

# Petróleos del Perú (PETROPERÚ S.A.)

## 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 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+ otorgada por FitchRatings). Asimismo, el 8 de junio 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 de setiembre 2020. La Empresa está en camino a la integración vertical con el regreso a *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

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 no auditada a setiembre 2020

Clasificaciones otorgadas en Comités de fechas 27/11/2020 y 01/09/2020

## Perspectiva

Estable

## Indicadores Financieros

(Cifras en miles de US\$)	LTM Set-20	Dic-19	Dic-18
Ingresos	3,413,197	4,668,046	4,965,070
EBITDA	101,796	335,072	164,388
Flujo de Caja Operativo (CFO)	283,371	645,742	(134,402)
Deuda Financiera Total	4,470,906	4,175,232	4,820,722
Caja y valores	154,321	375,699	528,700
Deuda Financiera / EBITDA	43.85	12.43	29.33
Deuda Financiera Neta / EBITDA	42.33	11.31	26.11
EBITDA / Gastos Financieros	2.71	8.96	3.36

Fuente: Petroperú

## Metodologías Aplicadas

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

## Analistas

Gustavo Campos Rivero  
[gustavo.campos@aai.com.pe](mailto:gustavo.campos@aai.com.pe)

Julio Loc Lam  
[julio.loc@aai.com.pe](mailto:julio.loc@aai.com.pe)

T. (511) 444 5588

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 entre el 2020 y 2021 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 12.43x al cierre del 2019 y 43.85x a 12M setiembre 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 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 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 presente año, 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 Contratista de Licencia y espera terminar dicho proceso durante el primer trimestre 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%
<b>Total</b>	<b>97.8</b>	<b>100%</b>

\* 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.

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.

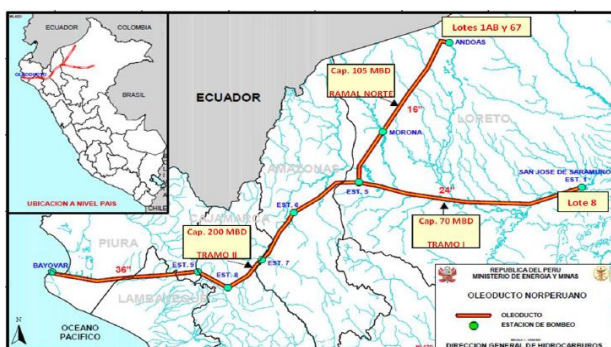
Asimismo, PETROPERÚ S.A. tiene presencia en todo el territorio nacional, lo cual le permite contar con la cobertura necesaria para abastecer la demanda nacional de combustibles y otros productos derivados de los hidrocarburos y atender requerimientos de empresas del exterior. Además, abastece a nivel 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.

Al cierre del tercer trimestre del 2020, la tubería ubicada en el km. 713 del Tramo II se encontraba en reparación. Asimismo, desde el 28 de setiembre del 2020, la Estación 5 se encontraba tomada por pobladores de comunidades aledañas. 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: MFM

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%.

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.

A setiembre 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 Perupetro, terminará en enero del 2021. Respecto al proceso, para la selección de un socio operador para el Lote 192, se estima contar con el socio hacia fines del año actual.

El Contrato actual del Lote 192 es operado por Frontera Energy (antes Pacific Stratus Energy), el cual culmina en

febrero del 2021. 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 clasificaciones de riesgo internacionales fueron ratificadas en BBB+ por FitchRatings y BBB- por S&P. 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 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 setiembre 2020, se tienen 662 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 2020, ascendió a aproximadamente US\$1,031.5 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\$871.4 MM de inversión. Cabe mencionar que, a setiembre 2020, la NRT presenta un avance físico de 90.89%.

- 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. A setiembre 2020, este proyecto presentó un avance físico de 24.6%.
- 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 setiembre 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 49.3% a setiembre 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%	
<b>Total</b>		<b>216,700</b>	<b>100%</b>	

Fuente: Relapasa  
 \* Actualmente fuera de servicio

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



**Principales Derivados**

Derivado	Uso
Gas Líquido 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 12.2% del crudo utilizado durante los últimos 12 meses a setiembre 2020 (32.0% a diciembre 2019).

