

Petróleos del Perú – (PETROPERÚ S.A.)

Informe Anual

Ratings

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

Con Información financiera auditada a diciembre 2019.
 Clasificaciones otorgadas en Comités de fecha 01/09/2020 y 29/11/2019

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

Indicadores Financieros (Cifras en miles de US\$)	Dic-19	Dic-18	Dic-17
Ingresos	4,668,046	4,965,070	4,051,574
EBITDA	335,072	164,388	314,932
Flujo de Caja Operativo (CFO)	645,742	(134,402)	165,017
Deuda Financiera Total	4,163,739	4,820,722	3,304,324
Caja y valores	375,699	528,700	666,141
Deuda Financiera / EBITDA	12.43	29.33	10.49
Deuda Financiera Neta / EBITDA	11.31	26.11	8.38
EBITDA / Gastos Financieros	8.96	3.36	6.07

Fuente: Petroperú

Metodologías Aplicadas: Metodología Maestra Empresas no Financieras (01-2017)

Analistas

Gustavo Campos R.
 (511) 444 5588
gustavo.campos@aai.com.pe

Julio Loc L.
 (511) 444 5588
julio.loc@aai.com.pe

Fundamentos

Apoyo & 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 de modernización de la refinería Talara (NRT), la cual, hasta la fecha, no ha sido comprometida como garante de pago, así como el aporte de capital por US\$325 millones en enero 2017 y la capitalización de una porción de la utilidad distributable del ejercicio del 2017 por US\$166.6 millones y de la utilidad distributable del ejercicio 2018 por US\$107.6 millones realizados en junio 2018 y marzo 2019, respectivamente.

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 muy relacionada al perfil crediticio soberano del país (BBB+ otorgada por FitchRatings). Asimismo, el 8 de junio de 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 y con el 44% de participación de mercado interno de combustibles al cierre del 2019. 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 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.

La Clasificadora proyecta que el nivel de EBITDA se podría reducir en un 60% durante el 2020, con respecto al 2019. Adicionalmente, se estima un incremento en la deuda a aproximadamente US\$5,000 MM, para cubrir los sobrecostos generados por las demoras y la aplicación de protocolos por la pandemia del Covid-19. De esta manera, el nivel de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) ascendería a niveles por encima de 30.0x; el cual debería reducirse a partir del 2021, cuando se estima inicie operaciones la NRT.

Asimismo, la clasificación está limitada por:

Los niveles de Deuda Financiera/EBITDA, los cuales se elevaron a aproximadamente 29.3x al cierre del 2018 y 12.43x a diciembre 2019 (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 por encima de 14x hasta que la NRT entre en operación en el 2021 y se empiece a amortizar la deuda contraída. Es decir, los niveles de apalancamiento se elevarían 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 impactar en la clasificación?

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

Se debe mencionar que, a fines del primer trimestre del 2019, se capitalizó una porción de la utilidad distribuible del ejercicio 2018 por US\$107.6 millones.

El 07 de agosto de 2019 PETROPERÚ lanzó su Reporte de Sostenibilidad 2018, que representa el séptimo informe anual, demostrando su compromiso con la mejora continua, a través de un enfoque integrado de responsabilidad ambiental y social. El informe fue preparado de acuerdo con los Estándares de la Global Reporting Initiative (GRI), cumple con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas, y fue auditado por SGS.

■ 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 el caso de la fase de exploración y producción (*upstream*), PETROPERÚ S.A. mantiene un contrato de asociación en participación con un tercero (Geopark), a través del cual opera el lote 64 ubicado en la selva norte, el cual se encuentra en proceso de aprobación del EIA de Desarrollo. 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.

Cabe mencionar que solo opera cuatro de las cinco refinerías que posee. 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. A la fecha se efectúa el servicio “Estado situacional e inventario de bienes ubicados en Pucallpa” y se encuentra en proceso de contratación del servicio “Evaluación técnica y valorización de los equipos e instalaciones industriales de Refinería y Planta de Ventas Pucallpa, Terminal Portuario y Ductos”, con el fin de dejar constancia del estado en que los bienes fueron recibidos de parte de MAPLE y evitar cualquier contingencia posterior con dicha empresa.

