

Petróleos del Perú (PETROPERÚ S.A.)

Fundamentos

Apojo & Asociados (A&A) ratificó las clasificaciones de AA-(pe) y CP-1-(pe) de los instrumentos de PETROPERÚ S.A. sustentado principalmente en lo siguiente:

A&A considera que el soporte del Gobierno es explícito, no solo a través de decretos legislativos que permiten que la Empresa opere de una manera más eficiente y rentable (recuperación del IGV de la Amazonía y transferencia de las obligaciones de pensiones a la Oficina de Normalización Previsional), sino también por la garantía financiera de hasta US\$1,000 millones para el financiamiento del proyecto modernización de la Refinería Talara, la cual, hasta la fecha, no ha sido comprometida como garante de pago, así como la capitalización de una porción de la utilidad del ejercicio del 2019 por US\$171.0 MM (US\$154.0 MM como capital adicional y US\$17.0 MM a la Reserva Legal).

La Empresa, al ser una entidad de propiedad del Estado y de importancia estratégica para el abastecimiento energético, cuenta con una clasificación de riesgo internacional altamente vinculada al perfil crediticio soberano del país (BBB+ con perspectiva negativa otorgada por *FitchRatings*). Asimismo, el 16 de diciembre del 2020, FitchRatings ratificó el rating de BBB+ a la emisión de US\$2,000 millones de PETROPERÚ S.A.

Por otro lado, se ha considerado que PETROPERÚ S.A. posee una posición estratégica para el abastecimiento nacional de hidrocarburos líquidos al contar 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 país. Es importante mencionar que cuenta con el 45% de capacidad de refino del país y con el 44% de participación de mercado interno de combustibles al cierre del 2020. La Empresa está en camino a la integración vertical con el regreso al *upstream*, lo que permitirá reforzar su posición estratégica en el negocio de hidrocarburos.

Asimismo, posee activos de importancia estratégica tanto para sus operaciones como para su desempeño financiero. Es así que la Empresa cuenta con el Oleoducto Nor Peruano (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 Empresa 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.

A pesar de estar expuesta a la volatilidad de la cotización del crudo y de los combustibles que comercializa, PETROPERÚ S.A., a diferencia de sus competidores, ha mostrado, en los últimos años, una capacidad de generar un EBITDA positivo aún en escenarios de estrés.

La Clasificadora espera que la inversión para la construcción de la Nueva Refinería de Talara (NRT), para producir diésel y gasolinas con menos de 50 ppm de azufre, incrementará los márgenes de refino, la flexibilidad de la estructura de costos y la estabilidad en los flujos de la Empresa, debido a que le permitirá aumentar la carga de la unidad primaria, procesar crudos de mayor realización económica (crudos pesados

Ratings	Actual	Anterior
Primer Programa de Instrumentos de Corto Plazo PETROPERÚ S.A.	CP-1- (pe)	CP-1- (pe)
Obligaciones de Largo Plazo	AA- (pe)	AA- (pe)

Con información financiera auditada a diciembre 2020

Clasificaciones otorgadas en Comités de fechas 20/07/2021 y 07/06/2021

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

(Cifras en miles de US\$)	Dic-20	Dic-19	Dic-18
Ingresos	3,121,759	4,668,046	4,965,070
EBITDA	128,621	350,671	164,388
Flujo de Caja Operativo (CFO)	454,877	645,742	(134,402)
Deuda Financiera Total	4,417,901	4,175,232	4,820,722
Caja y valores	84,818	375,699	528,700
Deuda Financiera / EBITDA	34.32	11.87	29.33
Deuda Financiera Neta / EBITDA	33.66	10.80	26.11
EBITDA / Gastos Financieros	3.87	9.38	3.36

Fuente: Petropert

Metodologías Aplicadas

Metodología Maestra de Clasificación de Empresas No Financieras (Enero 2017)

Analistas

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

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

T. (511) 444 5588

como los provenientes de la selva peruana) y optimizar la producción de productos de mayor valor económico, a partir de su puesta en marcha en el segundo semestre del 2021.

Asimismo, la clasificación está limitada por:

Los niveles de Deuda Financiera/EBITDA, los cuales se elevaron a aproximadamente 11.87x al cierre del 2019 y 34.32x a diciembre 2020 (en años anteriores se registraban menores niveles de apalancamiento, debido a que la Empresa no contaba con la deuda para el financiamiento del proyecto NRT).

Se espera que mantenga un promedio superior a 14x hasta que la NRT entre en operación a fines del segundo semestre del 2021 y se empiece a amortizar la deuda contraída. Es decir, los niveles de apalancamiento se elevaron a niveles superiores a los de la categoría y estándares de la industria en situaciones regulares. Cabe mencionar que Apoyo & Asociados espera que el nivel de apalancamiento se normalice una vez que la NRT haya entrado en 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.

Negativamente:

- Retraso en la implementación de la NRT, debido a situaciones de fuerza mayor o incumplimiento del contratista. En este caso, se afectaría a la rentabilidad de la empresa, así como su capacidad de generación para el repago de la deuda.
- El debilitamiento del respaldo que tiene PETROPERÚ S.A. por parte del Estado, lo cual podría reflejarse incluso en una disminución en la clasificación del riesgo soberano del país.

Hechos Relevantes

Debido a la Declaración de Estado de Emergencia a causa de la crisis sanitaria que atraviesa el mundo, establecida mediante el D.S. 044-2020-PCM, las actividades de construcción de la Nueva Refinería Talara (NRT) se mantuvieron suspendidas entre el 16 de marzo del 2020 hasta el 14 de junio del 2020.

Como parte del reinicio de las actividades, el 15 de junio del 2020, se reiniciaron de manera gradual y progresiva los trabajos de construcción. De esta manera, tras superar la suspensión temporal, la Compañía tiene previsto iniciar el arranque de las unidades de proceso de la nueva refinería en el segundo semestre del 2021.