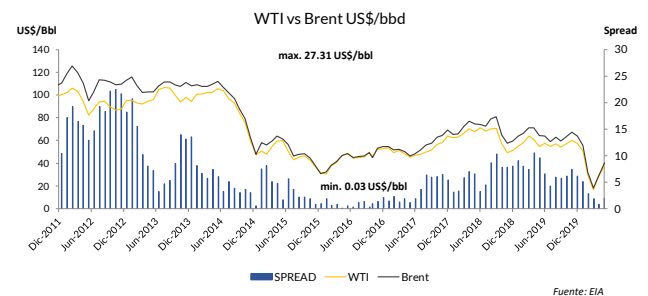
Por otro lado, el 89.5% de las compras de derivados fueron importaciones. Cabe resaltar que la participación de las importaciones en las compras de insumos es significativamente alta, debido a la entrada en vigencia del Decreto Supremo N° 009-2015-MINAM y D.S. 038-2016-EM, por los cuales se incrementó 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 los últimos 12 meses a setiembre 2020, la demanda nacional de combustibles líquidos ascendió a 1,955 miles de barriles por día, disminuyendo en 20.6% 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 de los últimos 12 meses a setiembre 2020; fue en promedio US\$3.69 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\$0.82 y US\$7.43 por barril, respectivamente.



De acuerdo a la información del EIA, al cierre de setiembre del 2020, el precio del crudo WTI ascendió a US\$39.63 por barril, nivel significativamente menor al registrado al cierre de setiembre 2019 (US\$56.95 por barril). Sin embargo, se debe mencionar que el precio promedio del WTI durante los 12M a setiembre 2020 fue menor que el del 2019 (US\$42.85 por barril vs. US\$56.98 por barril).

Por su parte, durante el periodo en análisis, el precio promedio del Brent ascendió a US\$46.54 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.

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 debido principalmente a la guerra de precios entre Rusia y Arabia Saudita. 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. Al cierre del tercer trimestre del 2020, los precios fueron recuperándose; sin embargo, aún se encuentran por debajo de su similar periodo del año anterior.

Según la información del Energy Information Administration (EIA), se 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\$38.24 por barril y US\$44.24 por barril y para el Brent sean de US\$40.61 por barril y US\$46.59 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.

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 y se mantiene solo el petróleo industrial ó destinado a la generación eléctrica de sistemas aislados. 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 setiembre 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 PMRT 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

biodiésel (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 de los últimos 12 meses a setiembre 2020, PETROPERÚ S.A. compró 17.3 MMbbls de crudo, 24.5% por debajo del volumen comprado al cierre del 2019 (22.9 MMbbls).

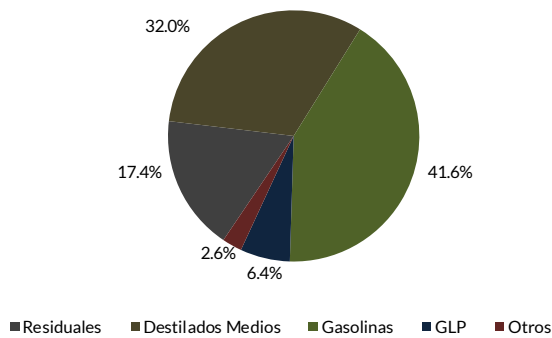
La participación de crudo importado en la carga de las refinarias de la Compañía disminuyó significativamente. De esta manera, solo representó el 12.2% del total de crudo. Lo anterior se debió principalmente por el menor volumen de crudo orientado importado debido al cierre de la Refinería Talara (operó 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, estos ascendieron a 27.4 MMbbls, 4.3% por debajo de lo registrado al cierre del 2019 (28.7 MMbbls). Entre los productos importados, se destacan el ULSD (*Ultra Low Sulfur Diesel*) con una participación de 52.8% del total de productos importados, y Nafta Craqueada (20.3%). 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 38.9%.

Las cuentas por pagar comerciales ascendieron a US\$553.0 MM a setiembre 2020 (US\$739.1 MM a diciembre 2019). Esta disminución se debió principalmente a las menores necesidades de financiamiento de la Compañía debido al menor volumen vendido.

Durante los últimos 12 meses a setiembre 2020, se produjeron 21.6 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 62.5%; ésta se mide considerando la carga procesada sobre la capacidad total de la unidad de destilación primaria.

Composición del producción  
12M Setiembre 2020



Fuente: Petroperú

Las ventas totales de crudo y productos derivados de petróleo, a los 12M setiembre 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 12.0%, mostrando una ligera disminución a lo registrado en el 2019 (13.8%).

Por su parte, el volumen de combustible vendido en el mercado local disminuyó en 12.6% respecto del 2019. Esta disminución se explica por la menor venta de Diésel B5 S-50 con aditivo (- 3.5 MMbbls con respecto del 2019).