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.

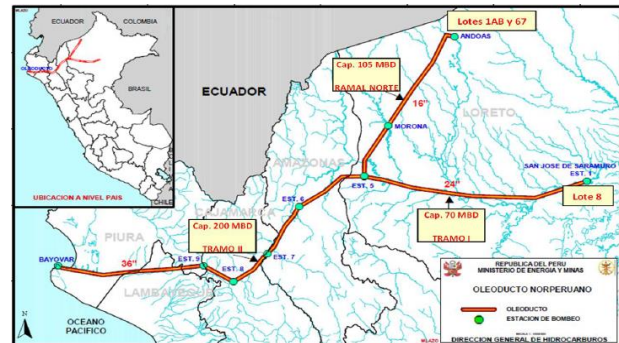
Además, cuenta con el único oleoducto que conecta los principales lotes de petróleo de la selva norte del país con el Terminal de Bayóvar. El Oleoducto Norperuano (ONP) tiene capacidad de transportar 100 mil barriles por día. Actualmente, la Empresa mantiene contratos de servicio de transporte con Perenco (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 2019, el bombeo del Tramo I estuvo paralizado debido a Conmociones Sociales de la Comunidad Chapis (Toma de Estación 5), Comunidades Saramuro y Saramurillo (Toma de Estación 1); así como, por la avería en el Km 95 a consecuencia del sismo ocurrido en mayo de 2019 en el distrito de Lagunas y Conmoción Social con pobladores de las Comunidades aledañas a la válvula del Km 240. De la misma manera, el Tramo ORN estuvo paralizado en enero y febrero debido a la realización de trabajos de reparación derivados de la contingencia en el Km 193 (corte de la tubería); asimismo, durante marzo de 2019, las entregas fueron menores porque Pacific paralizó la producción de los pozos del Lote 192, por los conflictos sociales con la comunidad nativa Mayuriaga. Posteriormente, el bombeo fue paralizado desde el 18 de junio de 2019 hasta el 24 de julio de 2019 por el corte de la tubería en el Km 237 por acción de terceros.

Desde el 2014 hasta el cierre del 2019 han ocurrido 51 contingencias de las cuales el 63% corresponden a hechos efectuados por terceras personas contra la tubería del ONP (22 cortes a las tuberías, 09 perforaciones para robar crudo y 01 retiro de manto termo contraíble en junta soldada).

Al cierre del 2019, los 03 tramos del ONP se encuentran operativos, se vienen ejecutando trabajos de mantenimiento a lo largo de la tubería del ONP y en las Estaciones de Bombeo; así como, proyectos priorizados para asegurar una operación segura y confiable.



Fuente: MEM

Sobre la participación de la Empresa en Lotes para la producción de hidrocarburos; PETROPERÚ S.A. es socio no operador en el Contrato de Licencia del Lote 64, con una participación inicial de 25%. Al cierre del 2019, las actividades en el Lote 64 están orientadas a lograr la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental de Desarrollo, que ha sufrido un retraso en el proceso gubernamental de aprobación.

A diciembre 2019, 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. negociará y suscribirá con Perupetro, el Contrato de Licencia del Lote 192 y posteriormente, buscará un socio operador que pueda incorporarse al Contrato.

El Contrato actual del Lote 192 es operado por Frontera Energy (antes Pacific Stratus Energy), el cual culmina el 02 de marzo de 2020. En este sentido, de culminarse el proceso de Consulta Previa del Lote 192, PETROPERÚ S.A. y su socio operador - seleccionado por un proceso a cargo de un Banco de Inversión - asumirían las operaciones del referido lote. Cabe señalar que no podría suscribirse el Contrato de Licencia si el proceso de Consulta Previa no ha culminado.

