferior al registrado en el 2022 (0.92x vs. 0.41x). Lo anterior, debido principalmente al mayor saldo de deuda financiera de corto plazo.

Las líneas de crédito autorizadas que mantenía PETROPERÚ S.A., al cierre del 2023, ascendieron a aproximadamente US\$3,458 MM, de las cuales el 53.2% se encontraba sin utilizar (US\$1,838 MM).

Este monto puede ser empleado para atender compromisos y operaciones financieras a corto plazo; además de cubrir sus operaciones de compra de crudo y productos derivados de éste, tanto en el territorio nacional como en el exterior.

Al cierre del primer trimestre del 2024, la deuda financiera continuó incrementándose ante la mayor necesidad de financiamiento para capital de trabajo. De esta manera, el saldo ascendió a US\$6,192.7 MM. Si bien la deuda financiera de largo plazo se redujo ligeramente, la de corto plazo fue la incrementó en mayor medida dada las necesidades de la Compañía.

Características de los instrumentos

Primer Programa de Instrumentos de Corto Plazo PETROPERÚ S.A.

Los recursos obtenidos de la colocación de los instrumentos de corto plazo emitidos en el marco del Primer Programa de Instrumentos de Corto Plazo PETROPERÚ serán utilizados, para: (i) financiar necesidades de capital de trabajo concernientes, a modo enunciativo pero no limitativo, a todas aquellas partidas y/u obligaciones generadas en la adquisición de bienes y recepción de servicios proveniente de operaciones relacionadas directamente o indirectamente con la actividad principal del negocio; y/o, (ii) amortizar y/o reperfil de deuda bancaria y/o instrumentos de deuda, cuyo vencimiento no supere un año.

Los porcentajes aproximados de uso de los recursos obtenidos de la colocación de los instrumentos de corto plazo de cada una de las emisiones realizadas, en el marco del primer programa de instrumentos de corto plazo PETROPERÚ, serán determinados en los respectivos prospectos complementarios.

Los términos y condiciones específicos de cada una de las Emisiones de instrumentos de corto plazo que formen parte de Programa, y que no hayan sido determinados en el Acto Marco, serán definidos en los respectivos Actos

Complementarios y Complementos del prospecto marco, y en el aviso de oferta. Cabe señalar que a la fecha no hay emisiones vigentes del programa.

PRINCIPALES TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LA EMISIÓN

Características	Primer Programa
Emisor	Petroperú S.A.
Denominación	Primer Programa de Instrumentos de Corto Plazo Petroperú
Emisión y Series	Una o más emisiones o series
Monto del Programa	Hasta por un monto máximo en circulación de S/. 1,500 MM (mil quinientos millones de Soles o su equivalente en Dólares)
Moneda	Soles o Dólares
Tasa de interés	Será definido para cada emisión o serie
Vigencia del Programa	6 años a partir de su inscripción
Plazo emisión	Hasta por 364 días.
Opción de rescate	Según el Art. 330 de la Ley General, respetando el artículo 89 de la Ley del Mercado de Valores.
Garantía	Garantía genérica sobre el patrimonio del emisor
Estructurador	Credicorp Capital Servicios Financieros S.A.
Colocador	Credicorp Capital Sociedad Agente de Bolsa S.A.

Fuente: Petroperú



Resumen Financiero - PETROLEOS DEL PERU - PETROPERÚ S.A.

(Cifras en miles de dólares)