Perfil

Petróleos del Perú (PETROPERÚ S.A.), es una empresa 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 dos lotes. Actualmente se está trabajando en una oferta para seleccionar un socio estratégico a ser incluido en el Contrato de Licencia y espera terminar dicho proceso durante el segundo semestre del 2021.

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 Empresa fue constituida y denominada como Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. por el Decreto Ley N° 17753, el 24 de julio de 1969. El Estado es el único propietario del 100% de las acciones y su representación es ejercida por cinco funcionarios, dos de ellos del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y tres del Ministerio de Energía y Minas (MEM), cada uno de los cuales representa el 20% de las acciones.

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

Esta ley también establece que PETROPERÚ S.A. queda excluido del ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento del Estado - FONAFE, de las normas y reglamentos del Sistema de Inversión Pública - SNIP; y dinamiza los procesos de adquisiciones y contrataciones en coordinación con el Organismo Supervisor de las Contrataciones del Estado (OSCE), previamente CONSUCODE (Consejo Superior de Contrataciones y Adquisiciones del Estado).

El Decreto Legislativo N° 1292, publicado el 30 de diciembre del 2016, ha modificado la Segunda Disposición Complementaria de Ley N° 28840, estableciendo que “Las adquisiciones y contrataciones de PETROPERÚ S.A. se rigen por su propio Reglamento, el cual es propuesto por la Gerencia General y aprobado por su Directorio”. En tal sentido, actualmente las normas sobre contrataciones y adquisiciones aplicables a PETROPERÚ S.A. son aprobadas sin intervención del OSCE.

La Empresa es de importancia estratégica para la provisión de energía a nivel nacional, ya que cuenta con una capacidad de refino de 94,500 barriles por día (BPD). PETROPERÚ S.A. concentra el 45% de la capacidad total de refino del Perú, mientras que el 55% corresponde a Refinería La Pampilla – Relapasa. Asimismo, la Empresa es propietaria de 5 de las 6 refinerías existentes a nivel de país.

Refinerías	Capacidad de Refino (MBPD)	Capacidad de Refino (%)
Talara*	65.0	66%
Conchán	15.5	16%
Iquitos	12.0	12%
El Milagro*	2.0	2%
Pucallpa*	3.3	3%
Total	97.8	100%

* Actualmente fuera de servicio

Fuente: Petroperú S.A.

Desde el 21 de agosto del 2019, por una medida arbitral, PETROPERÚ ha recuperado la Refinería Pucallpa, la misma que, desde agosto del 2018, se encuentra fuera de servicio. En octubre 2020, el Tribunal Arbitral falló a favor de la demanda de PETROPERÚ, por lo cual la recuperación de las instalaciones fue legítima y establece un monto de indemnización por US\$6.3 MM. Se vienen ejecutando actividades y gestiones para la habilitación de las instalaciones para uso de la Compañía.

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 empresas del exterior. Además, abastece a nivel nacional como proveedor estratégico a las Fuerzas Armadas y Policía Nacional del Perú.

PETROPERÚ S.A. tiene una participación del 44% de la demanda nacional de combustibles, concentrada en su mayoría en los productos Diesel, Gasolinas y GLP.

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, la Empresa mantiene contratos de servicio de transporte con Perenco (Lote 67), Petrotal (Lote 95), Perupetro y Frontera Energy (Lote 192).

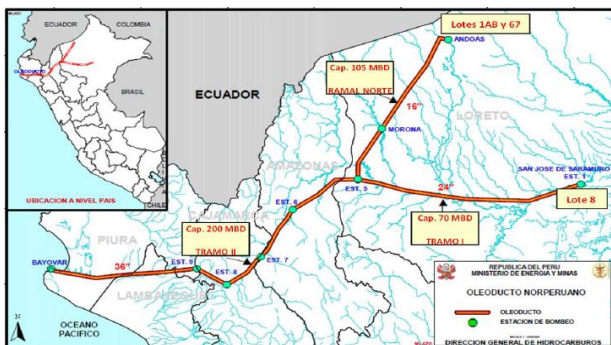
El ONP está conformado por tres tramos: Tramos I (Estación 1 – Estación 5) y II (Estación 5 – Terminal Bayóvar)

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.

Durante el 2020, se registró un régimen de bombeo de 6.8 MBD, menor en 33% respecto al volumen programado (10.2 MBD). Las bajas entregas de crudo de los clientes PETROTAL, PERENCO, FRONTERA y Refinería Iquitos, no permitieron cumplir con el Programa de Transportes; así como las paralizaciones por contingencias en el Tramo II y eventos de conmoción social. Respecto a los problemas sociales, la Estación 05 estuvo tomada del 02 al 15 de agosto del 2020 y la Estación Morona estuvo tomada desde junio del 2020 hasta el 07 de diciembre del 2020.

Durante todo el 2020, el transporte de petróleo crudo fue bajo debido a los conflictos sociales; sin embargo, la situación de los tramos del ONP es el siguiente:

- i) Tramo I: hubo bajas entregas de crudo Breñaña debido a las menores exportaciones de este crudo, el bloque 67 de PERENCO entró en producción el 20 de marzo del 2021
- ii) Tramo II: Durante el primer trimestre del 2021, se registró un menor volumen de crudo transportado, principalmente por obras de reparación de oleoductos
- iii) ORN: debido a la paralización de las operaciones del Bloque 192, no ha sido posible bombear en este tramo



Fuente:

Sobre la participación de la Empresa en Lotes para la producción de hidrocarburos; PETROPERÚ S.A. fue socio no operador en el Contrato de Licencia del Lote 64, con una participación inicial de 25%.

En julio del 2020, Geopark informó su decisión irrevocable de retirarse del Contrato de Licencia. Posteriormente, en agosto del 2020, PETROPERÚ aceptó la cesión del 75% de participación de Geopark, por lo que ahora PETROPERÚ posee el 100% de participación.