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 clasificadoras de riesgo internacionales (FitchRatings y S&P) ratificaron las calificaciones de PETROPERÚ sobre su situación crediticia a largo plazo (en moneda nacional y extranjera) y su perfil crediticio autónomo. En ambos casos, con perspectiva estable.

■ 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 se plantea cada año 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 declarado 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 en este mercado de competencia agresiva 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 2019, se tienen 652 EE.SS. afiliadas y distribuidas a lo largo del territorio peruano (659 a diciembre 2018). 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 *retail* 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 cuatro (04) proyectos adicionales al NRT (Nuevo Terminal Ilo, Lote 64, 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 los periodos 2020-2023, ascenderá a aproximadamente US\$2,187.7 MM. A continuación, se detalla cada proyecto:

- Proyecto de Modernización de la Refinería Talara – NRT, el cual comprende la construcción de la nueva Refinería Talara, 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 para este proyecto US\$1,372 MM de inversión. Cabe mencionar que, a diciembre 2019, la NRT presenta un avance del 85.27%.

- Exploración y explotación de hidrocarburos en el Lote 64: Consiste en la ejecución de Proyecto Desarrollo Situcho Central para poner en producción las reservas descubiertas de petróleo crudo en el Lote 64 (55 Millones de barriles), generando ingresos por la comercialización del crudo y/o tener un uso alternativo al emplearlo en nuestras refinerías.
- 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. Al cierre

del 2019 este proyecto presentó un avance físico de 27%.

- 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 Mbls de combustible, para el despacho de Diésel B5 y gasolinas. Al cierre del 2019, este proyecto registró un avance físico de 64.1%.
- 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 Mbls que luego será ampliada a 167 Mbls en una segunda etapa, para el despacho Diésel B5 y gasolinas. Este proyecto registró un avance físico de 39.0% al cierre del 2019.

■ 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 e industriales y residuales. 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 Relapasa. En conjunto, son capaces de producir alrededor de 80 MM 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, por lo cual la Empresa ha tenido que importar, durante el 2019, el 32.0% del crudo utilizado (33.3% a diciembre 2018).

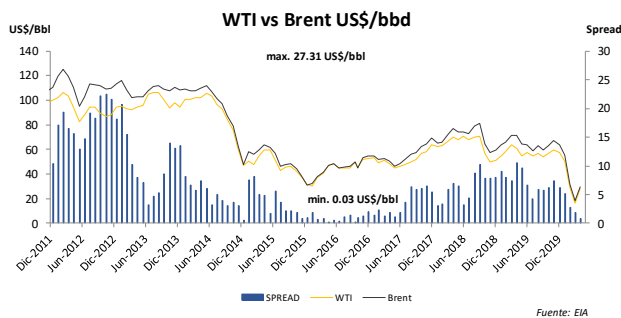
Asimismo, el 90.0% de las compras de derivados fueron importaciones. Cabe resaltar que la participación de las importaciones en las compras de insumos es significativamente alta, debido a la entrada en vigencia del Decreto Supremo N° 009-2015-MINAM y D.S. 038-2016-EM, por los cuales se incrementó el 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 Gasoholes 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 2019, la demanda nacional de combustibles líquidos ascendió a 2,462 miles de barriles por día, incrementándose en 4.0% a la demanda registrada durante el 2018.

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 aumentó considerablemente al cierre del año; fue en promedio US\$7.37 por barril (US\$6.12 en promedio por barril en el 2018). Durante este periodo, la mínima y máxima diferencia entre marcadores fue de US\$4.23 y US\$10.49 por barril, respectivamente.



De acuerdo a la información del EIA, al cierre del 2019, el precio del crudo WTI ascendió a US\$59.88 por barril, nivel significativamente mayor al registrado al cierre del 2018 (US\$49.52 por barril). Sin embargo, se debe mencionar que el precio promedio del WTI durante el 2019 fue menor que el del 2018 (US\$57.0 por barril vs. US\$64.9 por barril).

Por su parte, durante el 2019, el precio promedio del Brent ascendió a US\$64.36 por barril, mientras que en el 2018 el precio promedio fue de US\$71.06 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.