	12M Mar-24	Dic-23	Dic-22	Dic-21	Dic-20
Rentabilidad (%)					
EBITDA ⁽¹⁾	-325,937	-427,672	-103,843	282,782	128,621
Mg. EBITDA	-8.1%	-10.7%	-1.9%	6.7%	4.1%
FCF / Ingresos	1.6%	-1.8%	-29.9%	-5.3%	-11.1%
ROE ⁽²⁾	-41.1%	-36.7%	-11.9%	3.6%	-3.6%
Cobertura (x)					
EBITDA / Gastos financieros	-1.08	-1.60	-0.67	12.52	3.87
EBITDA / (G. Financieros + Porción Corriente Deuda LP)	-1.08	-1.60	-0.67	12.52	3.87
EBITDA / Servicio de deuda ⁽³⁾	-0.13	-0.18	-0.09	0.33	0.10
FCF / Servicio de deuda	0.14	0.08	-1.31	-0.24	-0.26
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	0.18	0.11	-1.23	0.04	-0.19
CFO / Inversión en Activo Fijo	1.19	0.79	-3.09	0.62	0.57
Estructura de capital y endeudamiento (x)					
Deuda Financiera / Capitalización	79.0%	77.0%	68.8%	72.6%	70.6%
Deuda Financiera Total / EBITDA	-19.00	-14.29	-56.37	17.91	34.32
Deuda Financiera Neta / EBITDA	-18.75	-14.14	-55.51	17.07	33.66
Deuda Ajustada Total / EBITDA	-19.18	-14.38	-56.65	18.01	34.35
Costo de financiamiento estimado	4.9%	4.4%	2.8%	0.5%	0.8%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	36.1%	34.2%	17.1%	16.3%	27.1%
Balance					
Activos totales	10,177,708	10,168,637	9,941,598	8,685,536	7,259,757
Caja e inversiones corrientes	81,253	64,414	88,746	239,557	84,818
Deuda financiera Corto Plazo	2,234,618	2,091,905	1,002,332	824,511	1,196,648
Deuda financiera Largo Plazo	3,958,130	4,020,245	4,851,003	4,240,973	3,217,750
Deuda financiera total	6,192,748	6,112,150	5,853,335	5,065,484	4,414,398
Pasivos por Arrendamiento	58,853	36,459	29,446	26,163	3,503
Deuda ajustada total	6,251,601	6,148,609	5,882,781	5,091,647	4,417,901
Patrimonio Total	1,645,368	1,829,572	2,652,323	1,908,919	1,840,982
Capitalización ajustada	7,896,969	7,978,181	8,535,104	7,000,566	6,258,883
Flujo de caja					
Flujo de caja operativo (CFO)	409,565	267,374	-1,261,122	362,944	454,877
Inversiones en Activos Fijos e Intangibles	-344,835	-340,198	-408,296	-587,910	-801,927
Flujo de caja libre (FCF) ⁽⁴⁾	64,730	-72,824	-1,669,418	-224,966	-347,050
Otras inversiones, neto	-131,085	-115,235	-247,527	-237,404	-160,289
Variación neta de deuda	84,268	180,410	772,626	643,610	240,930
Otros financiamientos, netos	-27,836	-23,039	-13,576	-14,760	-16,680
Variación de Tipo de Cambio en el efectivo	2,493	6,356	-7,539	-11,740	-7,792
Variación de caja	-7,430	-24,332	-150,811	154,740	-290,881
Resultados					
Ingresos	4,037,079	4,009,084	5,580,888	4,222,254	3,121,759
Variación de Ventas	0.7%	-28.2%	32.2%	35.3%	-33.1%
Utilidad operativa (EBIT)	-596,970	-658,431	-207,555	216,118	65,337
Gastos financieros	301,869	266,540	155,299	22,584	33,278
Resultado neto	-848,010	-822,751	-271,219	67,937	-67,280
Información y ratios sectoriales					
Rotación de inventarios	76.47	80.56	68.05	62.18	53.25
Rotación de cuentas por cobrar	26.73	25.42	30.85	26.11	33.66
Rotación de cuentas por pagar	167.60	159.63	72.60	131.17	102.98
(1) EBITDA = Ut. Operativa (No incluye otros ingresos y egresos) + Depreciación + Amortización.					
(2) ROE = Ut. Neta / Promedio Patrimonio Año Actual y Anterior					
(3) Servicio de Deuda = Gastos Financieros + Deuda Total de Corto Plazo					
(4) FCF = CFO + Inversiones en Activos Fijos e Intangibles + Pago de Dividendos Comunes					
* FEPC = Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles					

Antecedentes

Emisor:	Petróleos del Perú S.A.
Domicilio legal:	Av. Enrique Canaval y Moreyra N°150
RUC:	20100128218
Teléfono:	(511) 614 5000

Relación de directores*

Oliver Stark Preuss	Vicepresidente del Directorio
Carlos Villalobos Dulanto	Director
David Tuesta Cárdenas	Director Independiente
Germán Boza Pro	Director Independiente
Antonio Manosalva Alarcón	Director Representante de los Trabajadores

Relación de ejecutivos*

Luis Antonio Gonzales Talledo	Gerente General (e)
Luis Casimiro Morales García	Gerente Corp. Finanzas
Luis Alberto Suárez Carlo	Gerente Corp. Administración (e)
Ruben Contreras Arce	Secretario General (e)
Mario Fernando Urrello Leyva	Gerente Corp. Legal
Eduardo Carreño Bardales	Gerente Corp. Comercial (e)
José Oliver Linares	Gerente Corp. Operaciones (e)
Maximiliano Falla Navarro	Gerente Corp. Refinería Talara (e)
Ramón Pinedo Ramírez	Gerente Corp. Cadena de Suministro (i)
Jose Alfredo Coronel Escobar	Gerente Corp. Planeamiento y Gestión (e)
Jorge Quino Celi	Gerente Corp. Recursos Humanos (e)
Juan del Carmen Gallarday Pretto	Gerente Corp. Des. Sostenible (e)
Renzo Higa Chávez	Gerente Corp. Gas (e)
Cristina Ortega Malca	Gerente Corp. Procesos y Riesgos (e)
Carla Santa Cruz Sandoval	Gerente Comunicaciones y Relaciones Institucionales (e)
Tomas Díaz Del Águila	Gerente Corp. Exploración Producción y Oleoducto