Al cierre del 2020, aún se encuentra pendiente de aprobación el Estudio de Impacto Ambiental de Desarrollo del Yacimiento Situche Central por parte de SENACE y del Programa Exploratorio.

Por otro lado, en virtud de la Ley 30357, PETROPERÚ S.A. espera suscribir un contrato de licencia de explotación con Perupetro bajo la cual PETROPERÚ se convertirá en el nuevo operador del Lote 192 por un periodo de 30 años.

El 17 de junio del 2020, PETROPERÚ y Perupetro S.A. iniciaron la negociación directa del Contrato de Licencia. Perupetro S.A. ha informado que la negociación culminará cuando se concluya el proceso de Consulta Previa, mismo que, según lo informado por el Ministerio de Energía y Minas, terminará en julio del 2021 debido a retrasos por la emergencia sanitaria. Respecto al proceso, para la selección de un socio operador para el Lote 192, se estima contar con el socio hacia fines del 2021.

El Contrato actual del Lote 192 es operado por Frontera Energy (antes Pacific Stratus Energy), el cual culminó el 05 de febrero del 2021. En este sentido, a partir del 06 de febrero del 2021, el Lote 192 se encuentra en custodia de PETROPERÚ. Cabe señalar que, una vez finalizado la Consulta Previa (julio 2021), la Compañía suscribirá el Contrato de Licencia de Explotación de Hidrocarburos del Lote 192, con una participación de 100% luego de la culminación del Proceso de Consulta Previa y posteriormente, se realizará la incorporación del socio operador al contrato. Al respecto, PETROPERÚ se encuentra en la fase final del proceso de selección del socio operador del Lote 192.

La participación de PETROPERÚ S.A. en ambos lotes le permitirá asegurar que parte del suministro de crudo de la Refinería Talara sea adquirido a costo de producción, obteniendo una cobertura natural ante las variaciones en la cotización del crudo, así como acceder a un sustituto del crudo importado y asegurar el abastecimiento de materia prima.

Por otro lado, las clasificaciones de riesgo internacionales fueron ratificadas en BBB+ con perspectiva negativa por *FitchRatings* y BBB- con perspectiva estable por S&P.

Estrategia

La visión de PETROPERÚ S.A. es ser una empresa líder en la industria de hidrocarburos, con autonomía económica, financiera y administrativa e integrada verticalmente. Para ello, la estrategia de la Empresa es proveer hidrocarburos de alta calidad al mercado nacional e internacional, administrando de manera eficiente sus recursos y realizando sus actividades de forma sostenible, eficiente e incorporando innovaciones acordes a estándares internacionales.

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 su Reglamento.

Además, PETROPERÚ S.A. se ha planteado asegurar la ejecución e implementación de la Nueva Refinería Talara (NRT) a tiempo y costo. El mencionado proyecto consiste en la construcción de una nueva refinería, la cual se ejecuta en cumplimiento de la Ley N° 28694 y las diferentes Resoluciones Ministeriales que vienen regulando el contenido de azufre en el Diesel en el territorio nacional.

Asimismo, mediante la Ley N° 30130, su prioritaria ejecución ha sido declarada de necesidad Pública e interés Nacional por lo que su ejecución forma parte de los objetivos estratégicos de PETROPERÚ S.A.

Luego de la promulgación de la Resolución Ministerial N°139-2013-MEM, que amplió el mercado geográfico del Diésel B5 de bajo azufre en el país (Lima, Cusco, Arequipa, Puno, Madre de Dios y la Provincia Constitucional del Callao), la Empresa tiene que importar todo el volumen de Diesel B5 de bajo azufre para poder comercializar en el territorio nacional, hasta completar la ejecución de la NRT.

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 2020, se registraron 667 EE.SS. afiliadas y distribuidas a lo largo del territorio peruano (652 a diciembre 2019). 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.

Asimismo, la política comercial y de descuentos, es revisada y actualizada cuando las condiciones de mercado lo demanden, para poder fidelizar y ofrecer un mayor valor agregado tanto a sus clientes mayoristas como minoristas.

Por otro lado, la Empresa, a través de la construcción de la NRT, logrará 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.

PETROPERÚ S.A. viene desarrollando tres (03) proyectos adicionales a la NRT (Nuevo Terminal Ilo, Construcción de la Planta de Ventas en Puerto Maldonado y Construcción de Planta de Abastecimiento Ninacaca), los cuales no ponen en riesgo la realización de la NRT, ni la solvencia de la Empresa.

Asimismo, los proyectos tienen como objetivo incrementar la presencia de puntos de distribución, así como incrementar la capacidad de recepción, almacenamiento y despacho a lo largo del país.

El presupuesto de inversiones, para el 2021, asciende a aproximadamente US\$866.5 MM, cuyos proyectos se detallan a continuación:

- Proyecto Modernización de la Refinería Talara, el cual comprende la construcción de la Nueva Refinería Talara (NRT), hará posible la producción de diésel y de gasolinas con menos de 50 ppm de azufre.

También permitirá el incremento de la capacidad de producción de 65 a 95 mil bpd y el procesamiento de crudos pesados y más económicos para la producción de combustibles de mayor valor comercial.

Para el periodo mencionado, se estima destinar a este proyecto US\$770.1 MM de inversión. Cabe mencionar que, a diciembre 2020, la NRT presenta un avance físico de 92.74%.