Se debe mencionar que, hacia el último trimestre del 2019, los precios del crudo mostraron una tendencia al alza debido a los recortes de producción de petróleo de la OPEP y otros países. Sin embargo, dicho factor fue contrarrestado por un menor crecimiento global y una mayor producción de Estados Unidos.

Durante el 2020, el precio registró una disminución significativa hacia el cierre del primer trimestre e inicios del segundo. De esta manera, registró su nivel más bajo debido a los efectos de la pandemia del COVID-19. Así, al cierre de abril 2020, el precio del crudo WTI fue de US\$16.55 por barril.

Según la información del *Energy Information Administration* (EIA), las curvas de precios de ambos crudos, en mayo 2020, se asemejan a los precios registrados en marzo del presente año. El EIA espera que a fines del 2020 y 2021 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\$35.14 por barril y US\$43.88 por barril y para el Brent sean de US\$38.01 por barril y US\$47.88 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 Pecsca).

En el segmento minorista la venta se realiza a través de grifos y estaciones de servicios. Dentro de las estaciones de servicio destaca 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. Al cierre del 2019, se mantuvieron los siguientes: el GLP envasado, el Diésel (alto y bajo azul) 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. Lo anterior, debido a que no se estaría trasladando de manera adecuada los efectos esperados de estabilización del precio del balón de GLP a los usuarios finales, y la existencia en el país de un precio diferenciado para el GLP envasado y granel ha generado distorsiones en los precios. En cuanto al Diésel BX, ocurre una situación similar.

A diciembre del 2019, el monto por cobrar a la Dirección General de Hidrocarburos – DGH (FEPC) fue de US\$9.8 millones, cifra inferior que la registrada en el 2018 (US\$82.5 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. Sin embargo, 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 PMRT será concluido durante el segundo semestre de 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

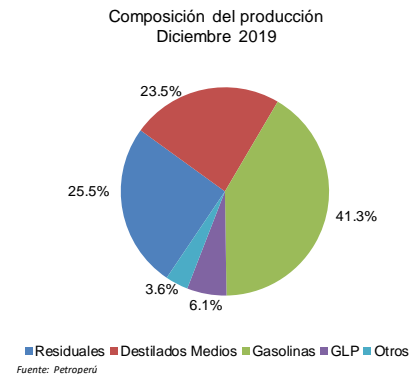
Al cierre del 2019, PETROPERÚ S.A. compró 22.9 MMbbls de crudo, 1.8% por encima del volumen comprado al cierre del 2018 (22.5 MMbbls).

La participación de crudo importado en la carga de las refinerías de la Compañía mantuvo un nivel similar que el cierre del año anterior (33.3% a diciembre 2018 y 32.0% a diciembre 2019).

En el caso de los productos derivados, éstos ascendieron a 28.7 MMbbls, 7.8% por debajo de lo registrado al cierre del 2018 (31.1 MMbbls). Entre los productos importados, se destacan el Diésel 2 ULS (54.5% del total de productos importados) y Nafta Craqueada (19.3%). Por su parte, dentro de los productos nacionales, el más significativo es GLP (40.3% del total de compras de productos nacionales).

Las cuentas por pagar comerciales ascendieron a US\$739.1 MM a diciembre 2019 (US\$529.8 MM a diciembre 2018). Este incremento se debió principalmente a un mayor financiamiento con proveedores extranjeros de crudo y de productos refinados (+US\$105.7 MM) y al financiamiento con proveedores de bienes y servicios (+ US\$84.6 MM).

Durante el 2019, se produjeron 28.9 MMbbls, ligeramente inferior que lo registrado en el 2018 (29.6 MMbbls). La producción se concentró en gasolinas, Diésel B5 y residuales en menor medida. La capacidad utilizada fue de 83.7%; ésta se mide considerando la carga procesada sobre la capacidad total de la unidad de destilación primaria.