Asimismo, durante el periodo en análisis, las ventas al mercado externo disminuyeron en 25.2% respecto al cierre del 2019. De esta manera, el volumen vendido ascendió a 5.4 MMbbls. Entre los productos destacados se encuentra la Nafta Virgen (39.2% del total de exportaciones) y N°6 Fuel Oil (21.2%).

Con respecto a las cuentas por cobrar comerciales, a setiembre 2020, éstas ascendieron a US\$248.0 MM, 31.6% por debajo de lo registrado al cierre del 2019. Esta disminución se debe principalmente a la reducción en las cuentas por cobrar a distribuidores mayoristas, la cual se redujo de US\$217.2 MM a diciembre 2019 a US\$148.4 MM a setiembre 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. Actualmente, se encuentra en condiciones operativas para bombear; sin embargo, por temas sociales está paralizado dado que la Estación 5 y la Estación Morona se encuentran tomadas por las

comunidades desde el 28 de setiembre del 2020 y 06 de octubre del 2020, respectivamente.

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 de los últimos 12 meses a setiembre 2020, de 26.9% respecto a lo registrado en el 2019. De esta manera, el monto ascendió a US\$3,413.2 MM, mientras que en el 2019 fue de US\$4,668.0 MM.

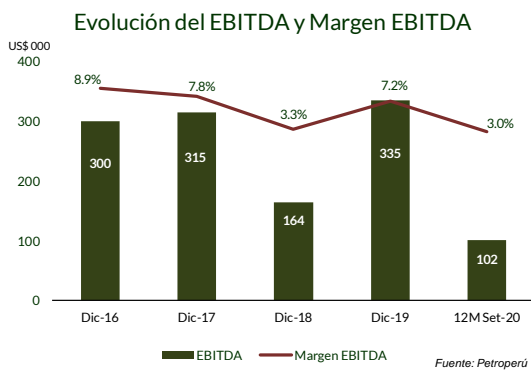
Es importante mencionar que el volumen de ventas fue menor en 7,508 Mbl. Esta disminución se debió a la menor demanda nacional de combustibles a causa del aislamiento social por la crisis sanitaria que atraviesa el mundo.

A los 12M a setiembre 2020, se registró una utilidad bruta de US\$266.5 MM (US\$528.1 MM a diciembre 2019). Lo anterior se debió principalmente a la disminución de ingresos. Adicionalmente, el menor valor de inventario, con un efecto de pérdida de US\$267.0 MM, a causa de la caída de los precios de crudo por el sobre stock en el mundo, debido al aislamiento social por el estado de emergencia.

En cuanto a los gastos administrativos y de ventas, estos ascendieron a US\$234.0 MM (US\$265.0 MM a diciembre 2019). Esta disminución se dio principalmente porque la participación de los trabajadores disminuyó en US\$16.0 MM, respecto de diciembre 2019, y, en menor medida, a los menores tributos registrados al cierre del periodo en análisis (-US\$4.8 MM).

De esta manera, el EBITDA (Utilidad Operativa sin considerar otros ingresos + depreciación + amortización) registrado por PETROPERÚ S.A., al cierre de los últimos 12 meses a setiembre 2020, ascendió a US\$101.8 MM y el margen EBITDA fue de 3.0% (US\$335.1 MM y 7.2%, respectivamente, a diciembre 2019).





En cuanto a los gastos financieros, al cierre de los últimos 12 meses a setiembre 2020, éstos ascendieron a US\$37.6 MM (US\$37.4 MM en el 2019). Adicionalmente se debe mencionar que la Compañía registró una pérdida por diferencia en cambio por US\$16.8 MM durante los últimos 12 meses a setiembre 2020 (ganancia por US\$6.9 MM a diciembre 2019).

De esta manera, al cierre del periodo analizado, PETROPERÚ registró una pérdida neta de US\$40.4 MM (utilidad neta de US\$170.9 MM a diciembre 2019). Así, el indicador de rentabilidad ROE ascendió a -2.2% (9.4% a diciembre 2019).

Por su parte, el Flujo de Caja Operativo de PETROPERÚ, a 12M setiembre 2020, fue de US\$283.4 MM (US\$645.7 MM durante el 2019). A ellos se quitó el desembolso de US\$1,017.8 MM por inversiones en activo fijo y dio como resultado un Flujo de Caja Libre negativo por US\$734.5 MM (US\$271.1 MM negativo durante el 2019).

De este modo, la variación de caja entre el 2019 y el saldo del tercer trimestre del 2020 fue de -US\$221.4 MM (-US\$147.5 MM durante el 2019), debido a las inversiones en activos fijos y las amortizaciones de deuda. Al descomponer por monedas el saldo de deuda financiera a setiembre 2020, el 96.5% del financiamiento se encontraba en dólares.