- Instalación y Operación del Nuevo Terminal Ilo, consiste en la construcción y puesta en marcha de un nuevo terminal de Abastecimiento para la recepción, almacenamiento y despacho de combustibles. Este proyecto presentó un avance físico de 25.8% a diciembre 2020.
- Construcción y Operación de Planta de Abastecimiento en Pasco-Ninacaca. Este proyecto consiste en la construcción de una Planta de Abastecimiento en Ninacaca - Pasco, con una capacidad de almacenamiento de 7.5 Mbbls de combustible, para el despacho de Diésel B5 y gasolinas. A diciembre 2020, este proyecto registró un avance físico de 73.4%.
- Proyecto Construcción y Operación de Planta de Ventas Puerto Maldonado. Dicho proyecto consiste en la construcción de una Planta de Ventas, con una capacidad de almacenamiento de 111 Mbbls que luego será ampliada a 167 Mbbls en una segunda etapa, para el despacho Diésel B5 y gasolinas. Este proyecto registró un avance físico de 54.3% a diciembre 2020.

Posición Competitiva

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

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.

En el Perú, la refinación de petróleo crudo para comercialización de productos refinados, se realiza básicamente por dos empresas: PETROPERÚ S.A. y Repsol. En conjunto, son capaces de producir alrededor de 80 millones de barriles de derivados anuales.

Capacidad Instalada de Refinación			
Accionista principal	Refinería	Capacidad (BPD)	%
Petroperú	Talara*	65,000	30.0%
	Conchán	15,500	7.2%
	Iquitos	12,000	5.5%
	El Milagro*	1,900	0.9%
	Pucallpa*	3,300	1.5%
Refinerías Privadas			
Repsol	La Pampilla	117,000	54.0%
Pluspetrol	Shiviyacu	2,000	0.9%
Total		216,700	100%

Fuente: Relapasa
 * Actualmente fuera de servicio

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
Gasolinas y gasoholes de distinto octanaje	Transporte
Diesel	Transporte, industria y generación de energía eléctrica
Turbo	Transporte aéreo
Residual	Industrial

Elaboración propia

El Perú es deficitario en petróleo crudo, especialmente en liviano. Sin embargo, la Compañía solo ha importado el 7.0% del crudo utilizado durante el 2020 (32.0% a diciembre 2019). Lo anterior debido a que la Refinería de Talara se encuentra paralizada temporalmente debido a las pruebas de ajuste que se está realizando para el cambio de una refinería más antigua a una nueva.

Por otro lado, el 69.3% 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 entrada en vigencia del Decreto Supremo N° 009-2015-MINAM y D.S. 038-2016-EM, por los cuales se incrementó el número de departamentos en donde está prohibido comercializar diésel con más de 50 ppm de azufre.

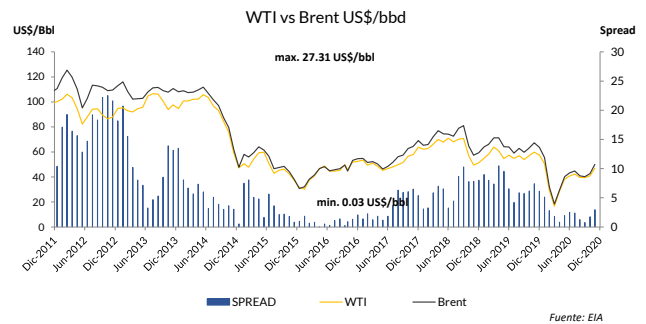
Asimismo, a partir del 1ro. de enero del 2018, el contenido de azufre en las Gasolinas y Gasholes de alto octanaje (95, 97 y 98 octanos) no debe ser mayor a 50 ppm. Los importadores y distribuidores mayoristas tuvieron hasta el 31 de diciembre del 2017 para adecuarse a ello, mientras que el resto de agentes de la cadena de comercialización de dichos combustibles tuvo hasta el 31 de marzo del 2018.

Durante el 2020, la demanda nacional de combustibles líquidos ascendió a 1,923 miles de barriles por día, disminuyendo en 21.9% a la demanda registrada durante el 2019. Lo anterior se debió al aislamiento social iniciado en marzo del 2020 a causa de la propagación del COVID-19.

Uno de los elementos más importantes en la estructura de costos es el crudo. A mediados del 2011, el WTI dejó de utilizarse como marcador del precio del crudo y se comenzó a utilizar el precio del crudo Brent, debido a que se generó

una diferencia entre dichos marcadores originada principalmente por la pérdida de liquidez y valor de la cotización del WTI por problemas logísticos del suministro. Por lo anterior, el crudo Brent es actualmente el principal referente de precios para PETROPERÚ S.A.

El diferencial entre la cotización del crudo Brent y del WTI disminuyó considerablemente al cierre del 2020; fue en promedio US\$2.53 por barril (US\$7.37 en promedio por barril en el 2019). Durante este periodo, la mínima y máxima diferencia entre marcadores fue de US\$0.79 y US\$6.13 por barril, respectivamente.



De acuerdo a la información del EIA, al cierre del 2020, el precio del crudo WTI ascendió a US\$47.02 por barril, nivel significativamente menor al registrado al cierre del 2019 (US\$59.88 por barril). De la misma manera, se debe mencionar que el precio promedio del WTI durante el 2020 fue menor que el del 2019 (US\$39.23 por barril vs. US\$56.98 por barril).

Por su parte, durante el periodo en análisis, el precio promedio del Brent ascendió a US\$41.76 por barril, mientras que, en el 2019, el precio promedio fue de US\$64.36 por barril. Como efecto de la pandemia de COVID-19, el precio del Brent registró su nivel más bajo en abril del 2020, cerrando dicho mes con un precio de US\$18.38 por barril. A partir de ese momento, el precio se fue recuperando en los meses posteriores.

Durante los primeros meses del año, los desacuerdos en los países de la OPEP, los cuales no aceptaban disminuir la producción de crudo a pesar de los altos niveles de inventarios a nivel mundial y una menor demanda por la expansión de la pandemia de COVID-19, lo que resultó en el aumento de la producción en Rusia y Arabia Saudita lo que generó una significativa caída en los precios del crudo.