Las ventas totales de productos de derivados de petróleo, al cierre del 2019, ascendieron a 52.4 MMbbls, por debajo de lo registrado al cierre del 2018 (55.5 MMbbls). Del total vendido, PETROPERÚ S.A. exportó el 13.8%, mostrando un nivel similar a lo registrado en el 2018 (13.3%).

Por su parte, la venta de combustible de PETROPERÚ S.A. en el mercado local disminuyó en 6.1% respecto al cierre del 2018. Esta disminución se explica principalmente por la menor venta de Diésel B5 S-50 con aditivo (- 4.3 MMbbls).

Asimismo, durante el 2019, las ventas al mercado externo disminuyeron ligeramente en 2.4% respecto al cierre del 2018. De esta manera, el volumen ascendió a 7.2 MMbbls. Entre los productos más destacados están: N°6 Fuel Oil (40.4% del total de ventas al exterior) y Diésel 2 (25.7%).

Con respecto a las cuentas por cobrar comerciales, a diciembre 2019, éstas ascendieron a US\$362.6 MM, 17.3% por debajo de lo registrado al cierre del 2018. Esta disminución se debe principalmente a la reducción en la cuenta por cobrar al Fondo de Estabilización de Precios, la cual se redujo de US\$82.5 MM a diciembre 2018 a US\$9.8 MM a diciembre 2019 y en menor medida a las menores cuentas por cobrar a distribuidores mayoristas (de US\$240.0 MM a US\$217.2 MM).

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. Actualmente, viene operando en sus 03 tramos, y para asegurar un abastecimiento seguro y

confiable se vienen ejecutando trabajos de mantenimiento a lo largo de la tubería del ONP y en las Estaciones de Bombeo; así como, proyectos priorizados.

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 octubre 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 el caso el precio de los principales marcadores registre un movimiento negativo.

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 ligera disminución, al cierre del 2019, de 6.0% respecto a lo registrado en el 2018. De esta manera, el monto ascendió a US\$4,668.0 MM, mientras que en el 2018 fue de U\$4,965.1 MM.

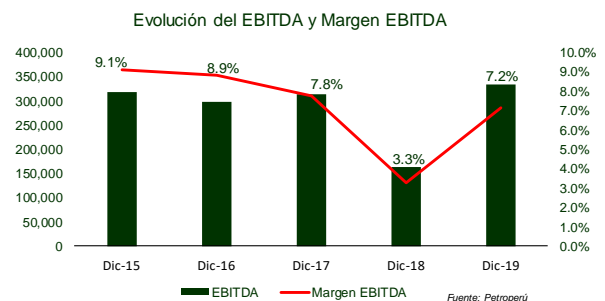
Es importante mencionar que el volumen de ventas fue menor en 3,104 Mbl. Esta disminución se debió al ingreso de nuevos competidores al mercado quienes ingresaron con una estrategia comercial agresiva.

Al cierre del 2019 se registró una mayor utilidad bruta que en el 2018 (US\$528.1 MM vs. US\$347.5 MM). Lo anterior se debe al efecto favorable de realización de inventarios, lo que causó que el costo de ventas disminuya de US\$4,617 MM a US\$4,140 MM.

En cuanto a los gastos operativos, estos ascendieron a US\$265.1 MM (US\$233.6 MM a diciembre 2018). Este incremento se dio principalmente por la participación de trabajadores por US\$22.0 MM (US\$1.2 MM a diciembre 2018) y por una multa a OEFA por US\$15.4 MM de acuerdo a la Resolución TFA N°015-2019-OEFA-TFA/SE, la cual fue pagada en enero 2019.

De esta manera, el EBITDA (Utilidad Operativa sin considerar otros ingresos + depreciación + amortización) registrado por PETROPERÚ S.A. al cierre del 2019,

ascendió a US\$334.9 MM y el margen EBITDA fue de 7.2% (US\$164.4 MM y 3.3%, respectivamente, a diciembre 2018).



En cuanto a los gastos financieros, al cierre del 2019, ascendieron a US\$37.4 MM (US\$48.9 MM al cierre del 2018). Esta disminución se debe a la menor pérdida por instrumentos financieros derivados, los cuales disminuyeron de U\$17.0 MM a US\$2.1 MM a diciembre 2019.