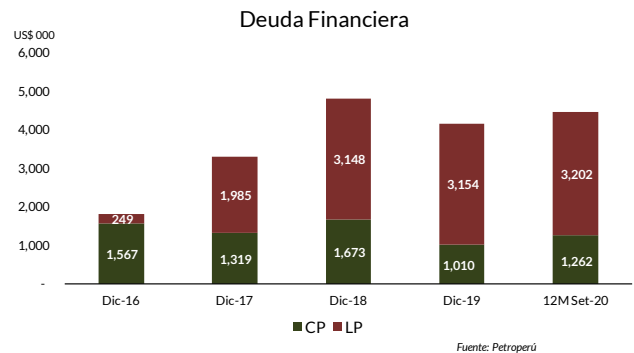
A pesar de lo anterior, A&A resalta el explícito apoyo del Gobierno al publicar normas que tienen efecto directo sobre el desempeño financiero y operativo de la Empresa, haciéndola más competitiva y eficiente en su rubro.

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.

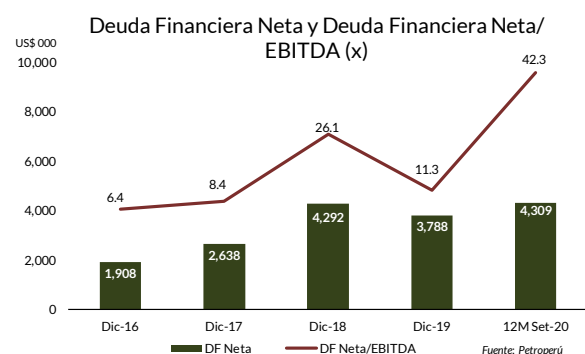
## Estructura de Capital

A setiembre 2020, la deuda financiera ascendió a US\$4,463.3 MM (US\$4,163.7 MM a diciembre 2019). El incremento de la deuda se debió al mayor financiamiento de corto plazo para la NRT en US\$331.7 MM y en menor

medida por financiamiento CESCE en febrero del 2020. Cabe señalar que, a partir del 2019, la empresa empezó a aplicar la NIIF 16 por lo que registró pasivos por arrendamiento por US\$16.9 MM. Sin embargo, no es representativo al solo incidir en el 0.3% del total de pasivos.



Al cierre de los últimos 12 meses a setiembre 2020, el indicador de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) mostró un incremento significativo respecto del 2019. De esta manera, pasó de 12.43x a 43.85x al cierre del periodo analizado. Lo anterior se debió principalmente a la menor generación de caja registrada durante los últimos 12 meses a setiembre 2020 y, en menor medida, por el incremento en el saldo de deuda.



Si no consideramos la deuda revolviente 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 2.71x a los 12M setiembre 2020 (8.96x 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 0.08x (0.32x al cierre del 2019).

Respecto al ratio de liquidez, éste disminuyó significativamente con respecto al cierre del 2019 (de 0.81x a 0.48x). Esta disminución se debió principalmente al menor saldo de inventario, relacionado al menor valor del crudo y productos derivados. Adicionalmente, la Compañía registra un menor saldo de efectivo (-US\$221.4 MM con respecto de diciembre 2019) por el uso de fondos en pago de avance del PMRT.

Las líneas de crédito que tenía PETROPERÚ S.A. al cierre del tercer trimestre del 2020, ascendieron a US\$2,987.6 MM, de las cuales el 65% se encontraba sin utilizar (US\$1,643.4 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\$331.7 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	Credicop Capital Servicios Financieros S.A.
Colocador	Credicop Capital Sociedad Agente de Bolsa S.A.