Adicional a lo mencionado en el párrafo anterior, la declaración por parte de la OMS como pandemia el COVID-19, iniciándose el Estado de Emergencia en el Perú y muchos países alrededor del mundo, la demanda de combustibles se vio impactada significativamente.

Según la información del Energy Information Administration (EIA), se espera que a fines del 2021 y 2022 los precios registren una recuperación gradual. De esta manera, se proyecta que, para el cierre de dichos años, los

precios del WTI asciendan a US\$57.24 por barril y US\$54.75 por barril, respectivamente, y para el Brent sean de US\$60.67 por barril y US\$58.51 por barril, respectivamente.

Adicionalmente, 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, Primax y PECSA.

Temas Regulatorios

Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo

Fue creado en setiembre 2004, con el fin de compensar a los importadores y a los refinadores la imposibilidad de trasladar al mercado interno el total de las fluctuaciones del precio internacional de los combustibles derivados del petróleo, y reducir la volatilidad de la variación del mercado internacional en el mercado interno.

OSINERGMIN calcula semanalmente un PPI para cada derivado, el cual es comparado con el rango fijado por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas. Si el PPI es mayor al precio máximo establecido en la banda, el productor y/o importador recibe del Fondo una compensación por la diferencia entre ambos precios, pero si está por debajo del precio mínimo de la banda, el productor debe aportar la diferencia.

Luego de la promulgación de diversos decretos supremos destinados a definir claramente los objetivos del FEPC, se eliminaron varios de los productos. Durante el 2020, se mantuvieron los siguientes: el GLP envasado, el Diésel (alto y bajo azufre) para uso vehicular, y el Diésel B5 y petróleo industrial 6 destinados a la generación eléctrica de sistemas aislados.

El 21 de abril del 2020, se publicó el DS N°007-2020-EM modificando los productos de la lista contenida en el Fondo para la Estabilización de Precio de los Combustibles Derivados del Petróleo (FEPC). De esta manera, se excluyen de la lista al Gas Licuado de Petróleo (GLP) y al Diésel BX.

Adicionalmente, el 27 de marzo del 2021, se publicó el DS N°006-2021-EM el cual dispuso activar el mecanismo de estabilización mediante la aplicación compensación y aportaciones sobre los precios de venta primaria del Diesel BX destinado al uso vehicular.

El objetivo del Decreto es mantener dichos precios estabilizados, evitando que la alta volatilidad de los precios internacionales se traslade a los consumidores finales de la cadena de comercialización de dicho combustible.

A diciembre 2020, la Compañía no registró monto por cobrar a la Dirección General de Hidrocarburos - DGH (FEPC). A diciembre 2019 ascendió a US\$9.8 millones.

Regulación Ambiental

A la fecha, solo Refinería La Pampilla ha iniciado la producción de Diésel B5 con bajo contenido de azufre, debido a que la modernización de la Refinería (RLP21) fue concluida en agosto 2016. De esta manera, PETROPERÚ S.A. debe importar la totalidad de este Diésel, debido a que aún no posee la tecnología para reducir el nivel de azufre del crudo que se procesa; se prevé que el NRT será concluido durante el segundo semestre del 2021 (según las últimas publicaciones de PETROPERÚ).

Cabe mencionar que el Reglamento de Comercialización de Biocombustibles estableció el porcentaje en volumen de biodiesel (5%) en mezcla con el diésel a nivel nacional; y de alcohol carburante (7.8%) en la mezcla de gasolina con alcohol carburante -Gasohol-, que se está comercializando en los distintos departamentos del país, cuya comercialización se inició entre el 1ro. de abril del 2010 y el 1ro. de diciembre del 2011. En el caso de Lima y Callao, la comercialización se inició el 15 de julio del 2011.

Finalmente, a partir del 1ro. de enero del 2018, el contenido de azufre en las Gasolinas y Gasholes de alto octanaje (95, 97 y 98 octanos) no debe ser mayor a 50 ppm. Los importadores y distribuidores mayoristas tuvieron hasta el 31 de diciembre del 2017 para adecuarse a ello, mientras que el resto de agentes de la cadena de comercialización de dichos combustibles tuvo hasta el 31 de marzo del 2018.

Operaciones

Al cierre del 2020, PETROPERÚ S.A. compró 15.2 MMbbls de crudo, -33.8% por debajo del volumen comprado al cierre del 2019 (22.9 MMbbls).

La participación de crudo importado en la carga de las refinerías de la Compañía disminuyó significativamente. De esta manera, solo representó el 7.0% del total de crudo. Lo anterior se debió principalmente por el menor volumen de crudo orientado importado, debido al cierre temporal de la Refinería de Talara (operó solo hasta fines del 2019). Las unidades de proceso de la refinería se cerraron como parte del cambio planificado de una refinería más antigua a una nueva.

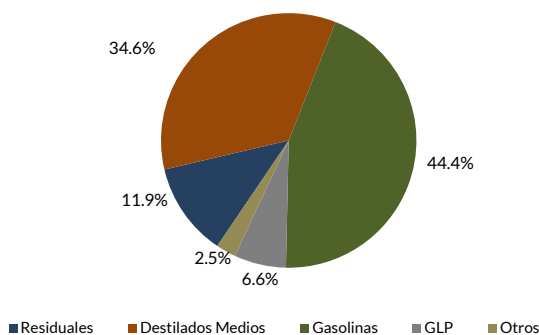
En el caso de los productos derivados, éstos ascendieron a 30.1 MMbbls, 5.1% por encima de lo registrado al cierre del 2019 (28.7 MMbbls). Entre los productos importados, se destaca el ULSD (*Ultra Low Sulfur Diesel*) con una participación de 50.2% del total de productos importados, y Nafta Craqueada (21.8%). Por su parte, dentro de los

productos nacionales, el más significativo dentro de la estructura de compras de PETROPERÚ es el Gas Licuado de Petróleo (GLP) con una participación de 33.3%.