Relación de accionistas

Ministerio de Economía y Finanzas	60.00%
Ministerio de Energía y Minas	40.00%

(*) Nota: Información a mayo 2024

CLASIFICACIÓN DE RIESGO

APOYO & ASOCIADOS INTERNACIONALES S.A.C. CLASIFICADORA DE RIESGO, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de Compañías Clasificadoras de Riesgo, aprobado por Resolución SMV N°032-2015-SMV/01 y sus modificatorias, acordó las siguientes clasificaciones de riesgo para los siguientes instrumentos:

<u>Instrumento</u>	<u>Clasificación*</u>
Primer Programa de Instrumentos de Corto Plazo PETROPERÚ S.A.	CP-2(pe)
Obligaciones de Largo Plazo	A(pe)
Perspectiva	Negativa

Definiciones

CATEGORÍA CP-2 (pe): Corresponde a una buena capacidad de pago oportuno de sus obligaciones financieras reflejando el más bajo riesgo crediticio.

CATEGORÍA A(pe): Corresponde a una alta capacidad de pago de sus obligaciones financieras en los plazos y condiciones pactados; sin embargo, esta capacidad puede ser vulnerable ante cambios adversos en circunstancias o el entorno económico.

(+) Corresponde a instituciones con un menor riesgo relativo dentro de la categoría.

(-) Corresponde a instituciones con un mayor riesgo relativo dentro de la categoría.

Perspectiva: Indica la dirección en que se podría modificar una clasificación en un período de uno a dos años. La perspectiva puede ser positiva, estable o negativa. Una perspectiva positiva o negativa no implica necesariamente un cambio en la clasificación. Del mismo modo, una clasificación con perspectiva estable puede ser cambiada sin que la perspectiva se haya modificado previamente a positiva o negativa, si existen elementos que lo justifiquen.

(*) La clasificación de riesgo del valor constituye únicamente una opinión profesional sobre la calidad crediticia del valor y/o de su emisor respecto al pago de la obligación representada por dicho valor. La clasificación otorgada o emitida no constituye una recomendación para comprar, vender o mantener el valor y puede estar sujeta a actualización en cualquier momento. Asimismo, la presente Clasificación de riesgo es independiente y no ha sido influenciada por otras actividades de la Clasificadora. El presente informe se encuentra publicado en la página web de la Compañía (<http://www.aai.com.pe>), donde se puede consultar adicionalmente documentos como el código de conducta, la metodología de clasificación respectiva y las clasificaciones vigentes.

Las clasificaciones de riesgo crediticio de Apoyo & Asociados Internacionales Clasificadora de Riesgo (A&A) no constituyen garantía de cumplimiento de las obligaciones del calificado. Las clasificaciones se basan sobre la información que se obtiene directamente de los emisores, los estructuradores y otras fuentes que A&A considera confiables. A&A no audita ni verifica la veracidad de dicha información, y no se encuentra bajo la obligación de auditarla ni verificarla, como tampoco de llevar a cabo ningún tipo de investigación para determinar la veracidad o exactitud de dicha información. Si dicha información resultara contener errores o conducir de alguna manera a error, la clasificación asociada a dicha información podría no ser apropiada, y A&A no asume responsabilidad por este riesgo. No obstante, las leyes que regulan la actividad de la Clasificación de Riesgo señalan los supuestos de responsabilidad que atañen a las clasificadoras.

La calidad de la información utilizada en el presente análisis es considerada por A&A suficiente para la evaluación y emisión de una opinión de la clasificación de riesgo.

La opinión contenida en el presente informe ha sido obtenida como resultado de la aplicación rigurosa de la metodología vigente correspondiente indicada al inicio del mismo. Los informes de clasificación se actualizan periódicamente de acuerdo a lo establecido en la regulación vigente, y además cuando A&A lo considere oportuno.

Asimismo, A&A informa que los ingresos provenientes de la entidad clasificada por actividades complementarias representaron el 0.0% de sus ingresos totales del último año.

Limitaciones - En su análisis crediticio, A&A se basa en opiniones legales y/o impositivas provistas por los asesores de la transacción. Como siempre ha dejado en claro, A&A no provee asesoramiento legal y/o impositivo ni confirma que las opiniones legales y/o impositivas o cualquier otro documento de la transacción o cualquier estructura de la transacción sean suficientes para cualquier propósito. La limitación de responsabilidad al final de este informe, deja en claro que este informe no constituye una recomendación legal, impositiva y/o de estructuración de A&A, y no debe ser usado ni interpretado como una recomendación legal, impositiva y/o de estructuración de A&A. Si los lectores de este informe necesitan consejo legal, impositivo y/o de estructuración, se les insta a contactar asesores competentes en las jurisdicciones pertinentes.