Fuente: Petroperú

**Resumen Financiero - PETROLEOS DEL PERU - PETROPERÚ S.A.**  
 (Cifras en miles de dólares)

	LTM Set-20	Dic-19	Dic-18	Dic-17	Dic-16
<b>Rentabilidad (%)</b>					
EBITDA <sup>(1)</sup>	101,796	335,072	164,388	314,932	300,056
Mg. EBITDA	3.0%	7.2%	3.3%	7.8%	8.9%
FCF / Ingresos	-21.5%	-5.8%	-14.9%	-13.6%	-15.4%
ROE <sup>(2)</sup>	-2.2%	9.4%	7.1%	13.5%	4.0%
<b>Cobertura (x)</b>					
EBITDA / Gastos financieros	2.71	8.96	3.36	6.07	12.87
EBITDA / (G. Financieros + Porción Corriente Deuda LP)	2.71	8.96	3.36	6.07	1.58
EBITDA / Servicio de deuda <sup>(3)</sup>	0.08	0.32	0.10	0.23	0.19
FCF / Servicio de deuda	(0.54)	(0.22)	(0.40)	(0.37)	(0.31)
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	(0.42)	0.14	(0.09)	0.12	(0.27)
CFO / Inversión en Activo Fijo	0.28	0.70	(0.22)	0.23	0.42
<b>Estructura de capital y endeudamiento (x)</b>					
Deuda Financiera / Capitalización	70.8%	68.6%	73.5%	67.1%	64.0%
Deuda Ajustada Total / (FFO + GF+ Alquileres)	119.01	8.10	23.05	37.91	5.82
Deuda Financiera Total / EBITDA	43.85	12.43	29.33	10.49	6.61
Deuda Financiera Neta / EBITDA	42.33	11.31	26.11	8.38	6.36
Deuda Ajustada Total / EBITDA	43.92	12.46	n.d.	n.d.	n.d.
Costo de financiamiento estimado	0.9%	0.9%	1.1%	1.6%	1.5%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	28.3%	24.3%	34.7%	39.9%	79.0%
<b>Balance</b>					
Activos totales	7,075,484	7,087,041	7,344,003	5,938,743	4,176,755
Caja e inversiones corrientes	154,321	375,699	528,700	666,141	74,005
Deuda financiera Corto Plazo	1,261,832	1,009,994	1,673,112	1,319,200	1,566,776
Deuda financiera Largo Plazo	3,201,502	3,153,745	3,147,610	1,985,124	248,923
Deuda financiera total	4,463,334	4,163,739	4,820,722	3,304,324	1,982,366
Pasivos por Arrendamiento	7,572	11,493	0	0	0
Deuda ajustada total	4,470,906	4,175,232	4,820,722	3,304,324	1,982,366
Patrimonio Total	1,842,026	1,908,262	1,737,310	1,617,604	1,115,924
Capitalización ajustada	6,312,932	6,083,494	6,558,032	4,921,928	3,098,290
<b>Flujo de caja</b>					
Flujo de caja operativo (CFO)	283,371	645,742	(134,402)	165,017	374,889
Inversiones en Activos Fijos e Intangibles	(1,017,835)	(916,822)	(606,160)	(717,336)	(898,354)
Flujo de caja libre (FCF) <sup>(4)</sup>	(734,464)	(271,080)	(740,562)	(552,319)	(523,465)
Otras inversiones, neto	316,879	788,816	(895,401)	(511,183)	(202,646)
Variación neta de deuda	337,829	(650,864)	1,500,944	1,336,357	793,901
Otros financiamientos, netos	(12,983)	(15,599)	-	-	-
Variación de Tipo de Cambio en el efectivo	(8,966)	1,033	(2,422)	2,924	(12,821)
Variación de caja	(101,705)	(147,694)	(137,441)	592,136	54,969
<b>Resultados</b>					
Ingresos	3,413,197	4,668,046	4,965,070	4,051,574	3,389,974
Variación de Ventas	-26.9%	-6.0%	22.5%	19.5%	-2.8%
Utilidad operativa (EBIT)	32,484	263,112	113,836	265,291	249,714
Gastos financieros	37,566	37,398	48,928	51,844	23,318
Resultado neto	(40,362)	170,952	119,552	185,104	40,686
<b>Información y ratios sectoriales</b>					
Rotación de inventarios	41.31	57.70	46.68	66.42	76.70
Rotación de cuentas por cobrar	26.52	28.35	32.25	30.93	28.65
Rotación de cuentas por pagar	64.15	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

### Relación de ejecutivos\*

Carlos Alfredo Barrientos Gonzales	Gerente General
Beatriz Cristina Fung Quiñones	Gerente Administración y Finanzas (e)
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 (e)
Jorge Reynaldo Alméstar Mauricio	Gerente Proyecto Refinería Talara
Santiago Santa María Rizo Patrón	Gerente Cadena de Suministro
Beatriz Regina Alva Hart	Gerente Gestión Social
Luis Alberto Suarez Carlo	Gerente Planeamiento y Gestión (i)
José Manuel Rodríguez Haya	Gerente Gestión de Personas
Carlos Alberto Centurión Robles	Gerente Amb., Seg., y Salud Ocupacional
Victor Enrique Mejía Zuloeta	Jefe de Órgano de Control Institucional
Juan Carlos Pasco Herrera	Oficial de Cumplimiento

### Relación de accionistas

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

(\*) Nota: Información a setiembre 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 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 0.3% 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.