Las cuentas por pagar comerciales ascendieron a US\$807.6 MM a diciembre 2020 (US\$739.1 MM a diciembre 2019). Este incremento se debió principalmente a las mayores necesidades de financiamiento con proveedores extranjeros de crudo y productos refinados.

Durante el 2020, se produjeron 20.2 MMbbls de productos terminados (28.9 MMbbls a diciembre 2019). La producción se concentró en gasolinas y en menor medida en diésel. La capacidad utilizada fue de 58.5%; ésta se mide considerando la carga procesada sobre la capacidad total de la unidad de destilación primaria.

Composición del producción
Diciembre 2020



Fuente: Petroperú

Las ventas totales de crudo y productos derivados de petróleo, a diciembre 2020, ascendieron a 44.9 MMbbls, por debajo de lo registrado al cierre del 2019 (52.4 MMbbls). Del volumen total vendido, PETROPERÚ S.A. exportó el 10.3%, mostrando una ligera disminución a lo registrado en el 2019 (13.8%).

Por su parte, el volumen de combustibles vendido en el mercado local disminuyó en 10.9% respecto del 2019. Esta disminución se explica principalmente a las medidas tomadas por el gobierno para combatir los efectos de la pandemia de COVID-19.

Asimismo, durante el 2020, las ventas del mercado externo disminuyeron en 36.1% respecto del cierre del 2019. De esta manera, el volumen vendido ascendió a 4.6 MMbbls. Entre los productos destacados se encuentra el Crudo Ono (45.9% del total de exportaciones) y el Diésel 2 (16.7%).

Con respecto a las cuentas por cobrar comerciales, a diciembre 2020, éstas ascendieron a US\$287.9 MM, 20.6% por debajo del saldo registrado al cierre del 2019. Esta disminución se debió principalmente a la reducción de la demanda de combustible a nivel nacional, la cuales se redujeron de US\$217.2 MM a diciembre 2019 a US\$189.2 MM a diciembre 2020.

Es importante mencionar que, ante la actual crisis sanitaria, el riesgo crediticio en los clientes, a raíz de las dificultades financieras que atraviesan, es mayor. Sin embargo, las cuentas por cobrar comerciales están garantizadas con fianzas bancarias, por lo que el incremento en el riesgo de deterioro de las cuentas por cobrar con sus clientes se encuentra cubierto.

Cabe mencionar que la Empresa posee entre sus activos al ONP, el cual no solo brinda el servicio de transporte de petróleo crudo a empresas 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, 11 plantas en aeropuertos (01 operada por un tercero), 11 terminales de abastecimiento (05 operadas por terceros), con capacidad de almacenaje distribuida de forma estratégica.

Desempeño Financiero

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.

Desde fines del 2019, la Empresa ha iniciado la ejecución de la estrategia de coberturas de exposición a movimientos de crudo y/o productos, a través de instrumentos financieros derivados que permitan compensar una pérdida del valor de sus inventarios en caso los precios de los principales marcadores registren movimientos negativos.

Actualmente, se ha reducido el efecto que el FEPC tiene sobre las necesidades de capital de trabajo y la generación de flujos de caja de las refinerías del país.

Los ingresos de PETROPERÚ S.A. mostraron una importante disminución, al cierre del 2020, de 33.1% respecto a lo registrado al cierre del 2019. De esta manera, el monto ascendió a US\$3,121.8 MM, mientras que en el 2019 fue de US\$4,668.0 MM.

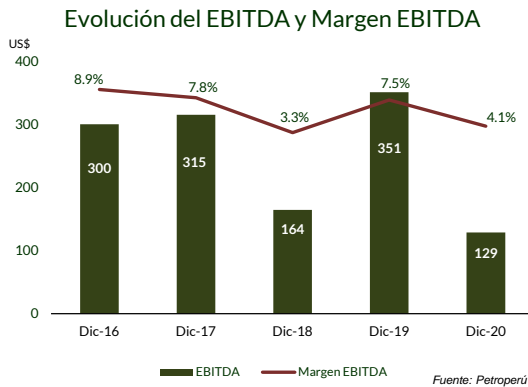
Lo anterior, se debió al menor volumen de ventas (-7.5 MMbbls con respecto del 2019) por la menor demanda nacional de combustibles, a causa del aislamiento social por la crisis sanitaria que atraviesa el mundo. Otro factor que afectó a los ingresos de la Compañía fue el menor precio promedio, el cual disminuyó de US\$87.1 por barril a US\$67.8 por barril al cierre del 2020.

Por lo anterior, la utilidad bruta del 2020 disminuyó. Sumado a lo anterior, durante el año en análisis se registró una pérdida de US\$228.0 MM por la desvalorización de inventario por la caída de los precios del crudo.

En cuanto a los gastos administrativos y de ventas, éstos ascendieron a US\$194.0 MM (US\$265.0 MM a diciembre 2019). Esta disminución se dio principalmente porque la

participación de los trabajadores disminuyó en US\$28.6 MM, respecto de diciembre 2019, y, en menor medida, a las menores cargas de personal (-US\$15.5 MM).

De esta manera, el EBITDA (Utilidad Operativa sin considerar otros ingresos ni egresos + depreciación + amortización) registrado por PETROPERÚ S.A., al cierre del 2020, ascendió a US\$128.6 MM y el margen EBITDA fue de 4.1% (US\$350.7 MM y 7.5%, respectivamente, a diciembre 2019).



En cuanto a los gastos financieros, al cierre del 2020, éstos ascendieron a US\$33.3 MM (US\$37.4 MM a diciembre 2019). Esta disminución se debió a la disminución del costo financiero de los préstamos. Adicionalmente, se debe mencionar que la Compañía registró una pérdida por diferencia en cambio por US\$26.0 MM en el 2020 (ganancia de US\$6.9 MM en el 2019).