De esta manera, al cierre del periodo analizado, la Compañía registró una utilidad neta de US\$170.9 MM, 42.7% por encima de lo registrado a diciembre 2018 (US\$119.7 MM). De esta manera, el indicador de rentabilidad ROE ascendió a 9.4% (7.1% a diciembre 2018).

Este incremento respecto al cierre del 2018, se debió principalmente a un mayor margen bruto generado a partir de la optimización del costo de ventas como consecuencia de las menores compras de crudos y productos, estrategias de gestión del precio de venta en el mercado interno, optimización de los niveles de inventario y reducción de gastos. Todo lo anterior, a pesar que durante el 2018, la Compañía registró un ingreso extraordinario por parte de la SUNAT por un monto de US\$94.8 MM.

Por su parte, el Flujo de Caja Operativo de PETROPERÚ, a diciembre 2019, fue de US\$645.7 MM (US\$134.4 MM negativo durante el 2018). A ellos se quitó el desembolso de US\$916.8 MM por inversiones en activo fijo y dio como resultado un Flujo de Caja Libre negativo por US\$276.4 MM (US\$740.6 MM negativo durante el 2018).

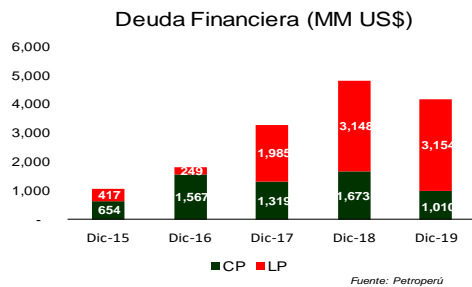
De este modo, la variación de caja entre el 2018 y el 2019 fue en - US\$153.0 MM (-US\$137.4 MM durante el 2018), debido a las inversiones en activos fijos y las amortizaciones de deuda. Al descomponer por monedas el saldo de deuda financiera a diciembre 2019, el 90.3% del financiamiento se encontraba en dólares.

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.

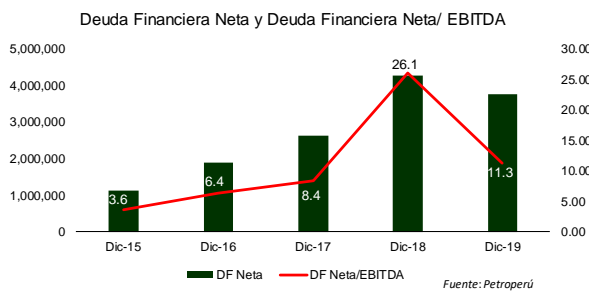
Adicionalmente, A&A espera que lo anterior se vea reforzado con la culminación de la construcción de la Nueva Refinería de Talara (NRT), la cual está proyectada para el segundo semestre del 2021, así como que el ONP se mantenga operativo al 100% libre de contingencias que impliquen gastos adicionales a la Empresa.

■ Estructura de capital

A diciembre 2019, la deuda financiera ascendió a US\$4,163.7 MM (US\$4,820.7 MM al cierre del 2018). Esta disminución se debió principalmente a la amortización de la deuda de corto plazo el PMRT realizadas en enero y febrero del 2019 por US\$334.0 MM y a la amortización del financiamiento para capital de trabajo con los fondos obtenidos por el recupero del crédito fiscal el IGV por US\$329.0 MM.



Al cierre del 2019, el indicador de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) disminuyó con respecto al cierre del 2018 de 29.3x a 12.4x. Lo anterior como resultado de las amortizaciones realizadas durante el año. Al deducir la caja de la deuda financiera, el ratio de apalancamiento neto para el 2019 fue de 11.3x (26.1x a diciembre 2018).



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) ascendería a 9.0x al cierre del 2019 y 3.36x al cierre del 2018. Por su parte, el nivel de cobertura, medido por EBITDA / Servicio de Deuda para el

cierre del periodo analizado ascendió a 0.32x (0.10x al cierre del 2018).