De esta manera, al cierre del periodo analizado, PETROPERÚ registró una pérdida neta de US\$67.3 MM (utilidad neta de US\$171.0 MM a diciembre 2019). Así, el indicador de rentabilidad ROE ascendió a -3.6% (9.4% a diciembre 2019).

Por su parte, el Flujo de Caja Operativo de PETROPERÚ, a diciembre 2020, fue de US\$454.9 MM (US\$645.7 MM a diciembre 2019). A ello, descontándole las inversiones en activo fijo por US\$801.9 MM, dio como resultado un Flujo de Caja Libre negativo por US\$347.1 MM (US\$278.6 MM negativo en el 2019).

De este modo, la variación de caja entre el 2019 y 2020 ascendió a -US\$290.8 MM, debido a las inversiones en activos fijos y a las amortizaciones de deuda registradas en el 2020.

A pesar de lo anterior, A&A resalta el explícito apoyo del Gobierno al publicar normas que tienen efecto directo sobre el desempeño financiero y operativo de la Empresa, haciéndola más competitiva y eficiente en su rubro.

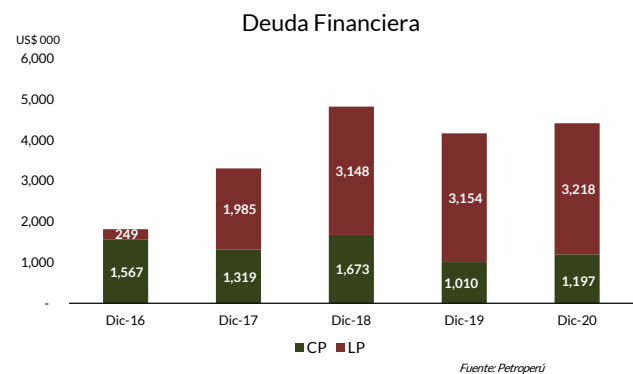
Adicionalmente, A&A espera que lo anterior se vea reforzado con la culminación de la construcción de la Nueva Refinería de Talara (NRT), la cual está proyectada para fines del segundo semestre del 2021, así como que el ONP se

mantenga operativo al 100% libre de contingencias que impliquen gastos adicionales a la Empresa.

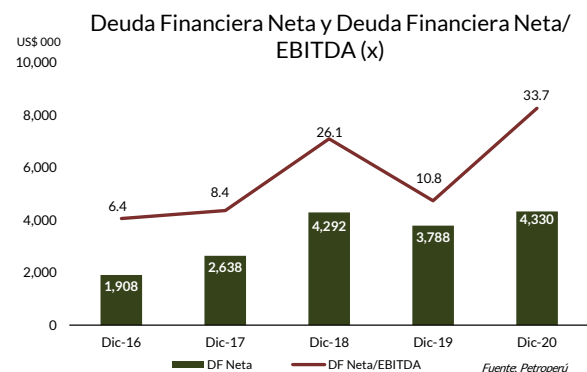
Estructura de Capital

A diciembre 2020, la deuda financiera ascendió a US\$4,414.4 MM (US\$4,163.7 MM a diciembre 2019). El incremento en la deuda se debió principalmente al mayor financiamiento de corto plazo, a fin de cumplir con las obligaciones de pago de proveedores de crudo y productos, el pago de intereses por la emisión de bonos internacionales y el pago de las facturas relacionadas a los servicios de EPC y Unidades Auxiliares del NRT.

Es importante mencionar que, en febrero del 2020, se recibió parte del saldo pendiente del crédito CESCE. 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\$3.5 MM a diciembre 2020. Sin embargo, no es representativo al solo incidir en el 0.1% del total de pasivos.



Por su parte, el nivel de apalancamiento se incrementó de 11.87x a diciembre 2019, a 34.32x a diciembre 2020 debido principalmente a la menor generación de caja registrada por la Compañía y en menor medida por el incremento de la deuda financiera.



Si no consideramos la deuda revolvente de corto plazo y solo tomamos en cuenta los gastos financieros, ya que actualmente no cuenta con porción corriente de deuda de largo plazo, el indicador EBITDA / (Gastos Financieros +

Parte Corriente de Deuda LP) ascendió a 3.87x a diciembre 2020 (9.38x a diciembre 2019). Por su parte, el nivel de cobertura de servicio de deuda, medido por EBITDA / Servicio de Deuda para el cierre del periodo analizado ascendió a 0.10x (0.33x al cierre del 2019).

Respecto al ratio de liquidez, éste disminuyó significativamente con respecto al cierre del 2019 (de 0.81x a 0.46x). Esta disminución se debió principalmente al menor saldo de efectivo (-US\$290.9 MM) como consecuencia de los pagos hechos para el avance de la obra.

Las líneas de crédito que tenía PETROPERÚ S.A., al cierre del 2020, ascendieron a US\$2,827.2 MM, de las cuales el 49.3% se encontraba sin utilizar (US\$1,395.2 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. Cabe mencionar que, del monto empleado de las líneas de crédito, US\$529.0 MM fueron para la NRT.

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 reperfilear 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)

	Dic-20	Dic-19	Dic-18	Dic-17	Dic-16
Rentabilidad (%)					
EBITDA ⁽¹⁾	128,621	350,671	164,388	314,932	300,056
Mg. EBITDA	4.1%	7.5%	3.3%	7.8%	8.9%
FCF / Ingresos	-11.1%	-6.0%	-14.9%	-13.6%	-15.4%
ROE ⁽²⁾	-3.6%	9.4%	7.1%	13.5%	4.0%
Cobertura (x)					
EBITDA / Gastos financieros	3.87	9.38	3.36	6.07	12.87
EBITDA / (G. Financieros + Porción Corriente Deuda LP)	3.87	9.38	3.36	6.07	1.58
EBITDA / Servicio de deuda ⁽³⁾	0.10	0.33	0.10	0.23	0.19
FCF / Servicio de deuda	(0.26)	(0.23)	(0.40)	(0.37)	(0.31)
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	(0.19)	0.13	(0.09)	0.12	(0.27)
CFO / Inversión en Activo Fijo	0.57	0.70	(0.22)	0.23	0.42
Estructura de capital y endeudamiento (x)					
Deuda Financiera / Capitalización	70.6%	68.6%	73.5%	67.1%	64.0%
Deuda Ajustada Total / (FFO + GF+ Alquileres)	132.76	8.10	23.05	37.91	5.82
Deuda Financiera Total / EBITDA	34.32	11.87	29.33	10.49	6.61
Deuda Financiera Neta / EBITDA	33.66	10.80	26.11	8.38	6.36
Deuda Ajustada Total / EBITDA	34.35	11.91	n.d.	n.d.	n.d.
Costo de financiamiento estimado	0.8%	0.9%	1.1%	1.6%	1.5%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	27.1%	24.3%	34.7%	39.9%	79.0%
Balance					
Activos totales	7,259,757	7,087,041	7,344,003	5,938,743	4,176,755
Caja e inversiones corrientes	84,818	375,699	528,700	666,141	74,005
Deuda financiera Corto Plazo	1,196,648	1,009,994	1,673,112	1,319,200	1,566,776
Deuda financiera Largo Plazo	3,217,750	3,153,745	3,147,610	1,985,124	248,923
Deuda financiera total	4,414,398	4,163,739	4,820,722	3,304,324	1,982,366
Pasivos por Arrendamiento	3,503	11,493	0	0	0
Deuda ajustada total	4,417,901	4,175,232	4,820,722	3,304,324	1,982,366
Patrimonio Total	1,840,982	1,908,262	1,737,310	1,617,604	1,115,924
Capitalización ajustada	6,258,883	6,083,494	6,558,032	4,921,928	3,098,290
Flujo de caja					
Flujo de caja operativo (CFO)	454,877	645,742	(134,402)	165,017	374,889
Inversiones en Activos Fijos e Intangibles	(801,927)	(924,328)	(606,160)	(717,336)	(898,354)
Flujo de caja libre (FCF) ⁽⁴⁾	(347,050)	(278,586)	(740,562)	(552,319)	(523,465)
Otras inversiones, neto	(160,289)	792,901	(895,401)	(511,183)	(202,646)
Variación neta de deuda	240,930	(650,864)	1,500,944	1,336,357	793,901
Otros financiamientos, netos	(16,680)	(17,485)	-	-	-
Variación de Tipo de Cambio en el efectivo	(7,792)	1,033	(2,422)	2,924	(12,821)
Variación de caja	(290,881)	(153,001)	(137,441)	592,136	54,969
Resultados					
Ingresos	3,121,759	4,668,046	4,965,070	4,051,574	3,389,974
Variación de Ventas	-33.1%	-6.0%	22.5%	19.5%	-2.8%
Utilidad operativa (EBIT)	65,337	263,112	113,836	265,291	249,714
Gastos financieros	33,278	37,398	48,928	51,844	23,318
Resultado neto	(67,280)	170,952	119,552	185,104	40,686
Información y ratios sectoriales					
Rotación de inventarios	53.25	57.70	46.68	66.42	76.70
Rotación de cuentas por cobrar	33.66	28.35	32.25	30.93	28.65
Rotación de cuentas por pagar	102.98	65.17	41.88	79.69	93.04

(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*

Eduardo Alfredo Guevara Dodds	Presidente del Directorio
Hernán Barros Cruchaga	Director
José del Carmen Cabrejo Villagarcía	Director
Raúl Ricardo Pérez-Reyes Espejo	Director
Jaime Aguirre Guarderas	Director
Oscar Electo Vera Gargurevich	Director

Relación de ejecutivos*

Carlos Alfredo Barrientos Gonzales	Gerente General
José Daniel Del Mar Velarde	Gerente Administración y Finanzas
Rubén Martín Contreras Arce	Secretario General
Gina Aracelly Vega Ponce de León	Gerente Legal
Edgar Arturo Vargas Romero	Gerente Comercial
Jose Fernando Cansino Silva	Gerente Operaciones
Jorge Reynaldo Alméstar Mauricio	Gerente Proyecto Refinería Talara
Santiago Santa Maria Rizo Patrón	Gerente Cadena de Suministro
Beatriz Regina Alva Hart	Gerente Gestión Social
Maximiliano Rosi Falla Navarro	Gerente Planeamiento y Gestión (e)
Katherine Otero Ovalle	Gerente Gestión de Personas
Carlos Alberto Centurión Robles	Gerente QHSSE
Victor Enrique Mejía Zuloeta	Jefe de Órgano de Control Institucional
Juan Carlos Pasco Herrera	Oficial de Cumplimiento
Jorge Luis Ramos Felices	Gerente Gas Natural
Zenaida Caderon Antocona	Gerente Auditoría Interna y Riesgos
Carla Milagros Santa Cruz Sandobal	Gerente Departamento Comunicaciones

Relación de accionistas

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

(*) Nota: Información a mayo 2021

CLASIFICACIÓN DE RIESGO

APOYO & ASOCIADOS INTERNACIONALES S.A.C. *CLASIFICADORA DE RIESGO*, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de Empresas 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-1- (pe)
Obligaciones de Largo Plazo	AA- (pe)
Perspectiva	Estable

Definiciones

CATEGORÍA CP-1 (pe): Corresponde a la más alta capacidad de pago oportuno de sus obligaciones financieras reflejando el más bajo riesgo crediticio.

CATEGORÍA AA(pe): Corresponde a una muy alta capacidad de pago de sus obligaciones financieras en los plazos y condiciones pactados. Esta capacidad no es significativamente 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 empresa (<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 0.6% 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.