Respecto al ratio de liquidez, éste disminuyó significativamente con respecto al cierre del 2018 (de 1.3x a 0.8x). Esta disminución se debe principalmente a las menores cuentas por cobrar específicamente en depósitos de plazo fijo, los cuales disminuyeron de US\$1,036.9 MM a US\$5.4 MM. Se debe mencionar que la Compañía mantenía los fondos provenientes de la emisión de bonos y del préstamo CESCE en depósitos de plazo fijo menores a 90 días; sin embargo, durante el 2019 se utilizó para pagar el avance del PMRT.

Las líneas de crédito que tenía PETROPERÚ S.A. al cierre del 2019 ascendían a US\$3,104 MM, de las cuales el 65% se encontraba sin utilizar (US\$2,017 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\$1,000 millones fueron para capital de trabajo y ninguna se empleó para la NRT.

■ Descripción de 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.

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)
Mone da	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-19	Dic-18	Dic-17	Dic-16	Dic-15	Dic-14
Rentabilidad (%)						
EBITDA ⁽¹⁾	335,072	164,388	314,932	300,056	318,884	114,632
Mg. EBITDA	7.2%	3.3%	7.8%	8.9%	9.1%	2.3%
FCF / Ingresos	-5.8%	-14.9%	-13.6%	-15.4%	-8.9%	-10.3%
ROE ⁽²⁾	9.4%	7.1%	13.5%	4.0%	16.2%	-7.7%
Cobertura (x)						
EBITDA / Gastos financieros	8.96	3.36	6.07	12.87	16.11	5.41
EBITDA / (G. Financieros + Porción Corriente Deuda LP)	8.96	3.36	6.07	1.58	3.09	0.22
EBITDA / Servicio de deuda ⁽³⁾	0.32	0.10	0.23	0.19	0.47	0.17
FCF / Servicio de deuda	(0.22)	(0.40)	(0.37)	(0.31)	(0.43)	(0.72)
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	0.14	(0.09)	0.12	(0.27)	(0.40)	(0.42)
CFO / Inversión en Activo Fijo	0.70	(0.22)	0.23	0.42	0.42	(0.09)
Estructura de capital y endeudamiento (x)						
Deuda Financiera / Capitalización	68.6%	73.5%	67.1%	64.0%	55.2%	57.0%
Deuda ajustada total / (FFO + GF+ Alquileres)	111.34	23.05	37.91	5.82	5.34	-23.96
Deuda financiera total / EBITDA	12.43	29.33	10.49	6.61	3.62	10.19
Deuda financiera neta / EBITDA	11.31	26.11	8.38	6.36	3.56	8.39
Deuda financiera neta de caja y FEPC* / EBITDA	11.31	26.11	8.38	6.09	3.58	8.43
Costo de financiamiento estimado	0.9%	1.1%	1.6%	1.5%	1.7%	2.4%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	24.3%	34.7%	39.9%	79.0%	56.7%	57.2%
Balance						
Activos totales	7,087,041	7,344,003	5,938,743	4,176,755	2,753,100	2,717,514
Caja e inversiones corrientes	375,699	528,700	666,141	74,005	19,036	206,737
Deuda financiera Corto Plazo	1,009,994	1,673,112	1,319,200	1,566,776	654,284	668,387
Deuda financiera Largo Plazo	3,153,745	3,147,610	1,985,124	248,923	416,667	-
Deuda financiera total	4,163,739	4,820,722	3,304,324	1,982,366	1,154,284	1,168,387
Patrimonio Total	1,908,262	1,737,310	1,617,604	1,115,924	938,428	882,405
Capitalización ajustada	6,072,001	6,558,032	4,921,928	3,098,290	2,092,712	2,050,793
Flujo de caja						
Flujo de caja operativo (CFO)	645,742	(134,402)	165,017	374,889	229,343	(43,359)
Inversiones en Activos Fijos e Intangibles	(916,822)	(606,160)	(717,336)	(898,354)	(540,440)	(474,000)
Dividendos comunes	-	-	-	0	0	0
Flujo de caja libre (FCF) ⁽⁴⁾	(271,080)	(740,562)	(552,319)	(523,465)	(311,097)	(517,359)
Otras inversiones, neto	788,816	(895,401)	(511,183)	(202,646)	-	-
Variación neta de deuda	(650,864)	1,500,944	1,336,357	793,901	186,699	642,721
Variación neta de capital	-	-	316,357	-	18,365	1,377
Otros financiamientos, netos	(15,599)	-	-	-	-	-
Variación de Tipo de Cambio en el efectivo	1,033	(2,422)	2,924	(12,821)	(55,984)	(21,219)
Variación de caja	(147,694)	(137,441)	592,136	54,969	(162,017)	105,519
Resultados						
Ingresos	4,668,046	4,965,070	4,051,574	3,389,974	3,488,443	5,035,158
Variación de Ventas	-6.0%	22.5%	19.5%	-2.8%	-30.7%	-7.6%
Utilidad operativa (EBIT)	263,112	113,836	265,291	249,714	305,194	33,594
Gastos financieros	37,398	48,928	51,844	23,318	19,788	21,178
Resultado neto	170,952	119,552	185,104	40,686	147,280	(73,066)
Información y ratios sectoriales						
Rotación de inventarios	57.70	46.68	66.42	76.70	63.06	45.28
Rotación de cuentas por cobrar	28.35	32.25	30.93	28.65	24.48	17.34
Rotación de cuentas por pagar	65.17	41.88	79.69	93.04	40.02	24.05

(1) EBITDA = Ut. Operativa (No incluye otros ingresos y egresos) + Depreciación + Amortización. En el 2014 se incluía en el costo de ventas el deterioro de activos; sin embargo, no es un costo que implique salida de dinero por lo que se le e sumó al EBITDA el monto, en caso contrario, en el 2015 hubo una reversión de dicho deterioro, y se le resto el monto al indicador para evitar subvaluaciones/sobrevaluaciones.

(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

*Se utilizó el T.C. contable de los período 2014 y 2015.

ANTECEDENTES

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

DIRECTORIO (*)

Eduardo Alfredo Guevara Dodds	Presidente del Directorio
Hernán Barros Cruchaga	Vicepresidente del Directorio
José del Carmen Cabrejo Villagarcía	Director
Raul Ricardo Pérez-Reyes Espejo	Director
Jaime Aguirre Guarderas	Director

RELACIÓN DE EJECUTIVOS

Carlos Alfredo Barrientos Gonzales	Gerente General
Mathius Alexis Sersen Navarrete	Gerente Administración y Finanzas
Rubén Martín Contreras Arce	Secretario General
Gina Aracelly Vega Ponce de León	Gerente Legal
Edgar Arturo Vargas Romero	Gerente Comercial
Gerardo Jorge León Castillo	Gerente de Operaciones
Jorge Reynaldo Almestar Mauricio	Gerente Proyecto Refinería Talara
Santiago Santa María Rizo Patrón	Gerente Cadena de Suministro
Beatriz Regina Alva Hart	Gerente Gestión Social
Beatriz Cristina Fung Quiñones	Gerente Planeamiento y Gestión
José Manuel Rodríguez Haya	Gerente Gestión de Personas
Carlos Alberto Centurión Robles	Gerente Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional
Victor Enroque Mejía Zuloeta	Jefe del Órgano de Control Institucional

RELACION DE SOCIOS

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

(*) Información a julio 2020

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 la siguiente clasificación de riesgo para la empresa **Petróleos del Perú - PETROPERU S.A.**:

<u>Instrumento</u>	<u>Clasificación</u>
Obligaciones de Largo Plazo	Categoría AA- (pe)
Perspectiva	Estable
Primer Programa de Instrumentos de Corto Plazo PETROPERU S.A.	Categoría CP-1 (pe)

Definiciones

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.

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

(+) 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 0.7% 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.